



România  
Judetul Bacău  
Consiliul Local al Municipiului Bacău

**HOTARARE**

**privind aprobarea Master Plan-ului pentru Instalatii Mari de Ardere(IMA) si Sistem de Termoficare(ST) in Municipiul Bacau**

Consiliul Local al Municipiului Bacau,

Avand in vedere:

Prevederile Legii nr.325 din 14 iulie 2006 a serviciului public de alimentare cu energie termica;

Prevederile art. 9, alin.1 lit. "c" și "d" din Legea nr.51 din 8 martie 2006 a serviciilor comunitare de utilitati publice cu modificarile si completarile ulterioare;

Prevederile art. 47 și art. 117 lit. "a" din Legea nr. 215/2001, a administrației publice locale, republicată, ulterior modificată și completată;

Expunerea de motive a Primarului Municipiului Bacau;

Raportul compartimentului de resort din cadrul aparatului de specialitate al Primarului Municipiului Bacau la proiectul de hotarare;

Referatul nr.1561 din 11.02.2009 al Serviciului Unitatea Municipala pentru Monitorizare;

In baza dispozitiilor art.36 alin.(2),lit."b" si "d",alin.(4),lit."f",alin.(6),lit."a),pct.9 si 14 precum si ale art.45,alin.(1) din Legea nr.215/2001 a administratiei publice locale cu modificarile si completarile ulterioare,

**HOTARASTE:**

**Art.1** Se aproba Master Plan-ul pentru Instalatii Mari de Ardere(IMA) si Sistem de Termoficare(ST) in Municipiul Bacau,conform "Anexei", care face parte integranta din prezenta hotarare.

**Art.2** Hotararea se comunica Viceprimarilor Municipiului Bacau,Administratorului Public al Municipiului Bacau,Directiei Economice,Directiei Tehnice,Serviciului Unitatea Municipala pentru Monitorizare,Compartimentului Informare Cetateni,S.C.CET SA Bacau,Institutiei Prefectului Judetului Bacau, Ministerului Mediului si Dezvoltarii Durabile si va fi adusa la cunostinta publica in conditiile legii.

**PRESEDINTE DE SEDINTĂ  
COJOCARU CRISTIAN**

**CONTRASEMNEAZĂ,  
SECRETARUL MUNICIPIULUI BACĂU  
NICOLAE-OVIDIU POPOVICI**

Nr. 21

Din 13.02.2009

Red. M.P./A.P./Ex.1/Ds.I-A-4

**ROMÂNIA**  
**JUDEȚUL BACĂU**  
**CONSILIUL LOCAL AL MUNICIPIULUI BACĂU**





**ANEXĂ LA HOTĂRÂREA NR. 21 DIN 13.02.2009**

**MASTER PLAN-UL PENTRU INSTALATII MARI DE ARDERE (IMA) SI  
SISTEM DE TERMOFICARE IN MUNICIPIUL BACAU**

**PREȘEDINTE DE ȘEDINȚĂ**  
**COJOCARU CRISTIAN**



**CONTRASEMNEAZĂ,**  
**SECRETARUL MUNICIPIULUI BACĂU**  
**NICOLAE-OVIDIU POPOVICI**

    <p>Destinatar Daniela Topirceanu, MMDD</p> <p>cc: Florian Burnar, MMDD</p> <p>Date depunerii: 2 noiembrie 2008</p>	<h2>Componenta Termoficare</h2> <p><b>Sarcina: 2.3 Elaborarea aplicațiilor pentru Infrastructura municipală de termoficare/IMA-uri</b></p> <p><b>Rezultat: Master Plan (MP) pentru Instalații Mari de Ardere (IMA-uri) și Sistem de Termoficare (ST) în Municipiul Bacău, Versiune Finală</b></p> <p><b>„Asistență Tehnică pentru pregătirea Portofoliului de Proiecte” (TAPPP)</b></p> <p><b>Phare 2005/017-553.04.03/08.01 EuropeAid/123067/D/SER/RO</b></p> <p><b>Consortiul</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Rambøll, Denmark (conducătoare Consortiul)</li> <li>- Rambøll, România</li> <li>- Fichtner, Germania</li> <li>- Interdevelopment, România</li> <li>- PM, Irlanda</li> <li>- PM International Services, România</li> </ul>
<p>Elaborat de</p>	<p>Peter Brask - Component Manager, Daniela Căncescu - Deputy Component Manager, Radu Bacanu - Expert Cazane, Bjarne Juul Christensen - Expert Master Planning și Energy Planning, Frederick Pitzner Jorgensen - Expert financiar și studii de fezabilitate</p>
<p>Aprobat de</p>	<p>Peter Brask, Component Manager, Termoficare</p>
<p>TAPPP Team Leader:</p> <p>Birou TAPPP:</p> <p>GSM:</p> <p>E-mail:</p>	<p>George McDonnell</p> <p>Ministerul Mediului și Dezvoltării Durabile B-dul Libertății 12, Cam 304E RO-040129, București</p> <p>+40-730-013016</p> <p>george.mcdonnell@at-phare.ro</p>

**Conținut**

<b>0. Rezumat executiv</b>	<b>1</b>
<b>1. Introducere</b>	<b>18</b>
1.1. Cadru general al proiectului	18
1.2. Obiectiv general și abordarea aplicată pentru realizarea Master Planului	20
1.3. Structura Master Planului	20
<b>2. Analiza situației existente</b>	<b>22</b>
2.1. Rezumat	22
2.2. Aria proiectului	22
2.3. Cadru natural	24
2.4. Infrastructură	29
2.5. Evaluare socio-economică	31
2.6. Evaluarea cadrului instituțional și legal	40
2.7. Resurse de energie	75
2.8. Impactul asupra mediului	87
2.9. Cererea existentă de energie termică	90
2.10. Instalații existente și performanțe actuale	92
<b>3. Proiecții</b>	<b>125</b>
3.1. Rezumat	125
3.2. Metodologie și ipoteze	125
3.3. Proiecții socio-economice	125
3.4. Proiecție cerere de energie termică	132
<b>4. Obiective naționale și ținte municipale</b>	<b>142</b>
4.1. Rezumat	142
4.2. Obiective naționale de mediu privind sistemul de termoficare	142
4.3. Trimitere către planuri și strategii naționale, regionale precum și alte planuri și strategii relevante	143
4.4. Ținte municipale în sectorul de termoficare	147
4.5. Concluzie	148
<b>5. Analiza opțiunii</b>	<b>150</b>
5.1. Rezumat	150
5.2. Metodologie și ipoteze	150
5.3. Evaluarea opțiunilor	152
5.4. Opțiune propusă	166
5.5. Concluzie	166
<b>6. Strategie privind sistemul municipal de termoficare</b>	<b>168</b>
<b>7. Plan de investiții pe termen lung</b>	<b>169</b>
7.1. Rezumat	169



7.2.	Măsuri pentru investiții pe termen lung	169
7.3.	Parametrii de proiectare și predimensionare	171
7.4.	Costuri unitare	175
7.5.	Costuri investiționale	175
7.6.	Costuri de operare, întreținere și administrare	175
7.7.	Program de implementare și etapizarea măsurilor	176
7.8.	Impactul măsurilor propuse	178
7.9.	Atingerea țintelor	180
7.10.	Cerințe instituționale	182
7.11.	Concluzie	184
<b>8.</b>	<b>Analize financiare și economice</b>	<b>185</b>
8.1.	Rezumat	185
8.2.	Ipoteze privind mărimea pieței	185
8.3.	Ipoteze privind costurile de operare și întreținere	185
8.4.	Ipoteze privind costurile investiționale	187
8.5.	Valoarea netă actualizată	187
<b>9.</b>	<b>Suportabilitate</b>	<b>190</b>
9.1.	Rezumat	190
9.2.	Metodologie și ipoteze	190
9.3.	Evaluare	190
9.4.	Suportabilitate	193
9.5.	Analiză de sensibilitate	194
9.6.	Concluzie	195
<b>10</b>	<b>Program prioritar de Investiții în Infrastructură</b>	<b>197</b>
<b>11</b>	<b>Plan de Acțiune pentru Implementarea proiectului</b>	<b>202</b>

**Anexe**

## 0. Rezumat executiv

### 0.1. Contextul Master Planului

Obiectivul general al contractului AT este de a îmbunătăți infrastructura de mediu din România potrivit standardelor europene în domeniul termoficării pentru a crește în mod semnificativ calitatea mediului și a condițiilor de viață.

Obiectivul documentului de față este de a elabora un Master Plan (MP) pentru instalațiile mari de ardere (IMA) și sistemul de termoficare (ST) în municipiul Bacău, acoperind întregul sistem, inclusiv generarea, transportul și distribuția energiei termice la consumatori până în anul 2028 (orizont de planificare de 20 de ani).

Obiectivul specific al MP este de a propune un program de investiții pe termen lung care să asigure:

- conformarea cu obligațiile de mediu stabilite în Tratatul de Aderare și cu obiectivele strategiilor și politicilor naționale privind alimentarea cu energie electrică și termică;
- dezvoltarea unui sistem de termoficare durabil în municipiul Bacău, pentru a îmbunătăți eficiența energetică;
- asigurarea alimentării cu energie termică și de facturi de energie termică suportabile pentru majoritatea populației municipiului Bacău;
- Reducerea impactului negativ asupra mediului și sănătății populației cauzate de actuala poluare indusă de sistemul de termoficare.

Recomandările incluse în Master Plan se bazează pe date specifice colectate din Bacău, precum și pe ipoteze privind viitoarea dezvoltare a pieței de termoficare până în 2028. Astfel, se recomandă actualizarea periodică a Master Planului și revizuirea acestuia în cazul în care au loc modificări majore la nivelul pieței de termoficare, cadrului legislativ etc.

Programul de investiții propus este rezultatul prioritizării a diferitelor opțiuni bazate pe criterii de selecție financiară, de mediu, tehnice și de suportabilitate. Criteriile de selecție sunt definite pe baza țintelor naționale și obiectivelor municipale.

Pe baza programului de investiții pe termen lung, MP recomandă investiții prioritare pe termen scurt necesare a fi implementate pentru a asigura conformarea cu obligațiile de mediu din Tratatul de Aderare care urmează a fi finanțate prin POS Mediu – Axa Prioritară 3.

MP prezintă situația existentă, proiecțiile pentru dezvoltarea viitoare a întregului sistem de termoficare, și pe baza acestor informații, MP propune opțiuni strategice pentru reabilitarea sistemului de termoficare și recomandă opțiuni pentru a fi analizate în viitor în cadrul etapei de studiu de fezabilitate în vederea determinării soluției cele mai eficiente din punct de vedere al costurilor pentru alimentarea cu energie termică în Bacău.

### 0.2. Ținte naționale și obiective municipale

Ca urmare a analizei strategiilor, planurilor și programelor la nivel național, regional și local au fost identificate ținte naționale și municipale strategice și specifice privind reabilitarea sistemului de termoficare care trebuie atinse în Bacău, după cum urmează:

#### a) Ținte și obiective naționale strategice

- conformarea cu angajamentele asumate prin Tratatul de Aderare și cu alte directive UE privind mediul legate de poluarea aerului și gestionarea deșeurilor nepericuloase, care duc la micșorarea schimbărilor climatice și îmbunătățirea condițiilor de sănătate a populației;
- asigurarea siguranței în alimentarea cu energie prin asigurarea disponibilității resurselor de energie și limitarea dependenței de resurse importate;
- asigurarea dezvoltării durabile prin creșterea eficienței energetice, promovarea producției de energie bazată pe resurse regenerabile de energie, promovarea producției de energie termică și electrică în cogenerare cu instalații eficiente și asigurarea utilizării raționale și eficiente a

resurselor primare.

**b) Ținte și obiective municipale specifice**

- conformarea cu emisiile de SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> și praf până la sfârșitul perioadelor de tranziție privind valorile limită a emisiei și limitele maxime admise stabilite în Tratatul de Aderare;
- conformarea cu cotele de emisii de CO<sub>2</sub> stabilite în Planul Național de Alocare pentru 2008-2012, precum și cu viitoarele cerințe stabilite în propunerea de Directivă privind emisiile de CO<sub>2</sub> după anul 2012;
- conformarea depozitului de zgură și cenușă cu cerințele stabilite de Directiva UE privind depozitarea;
- creșterea eficienței energetice a cazanelor la eficiența de referință minimă de 90% pentru cazane cu ardere pe gaz și 86% pentru cazane cu ardere pe lignit;
- cogenerare de o eficiență ridicată cu economie de combustibil primar de cel puțin 10% în comparație cu producția separată de energie electrică și termică la performanța de referință respectivă;
- reducerea pierderilor de căldură în rețele la maxim 15% din producția de energie termică;
- posibilitatea de a utiliza resurse regenerabile de energie.

**0.3. Deficiențele existente ale sistemului de termoficare**

CET Bacău operează două sisteme de termoficare:

- sistemul principal, alimentat de la CET Chimiei și CET Letea,
- 10 sisteme „insulă”, alimentate de la centralele termice locale (capacitate proiectată de 16 MWt).

CET Chimiei include 2 IMA-uri (IMA1-IMA2), în timp ce CET Letea include un IMA (IMA3).

IMA1 operează pe lignit și gaz natural, IMA2 și IMA3 operează pe gaz natural și combustibil lichid greu.

**a) Deficiențe existente ale surselor de energie termică**

Pentru CET Bacău, ARPM Bacău a emis autorizații integrate de mediu împreună cu Planurile de Acțiune.

Tabelul de mai jos prezintă IMA-urile din CET Bacău care în acest moment nu sunt conforme în ceea ce privește emisiile de SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> și praf:

	<b>SO<sub>2</sub></b>	<b>NO<sub>x</sub></b>	<b>Praf</b>
Depășirea VLE	IMA1	IMA1	IMA1
Depășirea limitei maxime admise	IMA1	IMA1	IMA1

Ca urmare a negocierilor de aderare a României la UE (Bruxelles, 31 martie 2005) au fost alocate următoarele perioade de tranziție.

	<b>SO<sub>2</sub></b>	<b>NO<sub>x</sub></b>	<b>Praf</b>
<b>IMA 1</b>	31.12.2012	-	31.12.2009
<b>IMA 2</b>	-	-	-
<b>IMA 3</b>	-	-	-

Perioade de tranziție – Tratatul de Aderare

IMA1 nu îndeplinește cerințele privind emisiile de SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> și praf.

Eficiența actuală a IMA 1 este de 84% iar IMA2 și IMA3 au o eficiență de 90%.

IMA1 pe bază de lignit are o eficiență mai scăzută decât valoarea de referință, adică de 84% în comparație cu valoarea de referință minimă de 86%.

Lipsa actuală a unui sistem de control a presiunii pentru rețeaua primară duce la un consum ridicat de energie electrică. Se pot realiza economisiri prin instalarea unor convertoare de frecvență pentru variatoarele de viteză ale pompelor.

Capacitatea totală de termoficare a CET Bacău este de 283 MWt, din care 151 MWt în CET Chimiei, 116 MWt în CET Letea și 16 MWt în sistemul „Insulă”. În comparație cu actuala sarcină maximă de vârf de iarnă de aproximativ 130 MWt, capacitatea sistemului de termoficare este mai mult decât dublă față de necesarul actual și de mai mult de trei ori mai mare în comparație cu necesarul termic estimat pentru anul 2028 (de 93 MW).

Centralele termice locale au nevoie de reabilitare, în principal prin înlocuirea cazanelor existente pentru a crește eficiența. De asemenea, 9 din cele 10 centrale locale de cazane trebuie reabilitate/modernizate, adică:

- CT 2 Miorița;
- CT 3 Miorița;
- Grup Școlar;
- Prefectură;
- 3/2 Mărășești;
- 3/5 Dr. Aroneanu;
- Primărie;
- 1 Parc;
- 4/6 9 Mai.

Harta inclusă în Anexa 0.3\_1 prezintă zona acoperită de energia termică furnizată de centralele locale de cazan.

#### **b) Deficiențele actuale ale rețelelor de termoficare**

100% din rețele trebuie reabilitate în următorii ani. Soluțiile trebuie analizate de la caz la caz pentru a găsi cea mai bună formulă pentru fiecare stație (sistem de 2 conducte sau sistem de 4 conducte). Pierderile totale în rețelele de termoficare (primare + secundare) sunt de aproximativ 34 %.

#### **c) Deficiențele actuale ale stațiilor**

Stațiile sunt reabilitate în proporție de 100%.

### **0.4. Proiecții și Ipoteze**

Au fost realizate proiecții detaliate privind dezvoltarea socio-economică și necesarul termic viitor.

Pe scurt, au fost luate în considerare următoarele proiecții:

#### **Ținte de mediu:**

- 1) conformare cu cerințele stipulate în Tratatul de Aderare privind emisiile de SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> și praf,
- 2) conformarea cu cerințele privind depozitele de zgură și cenușă,
- 3) conformarea cu cerințele privind emisiile de CO<sub>2</sub> în perioada 2008-2012 și după 2012.

#### **Proiecții privind necesarul termic:**

	Perioadă	Perioadă
--	----------	----------

	<b>Perioadă</b>	<b>Perioadă</b>
Reducerea necesarului termic ca urmare a reabilitării clădirilor (reducerea consumului de energie termică la consumatori)	2009-2023 Reducere cu 30% (2% pe an)	2023-2028 Necesar termic constant (nivel 2023)
Reducerea necesarului termic ca urmare a reabilitării clădirilor (reducerea consumului de energie termică la consumatori)	2009-2012 Reducerea pierderilor de căldură de la 34% din energia termică furnizată în 2007 la 15%	2013-2028 15% pierdere de căldură în rețele în comparație cu energia termică furnizată
Zonă încălzită în viitor	2009-2028 O zonă constantă de clădiri încălzită prin termoficare de către CET Bacău	
Total energie termică furnizată către rețele	2007-2028 Descresțerea de la 1392 TJ/an în 2007 la 856 TJ/an în 2028.	

### **Proiecții privind sarcina termică**

	<b>2007</b>	<b>2028</b>
Sarcină termică medie, iarnă	69 MW	32 MW
Sarcină termică maximă de vârf, iarna	125 MW	90 MW
Sarcină termică minimă, vară	10 MW	5 MW
Sarcină termică medie, vară	14 MW	8 MW

### **Ipoteze financiare**

- Toate prețurile și costurile fixate la nivelul din decembrie 2007;
- Salariile (pe angajat) crescute cu 5% pe an (fără inflație);
- Costurile cu combustibilul și costurile și prețurile de vânzare a energiei electrice sunt constante, la nivelul celor din decembrie 2007;
- Costurile cu personalul și costurile fixe rămân constante la nivelul celor din 2007 până în anul 2012. După reabilitare, costurile cu personalul și costurile fixe descresc cu 60% până în 2028 datorită unei funcționări mai eficiente și datorită faptului că sunt necesare mai puține lucrări de reparații;
- Au fost analizate două scenarii privind prețul combustibilului: pentru prețul actual al gazului (282 EUR/1000 m<sup>3</sup>) și pentru prețul mare al gazului (400 EUR/1000 m<sup>3</sup>);
- Prețul CO<sub>2</sub>: 25 EUR/t, constant până în 2028;
- Toate subvențiile privind alimentarea cu energie termică sunt reduse etapizat începând cu ianuarie 2009, singura subvenție rămasă fiind cea socială. Aceasta duce la o creștere considerabilă a prețului energiei termice;
- Sistemul social de subvenție va acoperi în continuare costurile privind termoficarea pentru peste 9% din venitul de la gospodării.

### **0.5. Analiza opțiunii**

Sistemele de termoficare au un mare impact socio-economic după cum se reflectă în diferite strategii, planuri și programe naționale datorită impactului atât asupra sectorului energetic, de mediu cât și asupra celui de servicii publice. Sistemele de termoficare sunt servicii publice care trebuie pe de o parte, să asigure alimentarea continuă cu energie termică a consumatorilor la un preț suportabil, iar pe de altă parte, trebuie să asigure generarea și furnizarea eficientă de energie fără impacte nefavorabile asupra mediului și sănătății populației. Pentru a îndeplini toate aceste cerințe, au fost identificate ținte specifice pentru reabilitarea sistemului de termoficare în Bacău.

### **Considerente strategice**

- 1) Operarea sistemului de termoficare în Bacău, în ultimii 5 ani, a indicat faptul că prețul lignitului

pentru CET Bacău este foarte ridicat din cauza costurilor de transport ridicate datorate distanței mari dintre sursă și centrală. De asemenea, turbina cu abur și turbina cu abur pe lignit existente din IMA1 au o capacitate prea mare comparativ cu sarcina termică actuală și viitoare. De asemenea, există un număr redus de consumatori industriali de abur. Astfel, continuarea producției de energie termică în IMA1, pe bază de lignit, nu mai este justificată.

2) Pentru a avea o rezervă de combustibil în cazul lipsei gazului natural, IMA3 care urmează să fie modernizat, menține posibilitatea funcționării pe combustibil lichid greu. IMA2, care va fi rezervă, menține și ea posibilitatea funcționării pe combustibil lichid greu.

3) Din moment ce gazul rămâne combustibilul principal, tehnologiile instalate trebuie să fie cele mai eficiente. Astfel, rezultă că o combinație de ciclu combinat, turbină pe gaz și cazan pentru apă fierbinte de vârf este modalitatea cea mai eficientă de a acoperi sarcina termică.

Pe baza analizei sistemului existent de termoficare în Bacău și pe baza considerentelor strategice prezentate au fost analizate 2 scenarii ce cuprind 4 opțiuni diferite care acoperă toate aspectele enumerate mai sus.

Pentru reabilitarea sistemului de termoficare în Bacău au fost elaborate și comparate trei scenarii:

Scenariu	Descriere
Scenariu 1 (S1)	<b>Sistem centralizat de termoficare</b> , inclusiv surse pentru producția de energie termică, rețea de transport, substații, rețea de distribuție, sisteme „insulă”
Scenariu 2 (S2)	<b>Sistem descentralizat de termoficare</b> , inclusiv: (co)generare de energie termică în instalații de cazane pe gaz montate în fostele substații; rețele de distribuție, sisteme „insulă” (surse de producție de energie termică și rețea de transport închise).
Scenariu 3 (S3)	<b>Sistem individual de încălzire</b> (sistemul de termoficare închis, fiecare consumator/clădire are propriul sistem individual de încălzire cu ardere pe gaz)

Scenarii pentru reabilitarea sistemului de termoficare în Bacău

Tabelul următor prezintă opțiunile propuse pentru fiecare dintre cele două scenarii relevante pentru transformarea sistemului de termoficare din Bacău.

Scenariu	Opțiune	Descrierea opțiunii (pe scurt)
Scenariu 1 (S1) Sistem centralizat de termoficare	O1: CAF și turbină pe gaz	IMA 1 este închis, IMA 2 rămâne drept rezervă. Unitățile active sunt IMA 3 și turbina pe gaz. Rețelele de transport și distribuție sunt reabilitate. Depozitul de zgură și cenușă va fi închis.
	O2: CAF, turbină pe gaz, ciclu combinat.	IMA 1 funcționează cu noua turbină cu abur care înlocuiește vechiul cazan cu abur, IMA 2 rămâne ca rezervă. Unitățile active sunt IMA 3, turbina pe gaz și un nou ciclu combinat de 22 MWe, 18,5 MWT în IMA 1. Rețelele de transport și distribuție sunt reabilitate. Depozitul de zgură și cenușă va fi închis.

	O3: CAF, turbină pe gaz, APF pe lignit	IMA 1 funcționează cu un nou cazan cu pat fluidizat, IMA 2 rămâne ca rezervă. Unitățile active sunt IMA 3, turbina pe gaz și IMA 1 cu un nou cazan apă fierbinte pe lignit cu pat fluidizat, de 23 Mwt. Rețelele de transport și distribuție sunt reabilitate. Depozitul de zgură și cenușă va fi închis.
Scenariu 2 (S2) Sistem descentralizat de termoficare	O4: Energie termică produsă de cazanele pe gaz instalate în fostele substații	Închiderea CET Bacău 1 și CET Bacău 2, cazane cu ardere pe gaz instalate în fostele substații
Scenariu 3 (S3) Sistem individual de încălzire	O5: Energie termică produsă de instalațiile locale de cazane la nivel de clădire	Închiderea IMA 1,2 și 3, închiderea rețelor de transport și distribuție și a substațiilor. Instalarea de cazane individuale la nivel de clădire (100%)

Pentru evaluarea scenariilor și opțiunilor propuse au fost stabilite trei seturi de criterii de evaluare, unul pentru aspecte financiare, unul pentru aspecte tehnice și unul pentru aspecte sociale.

Punctaj maxim ponderat	Categorii	Criterii	Punctaj maxim individual	Ponderile punctajelor individuale	Punctaj individual maxim ponderat	Ponderile punctajelor de grup
40	<b>Criterii financiare</b>	Investiții totale	200	50%		
		Costuri operaționale	200	50%		
		<b>Total financiar</b>	<b>400</b>	<b>50%</b>	<b>100</b>	<b>40%</b>
20	<b>Criterii tehnice</b>	Cogenerare de mare eficiență	200	100%	100	x
		<b>Total tehnic</b>	<b>200</b>	<b>100%</b>	<b>100</b>	<b>20%</b>
40	<b>Criterii sociale</b>	Suportabilitate (prețul energiei termice)	x	x	100	40%
<b>100</b>	<b>TOTAL punctaj maxim</b>		<b>x</b>	<b>x</b>	<b>x</b>	<b>x</b>

Avantajele și dezavantajele fiecărui scenariu:

Scenariu	Avantaje	Dezavantaje
----------	----------	-------------

Scenariu	Avantaje	Dezavantaje
Scenariu S1 (centralizat)	-posibilitatea de cogenerare -flexibilitate privind combustibilul -siguranța alimentării cu energie termică -suportabilitate ridicată -costuri operaționale scăzute	-investiții mari -pierderi de căldură în rețele
Scenariu S2 (descentralizat)	-pierderi de căldură reduse în rețele	-investiții mari -costuri operaționale mari -fără cogenerare -mai puțin suportabil
Scenariu S3 (individual)	-costuri investiționale mici -costuri operaționale mici -suportabilitate mare	-fără cogenerare -fără flexibilitate privind combustibilul -responsabilitate privind întreținerea este de partea consumatorului

Potrivit evaluării, Opțiunea O2 are punctajul cel mai mare. Cu toate acestea, analiza multicriteriu este doar primul filtru utilizat pentru selectarea opțiunilor cel mai probabil a fi analizate în continuare la nivel de studiu de fezabilitate și analiză cost-beneficiu. Astfel, Master Planul recomandă a fi analizate în continuare la nivel de studiu de fezabilitate și analiză cost-beneficiu următoarele opțiuni:

- Opțiunea O2 și Opțiunea O1 din scenariul centralizat,
- Opțiunea O4 pentru a justifica în continuare, în detaliu, sustenabilitatea scenariului centralizat comparativ cu scenariul descentralizat.

Opțiunea O2 va include următoarele intervenții:

- Nou ciclu combinat de 18,5 MWt și 22 MWe în IMA1,
- Închiderea depozitului de zgură și cenușă,
- Reabilitarea rețelei de transport, inclusiv a variatoarelor de viteză pentru pompe,
- Reabilitarea rețelei de distribuție,
- Reabilitarea centralelor termice.

Avantajele principale ale Opțiunii O2 sunt următoarele:

- alimentare în siguranță cu energie termică a populației;
- reduce poluarea aerului ducând la o îmbunătățire a sănătății populației (nivelul de SO<sub>2</sub> și Nox redus la limitele impuse);
- reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră, în concordanță cu viitoarele cerințe UE privind reducerea după 2012;
- cea mai mare eficiență posibilă în sistem centralizat cu funcționare pe gaz natural;
- eficiență crescută a cogenerării.

Investițiile propuse în Opțiunea O2 asigură conformarea totală cu obligațiile de mediu stabilite în Tratatul de Aderare și prin politica națională din sectorul energetic.

	Investiții	Valoare MEUR	%



	<b>Investiții</b>	<b>Valoare MEUR</b>	<b>%</b>
1	Instalarea unui ciclu combinat de 18,5 MWt, 22,2 MWe	22,9	26,84
2	Reabilitarea rețelei de transport	16,45	19,03
3	Pompe cu variatoare de viteză pentru transportul agentului termic	1,55	1,80
4	Reabilitarea rețelelor de distribuție	38,5	45,15
5	Reabilitarea centralelor termice locale	1,63	1,91
6	Închiderea depozitului de zgură și cenușă	4,5	5,27
	<b>Total</b>	<b>85,53</b>	<b>100</b>

Defalcarea măsurilor investiționale pe termen lung

<b>Investiții principale</b>	<b>Rezultate</b>
Instalarea unui ciclu combinat de 18,5 MWt, 22,2 MWe	-Creșterea furnizării de energie termică rezultată din cogenerare -Atingerea unei cogenerări de mare eficiență
Reabilitarea rețelei de transport	-Creșterea eficienței energetice -Reducerea consumului de electricitate
Pompe cu variatoare de viteză pentru transportul agentului termic	-Creșterea eficienței energetice -Reducerea consumului de electricitate
Reabilitarea rețelelor de distribuție	-Creșterea eficienței energetice -Reducerea consumului de electricitate
Reabilitarea centralelor termice locale	-Creșterea eficienței energetice
Închiderea depozitului de zgură și cenușă	-Atingerea țintelor de mediu

Investițiile totale necesare pentru orizontul de planificare de 20 de ani al Mater Planului (pentru opțiunea recomandată), precum și etapizarea investițiilor sunt prezentate în tabelul de mai jos. În Etapa 3 nu sunt prevăzute reinvestiții pentru că durata de viață a tuturor investițiilor este mai mare decât perioada de planificare de 20 de ani.

#### Plan de investiții pentru Opțiunea O2 [MEUR]

<b>Numele Investiției</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016-2028</b>
Instalarea unui ciclu combinat de 18,5 MWt, 22,2 MWe		22,9						0
Reabilitarea rețelei de transport	4,5	4,5	4,5	4,5				0
Pompe cu variatoare de viteză pentru transportul agentului termic		1,55						0
Reabilitarea rețelelor de distribuție	9,6	9,6	9,7	9,6				0
Reabilitarea centralelor termice locale	0,81	0,81						0

Închiderea depozitului de zgură și cenușă		2,25	2,25				
<b>Total</b>	<b>14,91</b>	<b>41,61</b>	<b>16,45</b>	<b>16,45</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Etapă</b>	<b>Etapa 1 (72,97)</b>			<b>Etapa 2 (16,45)</b>			<b>Etapa 3 (0)</b>

Au fost definite trei grupe de ținte municipale care trebuie atinse prin implementarea opțiunii propuse. Atingerea acestor ținte este precizată mai jos.

### Impactul măsurilor propuse

Acest capitol evaluează impactul măsurilor propuse în ceea ce privește mediul, sănătatea populației, aspecte socio-economice și siguranța alimentării cu energie termică. Evaluarea se bazează pe țintele și obiectivele definite în Capitolul 4, precum și pe evaluarea și avantajele identificate în capitolul 5.

### Impact din punct de vedere al mediului

Investițiile propuse în Opțiunea 02 au un impact pozitiv semnificativ asupra calității aerului, contribuind la reducerea emisiilor de SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> și CO<sub>2</sub>.

#### a) Reducerea emisiilor de SO<sub>2</sub>

Tabelul de mai jos prezintă concentrațiile și cantitățile estimate de emisii de SO<sub>2</sub> pentru funcționarea la capacitate normală, precum și limitele introduse prin Autorizația Integrată de Mediu. Tabelul include de asemenea și reducerea estimată de emisii de SO<sub>2</sub> ca urmare a implementării investițiilor propuse.

CET	IMA	Estimare emisii de SO <sub>2</sub>		Limite SO <sub>2</sub>		Reducere emisii de SO <sub>2</sub>		
		Conc. (mg/Nmc)	Cant. (tone/an)	Conc. (mg/Nmc)	Cant. (tone/an)	Conc. (mg/Nmc)	Cant. (tone/an)	
CET Bacău	IMA1	3300	1920	0	0	3300	1920	
	IMA2	0	0	0	0	0	0	
	IMA3	0	0	0	0	0	0	
<b>TOTAL</b>	<b>Total reducere emisii de SO<sub>2</sub>:</b>						<b>3100</b>	<b>1920</b>
	Reducere emisii de SO <sub>2</sub>							

Prin implementarea investițiilor propuse prin Opțiunea 2, emisiile totale de SO<sub>2</sub> vor fi reduse cu aproximativ 1.920 t/an.

#### b) Reducerea emisiilor de NO<sub>x</sub>

Tabelul de mai jos prezintă concentrațiile și cantitățile estimate de emisii de NO<sub>x</sub> pentru funcționarea la capacitate normală, precum și limitele introduse prin Autorizația Integrată de Mediu. Tabelul include de asemenea și reducerea estimată de emisii de NO<sub>x</sub> ca urmare a implementării investițiilor propuse.

CET	IMA	Emisii NO <sub>x</sub>		Limite NO <sub>x</sub>		Reducere emisii de NO <sub>x</sub>	
		Conc. (mg/Nmc)	Cant. (tone/an)	Conc. (mg/Nmc)	Cant. (tone/an)	Conc. (mg/Nmc)	Cant. (tone/an)
CET Bacău							
	IMA1	310	380	200	20	110	360

CET	IMA	Emisii NOx		Limite NOx		Reducere emisii de NOx	
		Conc. (mg/Nmc)	Cant. (tone/an)	Conc. (mg/Nmc)	Cant. (tone/an)	Conc. (mg/Nmc)	Cant. (tone/an)
	LCP2	220	20	0	0	220	20
	LCP3	165	10				
<b>TOTAL</b>	<b>Total reducere emisii de NOx:</b>					0	7
	Reducere emisii de NOx						<b>387</b>

Prin implementarea investițiilor propuse prin Opțiunea 2, emisiile totale de NOx vor fi reduse cu aproximativ 387 t/an.

#### c) Reducerea emisiilor de CO<sub>2</sub>

Sistemul de termoficare reabilitat va atinge o reducere a emisiei de CO<sub>2</sub> de 130.000 tone/an, rezultând emisii de CO<sub>2</sub> cu 60% sub limita maximă actuală stabilită prin Planul Național de Alocare până în 2012. Mai mult, emisiile viitoare de CO<sub>2</sub> emission vor urma o descreștere anuală de 1,74% începând cu 2012 și se vor conforma cu limitele privind cogenerarea de mare eficiență și producția doar de energie termică. Drept consecință, sistemul de termoficare reabilitat va fi în concordanță cu propunerea de Directivă privind CO<sub>2</sub> după 2012.

#### d) Reducerea emisiilor de praf

Tabelul de mai jos prezintă concentrațiile și cantitățile estimate de emisii de praf pentru funcționarea la capacitate normală, precum și limitele introduse prin Autorizația Integrată de Mediu. Tabelul include de asemenea și reducerea estimată de emisii de praf ca urmare a implementării investițiilor propuse.

CET	IMA	Emisii de praf		Limite praf		Reducere emisii de praf	
		Conc. (mg/Nmc)	Cant. (tone/an)	Conc. (mg/Nmc)	Cant. (tone/an)	Conc. (mg/Nmc)	Cant. (tone/an)
CET Bacău	IMA1	105	82	0	0	105	82
	IMA2	0	0	0	0	0	0
	IMA3	0	0	0	0	0	0
<b>TOTAL</b>	<b>Total reducere emisii de praf:</b>					0	0
	Reducere emisii de praf					<b>105</b>	<b>82</b>

Prin implementarea investițiilor propuse prin Opțiunea 2, emisiile totale de praf vor fi reduse cu aproximativ 82 t/an.

#### Sănătatea populației

Având în vedere Ordinul de Ministru nr. 346/2007 privind aprobarea listei de aglomerări, inclusiv calitatea aerului din localitățile din regiunile 1-7, potrivit reglementărilor OM 745/2002, Bacău a fost numit o aglomerare și a fost inclus pe lista 1 – zone unde nivelele concentrației de diferiți poluanți sunt mai mari decât valoarea limită plus marja de toleranță pentru SO<sub>2</sub> și PM<sub>10</sub>.

Ca urmare a implementării investițiilor propuse în Opțiunea O2, calitatea aerului ambiant va fi îmbunătățită, ducând la condiții mai bune pentru sănătatea populației.

#### Socio-economic

Din cauza creșterilor prețului combustibilului și reducerii etapizate a subvențiilor, este probabil că prețul energiei termice va crește cu mai mult de 60% începând cu 2009 comparativ cu nivelul de preț

din 2007. Dintre opțiunile centralizate, Opțiunea O2 asigură prețul cel mai scăzut pentru energie termică pentru populație, precum și suma cea mai mică de subvenții pe an pentru Municipalitate.

### Siguranța alimentării

Opțiunea O2 asigură un grad ridicat al alimentării cu energie termică datorită:

- prețului suportabil de energie termică ajută la minimizarea numărului de deconectări și încurajează noile conectări (stabilizarea pieței). Aceasta va ajuta la asigurarea unei producții de și alimentări constante și stabile cu energie termică.

### Ținte privind mediul

#### a) Ținte POS Mediu

POS Mediu definește ținte specifice care trebuie atinse până în 2015, în comparație cu anul de bază datorat intervențiilor POS Mediu. Contribuția Opțiunii O2 la atingerea țăintelor POS Mediu este prezentată în tabelul de mai jos.

	Unitate	An de bază	Reducere a țintei (2015)	Contribuție la reducerea țintei (cantitate) 2011-2015	Contribuție la reducerea țintei (% din ținta POS Mediu) 2001-2015
<b>Outputuri</b>					
Reabilitarea sistemelor de termoficare	Nr.	2006	8	1	12,5%
Elaborarea studiilor privind opțiunile	Nr.	2006	15	1	6,6%
<b>Rezultate</b>					
Locații în care calitatea aerului este îmbunătățită datorită reabilitării sistemelor de termoficare	Nr.	2006	8	1	12,5%
Reducerea emisiilor de SO <sub>2</sub> din sistemele de termoficare datorită intervențiilor POS	Tone	2003	65,000	1.920x5=9.600	15%
Reducerea emisiilor de NOx din sistemele de termoficare datorită intervențiilor POS	Tone	2003	3,000	387x5=1.935	64%

Contribuția la atingerea țăintelor POS Mediu

#### b) Ținte locale privind sectorul de mediu

Autorizațiile integrate de mediu pentru CET Bacău stabilesc VLE și limitele maxime admise pentru emisiile de SO<sub>2</sub>, NOx și praf pentru fiecare IMA.

Atingerea țintelor privind emisiile de SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> și de praf, după implementarea Investițiilor propuse în Opțiunea O2, este prezentată în tabelele de mai jos:

IMA	VLE	Limită maximă admisă	Conc. noli	Cant. noli	Atingerea concentrațiilor	Atingerea cantităților
IMA1	1028	1281	0	0	Da	Da
IMA2	35	127	0	0	Da	Da
IMA3	35	0	35	0	Da	Da

Atingerea țintelor privind emisiile de SO<sub>2</sub>

IMA	VLE	Limită maximă admisă	Conc. noli	Cant. noli	Atingerea concentrațiilor	Atingerea cantităților
IMA1	600	1057	200	20	Da	Da
IMA2	300	42	0	0	Da	Da
IMA3	300	20	200	20	Da	Da

Atingerea țintelor privind emisiile de NO<sub>x</sub>

IMA	VLE	Limită maximă admisă	Conc. noli	Cant. noli	Atingerea concentrațiilor	Atingerea cantităților
IMA1	100	156	0	0	Da	Da
IMA2	5	1	0	0	Da	Da
IMA3	5	1	0	0	Da	Da

Atingerea țintelor privind emisiile de praf

Sistemul reabilitat de termoficare va atinge o reducere a emisiilor de CO<sub>2</sub> de 130.000 tone/an, rezultând emisii de CO<sub>2</sub> cu 60% sub limita maximă admisă existentă până în 2012 stabilită de Planul Național de Alocare. Mai mult, viitoarele emisii de CO<sub>2</sub> vor urma o descreștere anuală de 1,74% începând din 2012 și vor respecta limitele cogenerării și a producției separate de energie termică în condiții de eficiență ridicată. Astfel, sistemul reabilitat de termoficare va fi în concordanță cu viitoarea propunere de Directivă după 2012.

#### Ținte privind politica energetică locală

Pentru țintele identificate privind politica energetică locală, evaluarea atingerii acestora este prezentată în tabelul de mai jos.

Țintă	Cuantificarea atingerii țintei	Evaluarea atingerii țintei
Reducerea consumului de energie primară (reducere cu 20% până în 2020 – țintă UE)	Reducere cu 30-40% a consumului de energie primară în comparație cu nivelul din 2007	Da

Creșterea eficienței unităților de producție la minim 80% (min. 70% pentru cogenerarea de biomasă)	Eficiență de 93% a cazanelor pentru producția de energie termică	Da
Pierderi de căldură în rețelele de termoficare primare și secundare reduse la maxim 15%	Pierderi de căldură de 15% din rețelele primare și secundare în comparație cu nivelul din 2007	Da

Atingerea țintelor privind politica din sectorul energetic local

### Ținte privind serviciile de alimentare cu energie termică și apă caldă menajeră

În ceea ce privește țintele identificate pentru serviciile de alimentare cu energie termică și apă caldă menajeră, estimarea atingerii acestora este prezentată în tabelul de mai jos.

Țintă	Cuantificarea estimărilor atingerii țintelor	Evaluarea atingerii țintei
Suprafața încălzită constant de-a lungul a 20 ani	Abilitatea de a acoperi necesarul termic	Da
Acoperire 100% a necesarului termic viitor Producție de energie termică de 856 TJ până în 2028 (capacitate termică maximă necesar termic iarna 93 MW și necesar termic mediu vara 10 MW)	Producție de energie termică de 856 TJ până în 2028 (capacitate termică maximă necesar termic iarna 93 MW și necesar termic mediu vara 10 MW) care va acoperi necesarul termic viitor	Da
Continuitate 100% în ceea ce privește alimentarea	Alimentare continuă cu energie termică în timpul sezonului rece și alimentare continuă cu apă caldă menajeră pe durata întregului an care vor asigura continuitate 100% în ceea ce privește alimentarea	Da

Estimarea atingerii țintelor privind serviciile de alimentare cu energie termică și apă caldă menajeră

Ca urmare a implementării Opțiunii O2 propuse sunt atinse toate țintele municipale respectându-se termenele limită impuse de diferite acte normative. În plus, proiectul va aduce o contribuție importantă la atingerea țintelor POS Mediu.

Tabelul următor prezintă pe scurt principalele probleme, măsurile propuse, suma de investiție și rezultatele măsurilor propuse pentru Opțiunea O2:

Problemă	Măsuri propuse	Investiție [MEUR]	Rezultatele măsurilor propuse
-Depășește limitele maxime admise și VLE pentru emisiile de SO <sub>2</sub> , NO <sub>x</sub> și praf -emisii mari de CO <sub>2</sub> -capacitatea prea mare pentru producție de energie termică -eficiență scăzută a cazanelor	-nou ciclu combinat în IMA1	22,9	-reducerea emisiilor de SO <sub>2</sub> , NO <sub>x</sub> și praf la limitele cerute la sfârșitul perioadelor de tranziție -conformare cu cotele reale de emisii de CO <sub>2</sub> , precum și cu vîltoarea directivă UE privind CO <sub>2</sub> după 2012

			-eficiență mai mare a unităților de producție -acoperire de 100% a necesarului termic -siguranță în alimentarea cu energie termică -reducerea consumului de energie primară -suportabilitate mare
Depozit neconform de zgură și cenușă	-închiderea depozitului de zgură și cenușă	4,5	-conformarea cu cerințele de mediu
Eficiență scăzută a sistemului termoficare	-reabilitarea rețelelor primare și secundare, a substațiilor, introducerea de variatoare de viteză pentru pompe	58,13	-creșterea eficienței energetice -reducerea consumului de electricitate

#### 0.6. Plan de Investiții Prioritare a fi finanțate prin POS Mediu

Planul de Investiții Prioritare propus pentru finanțare prin POS Mediu Axa Prioritară 3 este prezentat în tabelul de mai jos:

Numele Investiției	IMA/locație	Prioritate	Cost Investițional	Sursa de finanțare	Perioada de Implementare
Ciclu combinat	IMA1	1	22,9	Comunitate + Finanțare publică națională + Municipality	2009-2010
Închiderea depozitului de zgură și cenușă		1	4,5	Comunitate + Finanțare publică națională + Municipality	2010-2011
Variatoare de viteză pentru pompe		2	1,55	Comunitate + Finanțare publică națională + Municipality	2010
Reabilitarea rețelei de distribuție - partea prioritară		1	22,1	Comunitate + Finanțare publică națională + Municipality	2010-2011
<b>Total</b>			<b>51,05</b>		

Trebuie specificat faptul că tabelul de costuri prezentat mai sus nu include următoarele costuri

adiționale care vor fi cuantificate în etapa de studiu de fezabilitate:

- management și supervizare de proiect;
- campanie de conștientizare;
- cheltuieli neprevăzute, rate a dobânzii etc;
- TVA.

În cadrul analizei financiare și economice, pentru fiecare scenariu și opțiune au fost calculați următorii indicatori:

- VNA-ul investiției;
- VNA-ul costului net;
- VNA-ul producției de energie termică;
- CMI.

Utilizând CMI drept unitate de măsură pentru competitivitate, au fost ierarhizate scenariile.

Au fost calculate două cazuri: unul cu prețul gazului de 283 Euro pe 1000 m<sup>3</sup> și unul cu prețul gazului natural de 400 Euro pe 1000 m<sup>3</sup>.

Rezultatul evaluării este prezentat în tabelele de mai jos.

Indicatori, scenariu alternativ, Bacău. (preț GN = 283 Euro/1000 nmc)

		Investi- ție	Cost net	Energie termică prod.	CMI	Poziție (CMI)				
							Fiecare scenariu			
							A	D	E	F=D/E
							VNA (5.0%) Mil EUR	VNA (5.0%) Mil EUR	VNA (5.0%) TJ	EUR/GJ
O1	Termoficare în sistem centralizat: rămâne turbina pe gaz, CAF reabilitat	48,93	196,03	9.326	21,02	3				
O2	Termoficare în sistem centralizat: rămâne turbina pe gaz, nou ciclu combinat, CAF reabilitat	70,74	142,33	9.326	15,26	1				
O3	Termoficare în sistem centralizat: rămâne turbina pe gaz, CAF reabilitat, cazan nou cu pat fluidizat	63,31	267,90	9.326	28,73	4				
O5	Alimentare individuală, cazane pe gaz natural în fiecare clădire	50,00	163,78	9.326	17,56	2				
O4	Soluție parțial descentralizată, cazane pe gaz natural în fostele stații	87,51	270,47	9.326	29,00	5				

Indicatori, scenariu alternativ (preț GN = 400 Euro/1000 nmc)

		Investi- ție	Cost net	Energie termică prod.	CMI	Poziție (CMI)				
							Fiecare scenariu			
							A	D	E	F=D/E
							VNA (5.0%)	VNA (5.0%)	VNA (5.0%)	



		Mii EUR	Mii EUR	TJ	EUR/GJ	
O1	Termoficare în sistem centralizat: rămâne turbina pe gaz, CAF reabilitat	48,93	250,47	9.326	26,86	3
O2	Termoficare în sistem centralizat: rămâne turbina pe gaz, nou ciclu combinat, CAF reabilitat	70,74	217,49	9.326	23,32	2
O3	Termoficare în sistem centralizat: rămâne turbina pe gaz, CAF reabilitat, cazan nou cu pat fluidizat	63,31	334,87	9.326	35,91	5
O5	Alimentare individuală, cazane pe gaz natural în fiecare clădire	50,00	194,93	9.326	20,90	1
O4	Soluție parțial descentralizată, cazane pe gaz natural în fostele substații	87,51	310,05	9.326	33,25	4

Analiza suportabilității ilustrează faptul că investițiile în renovarea sistemului de termoficare vor îmbunătăți performanța sistemului. CU toate acestea, în același timp se estimează că vor crește costurile cu combustibilul, precum și alte costuri. Având în vedere că serviciile ar putea depăși pragul de suportabilitate pentru grupul de venit cu decila cea mai mică, subvențiile sociale ar trebui menținute pentru a proteja consumatorii cu venituri mici de creșterile exagerate ale costurilor energiei termice.

Planul de Acțiune pentru implementarea proiectelor propuse pentru finanțare CE este după cum urmează:

Acțiune	Perioada	Termen limită	Organism responsabil
Elaborare SF	Noi.2008.-Ian.2009	31 Ian. 2009	Consultant AT
Elaborare Studiu de Impact	Sept. 2008-Ian. 2009	20 Dec. 2008	Consultant AT
Elaborarea analizei instituționale	Dec. 2008-Ian.2009	20 Dec. 2008	Consultant AT
Elaborarea analizei cost-beneficiu	Sept.2008-Ian. 2009	31 Ian. 2009	Consultant AT
Elaborarea Aplicației	Mar. 2009	28 Feb. 2009	Consultant AT
Evaluarea Aplicației	Mar.-Mai 2009	30 Mai 2009	Comisia Europeană
Elaborarea dosarului de licitație pentru AT (inclusiv a TdR)	Apr. 2009	30 Apr. 2009	Consultant AT
Elaborarea dosarului de licitație pentru contractul de achiziții (Inclusiv specificațiile tehnice)	Mar-Mai 2009	30 Mai 2009	Consultant AT
Înființarea UIP și a UMP	Mar-Mai 2009	30 Mai 2009	Municipalitatea
Contractarea contractelor de AT (de la publicarea anunțului până la semnarea contractului)	Iul-Dec.2009	Dec. 2009	Municipalitatea
Contractarea de contracte de echipamente (de la publicarea anunțului până la semnarea contractului)	Iul-Dec.2009	Dec. 2009	Municipalitatea
Implementarea contractelor de AT	2010-2011	20 Dec. 2011	Consultanții aleși
Implementarea contractelor de echipamente	2010	20 Dec. 2011	Furnizorii aleși
Implementarea contractelor de lucrări	2010-2011	20 Dec. 2011	Contractorii selectați

În cazul tuturor opțiunilor analizate, capacitatea termică instalată este suficientă pentru a acoperi necesarul termic maxim.

Tabelul de mai jos prezintă capacitatea termică instalată pentru toate cele 4 opțiuni, după implementarea investițiilor propuse.

Notă: În toate opțiunile, capacitatea reală instalată a sistemului „insulă” rămâne neschimbată: 16 MWt.

Opțiune	Cazan apă fierbinte pe gaz Letea [MWt]	Ciclu combinat CET Chimiei [MWt]	Turbină pe gaz CET Chimiei [MWt]	ARF cu cărbuni CET Chimiei [MWt]	Cazane locale [MWt]	Capacitate totală după implementare [MWt]
O1	1x116 = 116	0	18,5	0	16	151
O2	1x116 = 116	23	18,5	0	16	174
O3	1x116 = 116	0	18,5	23	16	151
O4	0	0	0	0	97	97

## 1. Introducere

### 1.1. Prezentarea Proiectului

#### 1.1.1. Cadru general

În drumul ei spre aderarea la UE, România a luat măsurile necesare pentru asigurarea conformării cu criteriile politice și economice ale UE și pentru a-și asigura calitatea de membru, în special prin asigurarea transpunerii și implementării totale a acquis-ului comunitar. Având în vedere situația infrastructurii de mediu din România, conformarea cu acquis-ul de mediu al UE este una dintre cele mai mari încercări cu care se va confrunta România după aderarea la UE.

Pentru a se conforma cu cerințele acquis-ului în domeniul protecției mediului, României i-au fost acordate perioade de tranziție între 3 și 15 ani pentru următoarele sectoare: calitatea aerului, gestionarea deșeurilor, calitatea apei și controlul poluării industriale și gestionarea riscurilor.

Măsurile și acțiunile specifice care trebuie implementate pentru realizarea obiectivelor generale și specifice pentru perioada 2007 – 2013 sunt prezentate în Planul Național de Dezvoltare (PND). Obiectivul PND privind protecția și îmbunătățirea calității mediului este strâns legat de angajamentele asumate în timpul negocierilor privind Capitolul 22 – Mediu.

Pe baza obiectivelor strategice naționale stabilite în PND 2007-2013, Ministerul Mediului și Dezvoltării Durabile (MMDD) a elaborat Programul Operațional Sectorial pentru Mediu (POS Mediu), un document bazat în întregime pe țintele și prioritățile politicilor de mediu UE care reflectă obligațiile internaționale ale României precum și interesele naționale specifice.

POS Mediu a fost aprobat de Comisia Europeană în iunie 2007 și printre altele, următorul obiectiv specific legat de sectorul de termoficare:

- reducerea impactului negativ asupra mediului și reducerea schimbărilor climatice cauzate de centralele termice urbane în majoritatea localităților poluate până în 2015

Pentru a atinge aceste obiective, în ceea ce privește sectorul de termoficare, a fost identificată următoarea Axa Prioritară:

**Axa prioritară 3: Reducerea poluării și micșorarea schimbărilor climatice prin restructurarea și renovarea sistemelor municipale de termoficare pentru atingerea de ținte privind eficientizarea energetică în zonele prioritare selectate**

Costurile de mediu pentru conformarea cu cerințele acquis-ului au fost estimate la 29 miliarde euro pentru perioada 2005-2018. Pe lângă efortul național, Uniunea Europeană, prin intermediul instrumentelor financiare, asistă România prin dezvoltarea de instrumente necesare și prin asigurarea finanțării pentru dezvoltarea de proiecte de investiții necesare pentru atingerea progresivă a conformării.

Totalul financiar alocat pentru POS Mediu este de 5,6 miliarde euro, din care 4,5 miliarde euro (80,42%) este acoperit prin finanțare de către Comunitate.

Prezentul proiect „Asistență Tehnică pentru pregătirea portofoliului de proiecte” cu număr Phare 2005/017-553.04.03.08.01 este finanțat prin programul Phare CES 2005 “Întărirea structurilor instituționale pentru realizarea, după aderare, a unui management bun și eficient al Fondurilor Structurale și un management eficient al programelor potrivit cerințelor EDIS”, Prioritatea E\_8.

Obiectivul general al contractului AT este să îmbunătățească infrastructura de mediu din România potrivit standardelor europene în domeniul gestionării deșeurilor, termoficării și protecției naturii pentru a crește semnificativ calitatea mediului și a condițiilor de viață.

#### 1.1.2. Desemnarea câștigătorului

Contractul (EuropeAid 123067/D/SER/RO) a fost semnat în data de 12 octombrie 2007 între Ministerul Economiei și Finanțelor, Oficiul de Plăți și Contractare Phare (în calitate de Autoritate Contractantă), Ministerul Mediului și Dezvoltării Durabile (în calitate de Autoritate de Implementare) și Consultantul

(Consortiul Ramboll Danmark-leader, Ramboll România, Fichtner GmbH&Co-Germany, Interdevelopment-România, Project Management Ltd-Ireland și PM International Services Group-România).

Activitățile au început în data de 22 octombrie 2007 iar durata contractului este de 13,5 luni.

### 1.1.3. Părțile interesate

Principalele părți interesate în cadrul proiectului sunt:

- Autoritatea de Implementare: Ministerul Mediului și Dezvoltării Durabile prin Direcția Generală pentru Managementul Instrumentelor Structurale;
- Organismele Intermediare;
- Agenția de Implementare/Autoritatea Contractantă: Oficiul de Plăți și Contractare Phare (OPCP);
- Agențiile Națională, Regională și Locală de Protecția Mediului;
- Beneficiarii finali (Aplicanții);
- Consultantul.

### 1.1.4. Obiectivele proiectului

Obiectivele specifice ale Contractului de AT sunt:

- să furnizeze autorităților de mediu și Beneficiarilor un portofoliu de proiecte viabile și mature pentru a fi finanțate în cadrul POS Mediu; termoficare (3 aplicații);
- să pregătească Aplicații și documente de licitație complete pentru 3 proiecte viabile și mature pregătite pentru a fi contractate prin Fonduri Structurale și de Coeziune;
- să definească un program de investiții pe termen lung pentru cele trei sectoare prioritare termoficare;
- să sprijine autoritățile de mediu și beneficiarii finali în acumularea de experiență și cunoștințe privind pregătirea de proiecte spre a fi finanțate prin Fonduri Structurale și de Coeziune – în special în ceea ce privește fazele de programare și contractare, prin activități de instruire.

### 1.1.5. Scopul proiectului

Proiectul AT include următoarele sarcini și activități aferente acestora legate de sectorul de termoficare:

**Sarcina 2:** Pregătirea de aplicații/documente de licitație/documente contractuale pentru proiecte de investiții în infrastructura de termoficare/IMA în 3 municipii pentru finanțare prin Fonduri de Coeziune

Activitatea 2.1: Evaluarea situației actuale în ceea ce privește sistemele de termoficare, nevoile în ceea ce privește reabilitarea/actualizarea la standardele UE și estimarea costurilor investiționale;

Activitatea 2.2: Identificarea, selectarea și prioritizarea costurilor investiționale privind infrastructura de termoficare municipală/IMA;

Activitatea 2.3: Elaborarea a 3 aplicații pentru proiecte de Infrastructură de termoficare municipală/IMA;

Activitatea 2.4: Pregătirea de dosare de licitație și documente contractuale pentru cele 3 aplicații elaborate în cadrul Activității 2.3.

**Sarcina 4:** Întărirea capacității instituțiilor țintă în ceea ce privește pregătirea de proiecte finanțate prin Fonduri Structurale și de Coeziune în concordanță cu Axa Prioritară POS Mediu.

Activitatea 4.1: Sprijinirea autorităților de mediu și a beneficiarilor finali în pregătirea de proiecte finanțate prin Fondurile Structurale și de Coeziune pentru POS Mediu: Ghiduri/Liste de control privind pregătirea de proiecte.

Activitatea 4.2: Pregătirea și organizarea de sesiuni de instruire bazate pe programe și planuri privind gestionarea deșeurilor, termoficare/IMA și protecția naturii.

### 1.1.6. Alte programe relevante

- Phare 2001 RO 0107.15.03 – "Asistență tehnică pentru evaluarea costurilor de mediu și elaborarea planului de investiții";
- Proiect Twinning Phare 2003 RO 03/IB/EN/01 – "Sprijin pentru MMGA în pregătirea schemei de programe multianuală în cadrul Phare CES";
- Proiect Twinning Phare 2004 RO 04/IB/OT/05 – "Sprijin acordat MMGA în pregătirea sa ca Autoritate de Management în sectorul de mediu";
- Măsura ISPA 2003/RO/16/P/PA/013 – "Asistență Tehnică pentru pregătirea proiectelor în sectorul de mediu în România";
- Măsura ISPA 2005/RO/16/P/PA/001 – "Asistență Tehnică pentru pregătirea proiectelor în sectorul de mediu în România (2006-2009)";
- Măsura ISPA 2003/RO/16/P/PA/012 – "Asistență Tehnică pentru întărirea capacității instituționale a beneficiarilor finali în sectorul apă potabilă și apă uzată (2005-2009)";
- Acord de împrumut între România și BIRD.

## 1.2. Scopul general și abordarea privind realizarea Master Planului

Obiectivul prezentului document este de a elabora Master Planul (MP) pentru instalațiile mari de ardere (IMA) și sistemul de termoficare (ST) în municipiul Bacău, acoperind întregul sistem inclusiv producția, transportul și distribuția de energie termică către consumatori până în anul 2028.

Documentul prezintă situația existentă, proiectările privind dezvoltarea viitoare a întregului sistem de termoficare și pe baza acestor informații MP prezintă propunerea Consultantului în ceea ce privește opțiunile strategice pentru sistemul de termoficare și opțiuni specifice pentru fiecare componentă.

Planul de investiții pe termen lung identifică necesarul de investiții în baza conformării cu directivele UE relevante, îmbunătățirea eficienței energetice, asigurarea unui sistem eficient din punct de vedere al costului și sustenabil și care va duce la îmbunătățirea mediului și a condițiilor de sănătate a populației, iar per ansamblu, servicii mai bune pentru consumatori.

În final, MP propune un program de investiții prioritare în infrastructură precum și un plan de implementare, utilizând o metodologie clară pentru clasificarea proiectelor pe baza unor criterii specifice care sunt prezentate în detaliu.

## 1.3. Structura Master Planului

Master Planul este structurat pe 11 capitole, după cum urmează:

Capitol	Titlu	Scurtă descriere
0	Rezumat executiv	Prezentarea pe scurt a situației actuale, proiectii, strategie municipală pentru dezvoltarea pe termen lung a sistemului de termoficare, analiza opțiunilor, plan de investiții pe termen lung și propunere de plan de investiții prioritare
1	Introducere	Cadru General al Contractului AT, obiective, scop, structura Master Planului pentru Sistemul de Termoficare
2	Analiza situației actuale	Descrierea zonei de desfășurare a proiectului, a IMA-urilor existente/a sistemului existent de termoficare, evaluarea cadrului instituțional și legal, evaluarea impactului asupra mediului a IMA-urilor/a sistemului de termoficare
3	Proiecții	Prezentarea ipotezelor și metodologiei privind proiectiile de necesar termic
4	Obiective naționale și ținte municipale	Prezentarea obiectivelor naționale și locale privind termoficarea și viitoarele ținte locale
5	Analiza opțiunii/selectare	Prezentarea scenariilor de bază și a opțiunilor. Opțiunea propusă
6	Abordare a strategiei	Prezentarea strategiei de termoficare identificând

	municipale de termoficare	măsurile cele mai eficiente din punct de vedere al costurilor pentru atingerea obiectivelor și țintelor definite.
7	Plan de investiții pe termen lung	Prezentarea parametrilor de proiectare de bază, costuri unitare și investiționale, costuri de operare și întreținere, program de implementare propus și criteriile pentru etapizare, evaluarea impactului măsurilor propuse și atingerea țintelor
8	Analiză financiară și economică	Prezentarea analizei financiaro-economice bazată pe ipotezele definite, pe costurile investiționale și costurile de operare și întreținere estimate
9	Suportabilitate	Prezentarea concluziilor analizei privind macro-suportabilitatea
10	Program de investiții prioritare în infrastructură	Prezentarea investițiilor prioritare necesare pentru conformarea cu directivele UE relevante și propuse a fi incluse în Aplicație. Programul propus de investiții prioritare în infrastructură va ține seama de perioadele de tranziție, suportabilitatea de către populație și capacitatea de implementare la nivel local.
11	Plan de acțiune privind implementarea proiectului	Prezentarea planului concret de implementare pentru investițiile prioritare propuse.

Master Planul este completat de Anexe și Planșe.

## 2. Analiza situației curente

### 2.1. Rezumat

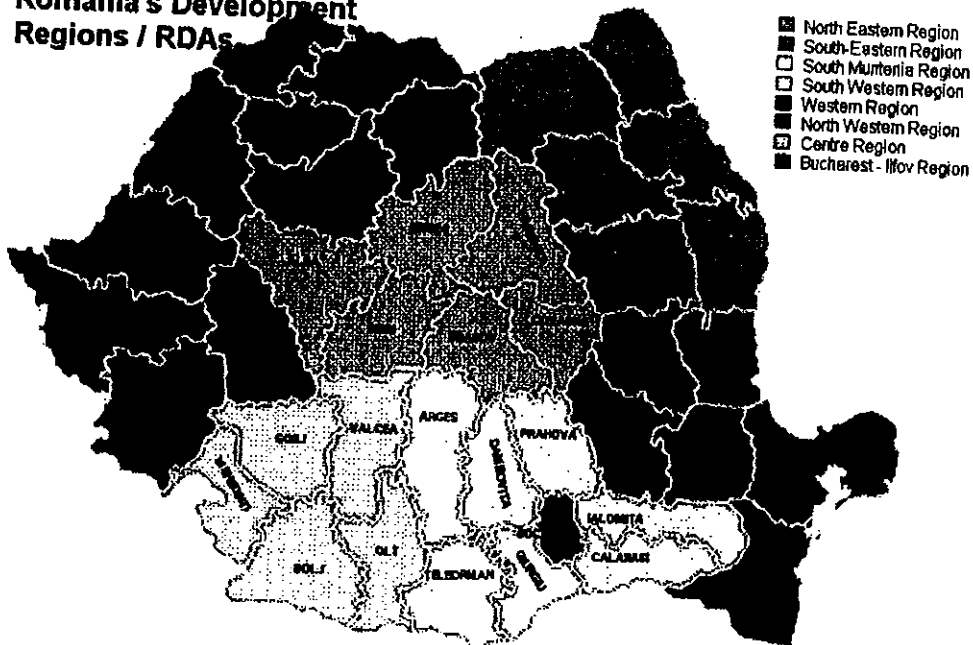
Capitolul 2 prezintă o analiză detaliată a situației curente a sectorului termoficare în Bacău. Însumează toate datele de bază relevante pentru proiecțiile curente, concentrându-se asupra datelor socio-economice cheie, precum dezvoltarea economică și a populației, resurse energetice și necesar de căldură.

Se descrie zona proiectului, inclusiv infrastructură și mediu. În capitolul 2.6 se descrie o evaluare detaliată a cadrului legal și instituțional. În capitolul 2.10 se descrie detaliat sistemul de termoficare cu componentele lui: producerea, transportul și distribuția căldurii. Pe baza datelor prezentate sunt centralizate concluziile referitoare la deficiențele actuale ale sistemului de termoficare.

### 2.2. Zona proiectului

Județul Bacău este situat în estul României, în Regiunea de Dezvoltare Nord Est, stabilită în 1998. Precum celelalte 7 regiuni de dezvoltare (ilustrate mai jos), regiunea NE nu are puteri administrative. Rolurile principale ale acestor regiuni sunt coordonarea proiectelor de dezvoltare regională și absorbția fondurilor Uniunii Europene. șase județe sunt incluse în Regiunea de Dezvoltare NE (părți ale Moldovei istorice): Bacău, Botoșani, Iași, Neamț, Suceava și Vaslui.

#### Romania's Development Regions / RDAs

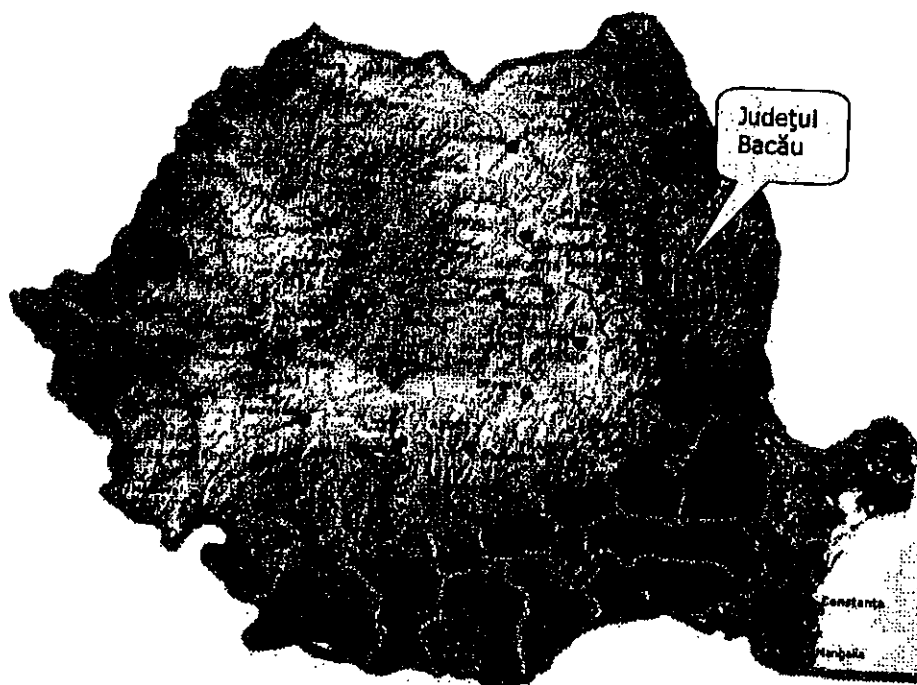


**Figura 2.2-1: Zonele de Dezvoltare din România**

Județul Bacău are o suprafață totală de 6,601 km<sup>2</sup> și se învecinează la est cu județul Vaslui, cu județul Vrancea la sud, cu județele Harghita și Covasna la vest și județul Neamț la nord.

<b>Regiune:</b>	Moldova
<b>Municipiu reședință de județ:</b>	Bacău
<b>Populația</b>	<b>Județului:</b> Locul 5 în România
•Total	2005: 721,411 locuitori
•Densitate:	113 locuitori /km <sup>2</sup>
<b>Suprafață:</b>	<b>Locul 14 în România</b>
•Total:	6.621 km <sup>2</sup>

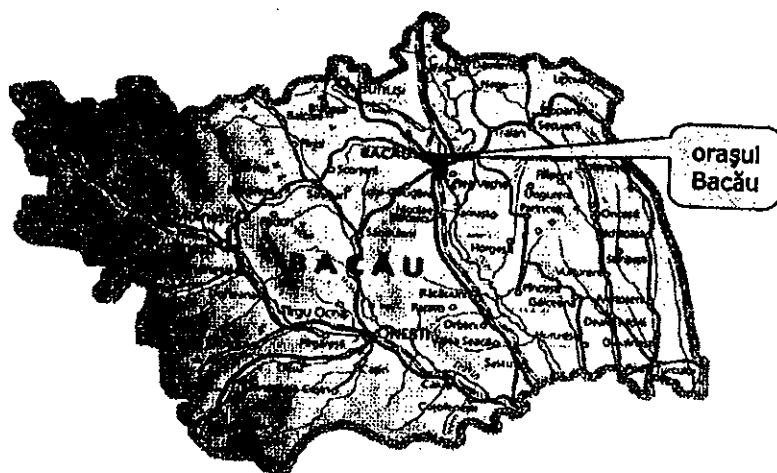
Județul Bacău are în componență 3 mari orașe (Bacău, Molnești și Onești), 5 orașe (Buhuși, Comănești, Dărmănești, Slănic Moldova și Târgu-Ocna) precum și 85 de comune.



**Figura 2.2-2: Localizarea pe hartă României a județului Bacău**

Bacăul este capitala administrativă și cel mai mare oraș din județul Bacău. Este străbătut de Râul Bistrița, are o suprafață totală de 60km<sup>2</sup> și aproximativ 180.516 locuitori (în 2005). Orașul este străbătut de drumurile europene E85 și E57, care leagă Bacăul de București, partea de nord a țării cu regiunea Transilvaniei. Căile ferate și aeroportul Internațional asigură orașului o legătură internațională. Zona tratată de Master Plan este orașul Bacău.





**Figura 2.2-3: Harta Județului Bacău**

## 2.3. Caracteristici naturale

### 2.3.1. Mediu

#### Prezentare generală

Orașul Bacău are o suprafață de 43.2 km<sup>2</sup>, fiind cel mai mare oraș din județ și unul dintre orașele cele mai importante din zona Moldovei. Orașul se află la o distanță de 9 km de punctul de confluență a 2 râuri: Siret și Bistrița.

Bacău este străbătut de la nord la sud de drumul european E85 care leagă Bucureștiul cu partea de nord a României. Numărul aproximativ de locuitori este 179.700 și densitatea populației urbane este de 4063 locuitori/ km<sup>2</sup>.

Sursa informațiilor prezentate mai jos pentru caracteristicile de mediu este „Raport asupra situației protecției mediului înconjurător în județul Bacău” (a se vedea paginile web ale APM Bacău și ARPM Bacău).

#### Economia

Bacău este un important centru economic (în special industrial și al furnizării de servicii). Industriile principale sunt cele petro-chimice, chimice, de procesare precum și agricultura.

#### Zone protejate

În județul Bacău s-au declarat 12 zone naturale de interes național și 17 zone naturale de interes local/județean. Suprafața zonelor naturale protejate în județul Bacău acoperă o suprafață de 22.363 ha, adică 3,78% din suprafața totală a județului.

Un număr de 5 zone au fost incluse în rețeaua europeană a Natura 2000, după cum urmează:

- Zone cu protecție specială: Lunca Siretului și lacurile artificiale Buhuși - Bacău - Tătărești
- Zone de importanță comunitară: Creasta Nemirei, Slănic și Dealu Perchlu.

Nu s-au înregistrat în județul Bacău rezervații de biosferă sau situri Ramsar.

Situația de conservare a zonelor protejate menționate anterior este foarte bună.

### 2.3.2. Climă

Climatul are un caracter continental, diferind în funcție de topografie. În zona de munte și de deal, există o climă mai aspră decât în Lunca Siretului. Media anuală de temperatură se situează între 9.5°C în luncă și 2°C în zona muntoasă. Temperatura maximă înregistrată a fost de 40.8°C (înregistrată la Târgu Ocna în 1916), în timp ce minima a fost de - 32.5°C (înregistrată la 1954 în Bacău). Nivelul de precipitații din 2007 s-a situat între 540 mm în zona de pajiști și 1100 mm în munți. Viteza medie a vântului este de 4,1 m/s iar direcția predominantă a vântului este nord-vest.

Temperatura medie anuală în 2007 a fost de 13.4° C (Bacău) și 11.3°C (Târgu Ocna). În 2007 s-au înregistrat următoarele cifre privitor la temperaturile și cantitatea de precipitații în județul Bacău.

Tabel 2.3.2-1. Valorile temperaturilor și a cantităților de precipitații înregistrate în 2007

Județul Bacău	Temperatura			Precipitații (l/an)
	Media anuală	Maxima anuală	Minima anuală	
Stația meteorologică Bacău	13.4° C	+40.3°C/ 24 iulie	-17.3° C/ 24 febr.	603.8 l/smc
Stația meteorologică Târgu Ocna	11.3° C	+39.7°C/24 iulie	-14.3°C/ 23 Dec.	670.0 l/smc

### 2.3.3. Peisaj și topografie

Județul Bacău este situat în centrul Regiunii de Dezvoltare Nord Est. Coordonatele sunt 46° N și 26° E iar suprafața totală este de 662.052 ha, reprezentând 8% din suprafața totală a țării.

Județul are o zonă muntoasă care include Carpații Orientali, o zonă deluroasă, Depresiunea Tazlău-Casin și o parte din Lunca Siretului și a podișului Bârlad. Altitudinea maximă este de 1662m în Munții Tarcău. Altitudinea medie în orașul Bacău este de 165m.

### 2.3.4. Calitatea mediului

#### Calitatea aerului

Calitatea aerului în Bacău este monitorizată de APM Bacău prin 6 stații fixe de monitorizare (în tabelul de mai jos se prezintă mediile zilnice). În zonele din jurul platformei industriale Bacău Sud APM Bacău asigură controlul calității aerului prin eșantioane prelevate la intervale scurte. Amoniacul a fost singurul poluant care a depășit concentrația maximă admisă.

Tabel 2.3.4-1. Calitatea aerului în Bacău în 2007

Stația	Tipul stației	Poluanți monitorizați	Concentrații medii anuale [mg/mc]	Frecvența depășirilor %	Valori limită*, [mg/mc]
APM Bacău	Istoric	NH <sub>3</sub>	0.0158	0%	0.1
		NO <sub>2</sub>	0.0047	0%	0.1
		SO <sub>2</sub>	0.0006	0%	0.125
Aeroport	Urban	NH <sub>3</sub>	0.0129	0%	0.1
		NO <sub>2</sub>	0.0047	0%	0.04
		SO <sub>2</sub>	0.0008	0%	0.125
Gherălești	Urban	NH <sub>3</sub>	0.0201	0%	0.1
		NO <sub>2</sub>	0.0044	0%	0.04
		SO <sub>2</sub>	0.0007	0%	0.125
FRE Mărgineni	Urban	NH <sub>3</sub>	0.0177	0%	0.1
Universitate	Pt. trafic	NH <sub>3</sub>	0.0159	0%	0.1
		NO <sub>2</sub>	0.0105	0%	0.04
		SO <sub>2</sub>	0.0010	0%	0.125
		NH <sub>3</sub>	0.0195	0%	0.1
		NO <sub>2</sub>	0.0044	0%	0.04

	SO <sub>2</sub>	0.0008	0%	0.125
--	-----------------	--------	----	-------

\*) Conform Ordinului Ministerial nr 592 din 25/06/2002 asupra Reglementării stabilirii valorilor limită, valori limită și criteriile și metode de evaluare din aerul înconjurător pentru dioxid de sulf, dioxid de azot și oxid de azot, particule în suspensie (PM<sub>10</sub> și PM<sub>2.5</sub>), plumb, benzen, monoxid de carbon și ozon.

Conform rezultatelor analizelor făcute în 2007 calitatea aerului în Bacău a fost bună. Doar pentru amoniac s-au înregistrat depășiri ale pragului de alertă (0.07 mg/mc, conform STAS 12574-87). Depășiri ale Concentrațiilor Maxime Admise în cazul parametrilor de calitate a aerului au fost rezultatul a incidentelor tehnice din instalații. Efectele poluării au fost înrăutățite de condițiile meteorologice proaste.

### Calitatea apei

#### Ape de suprafață

Toată rețeaua hidrografică a județului Bacău este afluentul Râului Siret, care străbate șara de la nord la sud. Cursurile de apă principale și lungimea lor în cadrul județului Bacău sunt:

- Siret - 145 Km
- Bistrița - 40 Km
- Trotuș - 118 Km
- Tazlău - 59 Km
- Berheci - 70 Km
- Zeletin - 59 Km

Debitul mediu al Siretului este de 70 cm/s la intrarea în județ și de 137 cm/s la ieșire după ce colectează apele Bistriței și Trotușului precum și apele afluenților acestora. Bistrița se varsă în Siret în aval de Bacău cu un debit de 66 cm/s.

Râul Trotuș are un debit mediu de 37 cm/s când părăsește județul. Afluenții săi principali sunt Asau, Ciobănuș, Uz, Slănic, Casin, Oltuz și Tazlău.

Calitatea apelor de suprafață din cadrul județului Bacău este monitorizată de Da Siret Bacău. Evaluarea statutului ecologic și chimic se face în concordanță cu prevederile Ordinului nr. 161/2006 pentru aprobarea Normelor de clasificare a apelor de suprafață cu scopul de a stabili statutul lor ecologic, în corelație cu rezultatele analizelor chimice și biologice. Calitatea cursurilor principale de apă sunt prezentate în tabelul de mai jos

Tabel 2.3.4-2. Calitatea apelor din județul Bacău în 2007

Râul	Lungime (km)	Categororia de calitate									
		I		II		III		IV		V	
		km	%	km	%	km	%	km	%	km	%
Siret	102	-	-	102	100	-	-	-	-	-	-
Bistrița	48	-	-	3	6.2	43	89.6	-	-	-	-
Trotuș	124	53	42.7	64	51.6	7	5.7				
Tazlău	64	26	40.6	38	59.4	-	-	-	-	-	-

S-au realizat lacuri artificiale pe Siret, Uz și Bistrița pentru generarea de energie electrică. Singurul lac natural este Bălățău de pe râul Izvorul Negru.

Principalele lacuri artificiale pe râul Bistrița sunt: Gârleni - 2.30 Km<sup>2</sup>, Bacău I (Lilieci) - 3.2 Km<sup>2</sup>, Bacău II - 3.2 Km<sup>2</sup>. De-a lungul Siretului s-au realizat următoarele lacuri artificiale: Gâlbeni, Răcăciuni și Berești. În final, de-a lungul râului Uz s-a realizat lacul artificial Polana Uzului 3.34 km<sup>2</sup>.

DA Siret Bacău monitorizează calitatea apelor din lacurile județului Bacău.

## Apa de adâncime

Supravegherea variațiilor de nivel și de calitate a apelor de adâncime în cadrul bazinului hidrografic Siret este responsabilitatea DA Siret și se realizează prin monitorizarea următoarelor foraje:

- 168 foraje folosite pentru furnizarea apei;
- 21 foraje pentru monitorizarea poluării cauzate de industrie (SC Amurco SRL, SC Carom SA Onești, SC Chimcomplex SA Borzești, SC Rafo Onești);
- 101 foraje incluse în rețeaua de stare hidrografică.

Pentru evaluarea calității apei, rezultatele analizelor s-au comparat cu concentrațiile maxime admise (CMA) din cadrul Legii nr. 458/2002 modificată și completată prin Legea nr. 311/2004. Apa de adâncime folosită pentru furnizarea apei, după tratamentele specifice, îndeplinește cerințele necesare pentru apa de băut dar resursele de apă au risc ridicat de poluare.

## Calitatea solului

APM Bacău monitorizează calitatea solului din județ prin următoarele puncte:

- Depozitele de deșeurii casnice în Bacău, Onești, Moinești, Comănești;
- Depozitele de deșeurii industriale situate la SC Sofert S.R.L Bacău, Chimcomplex SA Onești;
- Depozitele de deșeurii agricole situate în Hemeiushi și aparținând SC Agrícola International SA Bacău ;
- Probe ale solului de referință în zona Parcului Dendrologic Hemeiushi.

După evaluarea rezultatelor s-au ajuns la următoarele concluzii:

- În Bacău există soluri slab alcaline (pH-ul în intervalul 7,3-7,9 unități de pH), soluri ușor poluate cu compuși de carbon organici, soluri bogate din punctul de vedere al conținutului de fosfor și soluri poluate cu bacterii;
- Depozitul de deșeurii industriale de la SC Amurco SRL are soluri ușor alcaline (pH-ul în intervalul 7,3-7,8 unități de pH) cu un conținut scăzut de compuși de carbon, soluri bogate din punctul de vedere al conținutului de fosfor și soluri poluate cu bacterii; depozitul de deșeurii agricole situat în Hemeiushi are soluri ușor alcaline, (pH-ul în intervalul 7,6-8,0 unități de pH), soluri bogate din punctul de vedere al conținutului de fosfor și azot, precum și soluri poluate cu bacterii.

### 2.3.5 Zone sensibile

În municipiul Bacău s-au identificat următoarele zone sensibile din punct de vedere ecologic:

#### A. Zone cu risc de poluare a aerului

O potențială zonă critică în municipiul Bacău este situată în vecinătatea platformei Industriale Bacău Sud datorită operatorilor SC AMURCO SRL Bacău, SC LETEA SA Bacău, SC CET SA Bacău care sunt responsabili pentru importante emisii poluante.

În 2007 APM Bacău a primit plângeri de la locuitorii cu privire la mirosul de amoniac din cauza emisiilor de amoniac de la SC AMURCO SRL. Direcția predominantă a vântului, S-SE către N-NV, precum și condițiile meteorologice au împiedicat dispersia poluanților și a cauzat o creștere a concentrațiilor poluante în zonele locuite.

Principalii poluatori care ar putea genera nivele ale poluării aerului neacceptabile în municipiul Bacău sunt prezentați în următorul tabel.

Tabel 2.3.5-1. Potențialii poluatori din municipiul Bacău

Potențialii poluatori	Activitatea principală	Poluant
S.C Amurco SRL Bacău	- producția și distribuția de energie termică - producția substanțelor chimice anorganice	NH <sub>3</sub> , CO, CO <sub>2</sub> , N <sub>2</sub> O, NOx, SO <sub>2</sub> , Total prafuri în suspensie
SC CET SA Bacău	- producția și distribuția de energie	SO <sub>2</sub> , CO, CO <sub>2</sub> , NOx, Total prafuri în

	termică	suspensie, CH <sub>4</sub> , N <sub>2</sub> O, As, Cd, Cr, Hg, Ni, Zn, Pb
SC Agrícola International Bacău	-Industria alimentară	NH <sub>3</sub> , CH <sub>4</sub> , SO <sub>2</sub> , CO <sub>2</sub> , CO, VOC, NO <sub>x</sub> , N <sub>2</sub> O

### B. Zone cu risc de poluare a apelor de suprafață

Principali poluatori ale cursurilor de apă din municipiul Bacău sunt prezentați în tabelul de mai jos.

Tabel 2.3.5-2. Principali poluatori ale cursurilor de apă

Operator	Activitatea principală	Reclipient	Volum de ape uzate descărcat (ml. cm)	Poluanți specifici
SC Letea SA Bacău	Producția de pastă de lemn și hârtie	Bistrița	2,720	Particule în suspensie, reziduuri fixe, fenoli, BOD <sub>5</sub> , COD-Cr, H <sub>2</sub> S
RAGC Bacău	Captarea apei pentru procesarea ei în apă de băut	Bistrița	29,26	Particule în suspensie, reziduuri fixe, fenoli, BOD <sub>5</sub> , COD-Cr, H <sub>2</sub> S, total azot, total fosfor, sulfat
SC Amurco SRL Bacău	Industria chimică	Bistrița	3,520	Particule în suspensie, fenoli, amoniac, nitrați, nitriți, total azot, sulfat

### 3. Zone cu risc de poluare a apelor de adâncime și a solului

Operatorii care ar putea genera nivele neacceptabile de poluare a apelor de adâncime și a solului sunt:

- S.C. Amurco S.R.L. Bacău – poluarea apelor de adâncime în cadrul instalației de producție cu sulfat, amoniac și fosfat ar putea afecta calitatea apelor de adâncime de-a lungul râului Bistrița;
- Marile depozite de îngrășăminte de la marile ferme de creștere a animalelor ar putea afecta sursele individuale de furnizare a apei în mediul rural prin lipsa hidroizolației.

Apa de adâncime din județul Bacău ar putea deveni necorespunzătoare pentru băut din următoarele cauze:

- Poluarea apelor de suprafață;
- Condițiile și procesele naturale hidro-geo-chimice favorizează transferul unor ioni;
- Activitățile agricole intense din ultimul deceniu și folosirea excesivă a pesticidelor și a îngrășămintelor chimice pe bază de azot și fosfor;
- Efectele fostelor ferme mari de creștere a animalelor asupra calității mediului;
- Contribuția la mineralizarea materiilor organice în sol și migrarea substanțelor rezultate din exploatarea sistemelor de irigații.

S-au identificat următoarele zone cu sol degradat în Bacău:

- Alunecări de teren – 89.866 ha la nivel de județ
- Umiditate excesivă – 79.023 ha la nivel de județ
- Contaminare chimică: 53,2 ha la nivel municipal, din cauza:
  - SC SOFERT SRL Bacău – deversarea substanțelor periculoase: zgură și ipsos cu fosfor – 16,2 ha
  - SC CET SA Bacău – deșeurile nepericuloase: zgură și cenușă – 37,0 ha.

## 2.4. Infrastructură

### Transport

#### *Nivel județean*

A sfârșitul anului 2006, județul Bacău avea un total de:

- 221 km căi ferate, din care 189 km electrificate. O densitate de 33.4 km/100 km<sup>2</sup>.
- 2455 km drumuri publice, din care 450 km drumuri naționale și 2005 km drumuri județene și comunale. O densitate de 37,1 km/100 km<sup>2</sup>.
- 118 autobuze și microbuze publice, transportând un total de 20.743 mii pasageri.
- 1 aeroport internațional în Bacău

#### *Sistemul de termoficare din municipiul Bacău*

Accesul către CET Bacău se face pe cale ferată și rutier. Transportul de petrol și cărbune se face în general pe cale ferată dar de asemenea se poate face pe cale rutieră.

Accesul către IMA1 și IMA2 se face prin strada Chimiei iar către IMA3 prin strada Letea. Accesul către depozitul de zgură și cenușă se face prin drum rural prin satul Furnicari.

### Apa și apa uzată

#### *Nivel județean*

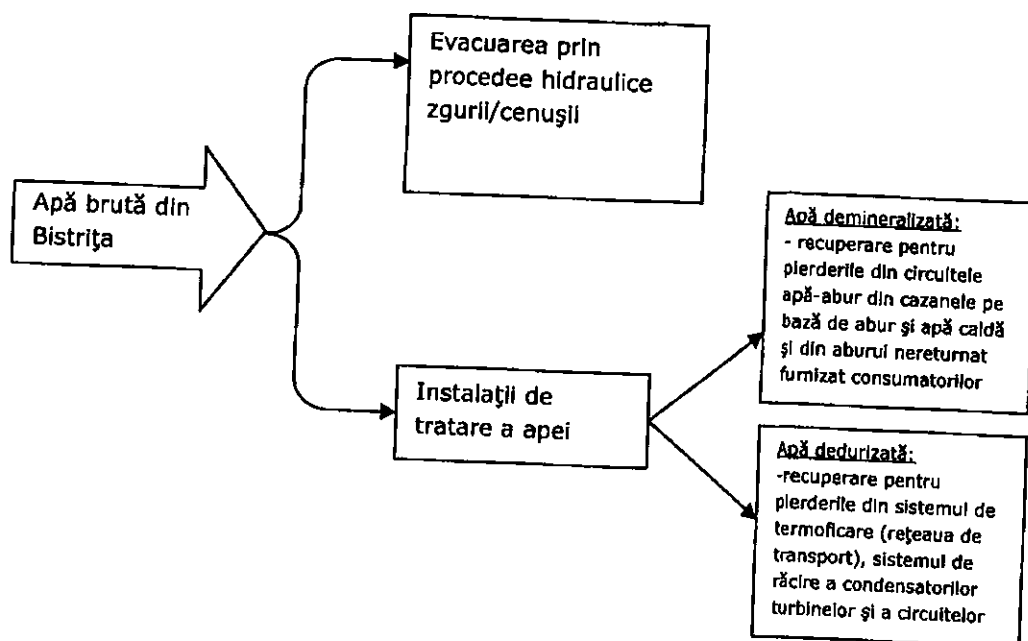
Un număr de 52 de localități sunt conectate la rețeaua publică de canalizare, cu o lungime aproximativă de 520 km de rețele de canalizare.

Un număr de 71 de localități sunt conectate la sistemul de furnizare a apei, cu o lungime aproximativă de 1195 km de rețea de distribuție a apei.

#### *Sistemul de termoficare din municipiul Bacău*

Apa brută este furnizată de Râul Bistrița. Apa brută este folosită pentru evacuarea hidraulică a zgurii și a cenușii și pentru stația de tratare a apei după cum se descrie mai jos.

Apa brută din Bistrița este furnizată de Administrația Națională Apele Române pe o bază contractuală.



Apa potabilă este furnizată din rețeaua municipală de furnizare a apei pe o bază contractuală. Apa potabilă este folosită pentru apa caldă de robinet și pentru recuperarea pierderilor din sistemul de termoficare a instalațiilor locale de termoficare.

### Deșeuri solide

#### Nivel județean

Nu este implementat un sistem selectiv la scară largă de adunare a deșeurilor în județul Bacău. Majoritatea cantităților de deșeuri menajere sunt depozitate în depozitele de deșeuri existente: 7 depozite municipale și 151 depozite rurale, nici unul nu îndeplinește cerințele UE. În județul Bacău este în curs de implementare un proiect ISPA de management al deșeurilor.

#### Sistemul de termoficare în municipiul Bacău

Deșeurile solide rezultate din arderea cărbunilor este amestecată cu apă și pompată către un depozit de zgură și cenușă din apropiere prin două țevi supraterane folosite pentru transportul zgurii și a cenușii precum și pentru reintroducerea apei folosite la transport..

### Energie electrică și gazele naturale

#### Nivel județean

Un număr de 25 de localități, din care 8 municipii și orașe, sunt aprovizionate cu gaze naturale. Sistemul de gaze naturale din județul Bacău include un total de 722 km rețea de distribuție a gazului.

#### Sistemul de termoficare în municipiul Bacău

Energia electrică produsă este vândută în principal către rețeaua națională. O mică parte a energiei electrice este vândută direct către clienții conectați la rețeaua de distribuție proprie pe baza unui contract

bilateral, astfel evitând taxele de transmitere. Consumul propriu (pentru toate punctele de consum din cadrul uzinelor și a rețelei operate de CET Bacău: instalații CHP, stații de pompare a rețelei de transport, substații incluzând pompe pentru circulația în cadrul rețelei de transport, instalații locale de termoficare) este asigurat din producție proprie. În timpul perioadelor de imposibilitate a producției de energie electrică, aceasta este cumpărată de la rețeaua națională atât pentru consum propriu cât și pentru obligațiile contractuale.

Pentru cantitatea de energie electrică furnizată către rețeaua națională, CET Bacău plătește o taxă regulată (taxă de transmitere), în baza unui contract cu operatorul de transmitere – SC Transelectrica SA.

Pentru cantitatea de energie electrică produsă pentru consum propriu CET Bacău plătește taxe de transport, administrarea pieței energetice și servicii de distribuție. Aceste taxe sunt plătite către SC Transelectrica SA (pentru transport, administrarea pieței energetice) și către E.ON Moldova, operatorul de servicii de distribuție.

Gazul natural este furnizat de către E.ON Moldova pe o bază contractuală. Gazul este furnizat prin rețeaua de distribuție municipală, iar prețul include o taxă de distribuție. CET Bacău tocmai a încheiat un contract cu E.ON Gas prin care va plăti un preț mai scăzut pentru gazul furnizat prin rețeaua națională de distribuție a gazului (fără taxa de distribuție).

### **Termoficare**

#### ***Nivel județean***

Trei localități din județul Bacău dispun de termoficare.

#### ***Sistemul de termoficare din municipiul Bacău***

CET Bacău operează două tipuri de sisteme de termoficare:

- Sistem principal, furnizare prin cele trei mari instalații de ardere: IMA1, IMA2 (CET CHIMIEI), și IMA3 (CET LETEA);
- 10 sisteme locale, furnizare prin instalații locale.

Anexa 2.4-1 prezintă o hartă a sistemului de termoficare din Bacău: sistemul principal și cele 10 sisteme locale.

## **2.5. Evaluarea socio-economică**

### **2.5.1. Profilul socio-economic al României**

Prima parte a sub-sectiunii prezente include o scurtă privire de ansamblu a dezvoltării macro-economice recente, urmată de o descriere a veniturilor gospodărești și a cheltuielilor. A doua parte prezintă o privire de ansamblu asupra situației economice a regiunii țintă.

#### **Profilul macro-economic**

România este țară membră a Uniunii Europene din 2007. O privire de ansamblu asupra situației demografice este furnizată în Tabelele 2.5.1-1, 2.5.1-2 și 2.5.1-3.



**Tabel 2.5.1-1: Populația României, 1995, 2000 and 2005, total și pe categorii de gen.**

1 Iulie, anul	Totalul populației, milioane	masculin, %	feminin, %
1995	22.7		
2000	22.4	49.0	51.0
2005	21.6	48.9	51.1
		48.8	51.2

Sursă: Anuarul Statistic al României 2006, www.insse.ro, Tabel 2.1.

**Tabel 2.5.1-2: Populația României, 1995, 2000 and 2005, total și pe categoria zonelor**

1 Iulie, anul	Totalul populației, milioane	Urban, %	Rural, %
1995	22.7		
2000	22.4	54.9	45.1
2005	21.6	54.6	45.4
		54.9	45.1

Sursă: Anuarul Statistic al României 2006, www.insse.ro, Tabel 2.1.

**Tabel 2.5.1-3: Populația României, 1995, 2000 and 2005, total și pe categoria grupelor de vârstă.**

1 Iulie, anul	Totalul populației, milioane	0-14 ani, milioane	15-59 ani, milioane	60 ani și mai mult, milioane
1995	22.7	4.6		
2000	22.4	4.1	14.0	4.1
2005	21.6	3.4	14.3	4.0
			14.1	4.2

Sursă: Anuarul Statistic al României 2006, www.insse.ro, Tabel 2.1.

România are o populație de 21,6 milioane persoane cu o împărțire în funcție de gen aproximativ egală, și o distribuție de 55:45 a populației urbane și rurale. În timp ce 3,4 milioane de români au sub 15 ani, 4,1 milioane au 60 de ani sau mai mult, 14,1 milioane locuitorii au între 15 și 59 de ani. În 2007 forța de muncă a fost de 9,4 milioane, iar rata șomajului a fost de 6,4% din forța de muncă<sup>1</sup>.

Tendențele actuale ale Produsului Intern Brut (PIB) și a PIB/locuitor sunt ilustrate în Tabelul 2.5.1-4, unde este prezentată de asemenea paritatea puterii de cumpărare în PIB/locuitor.

**Tabel 2.5.1-4: Produsul Intern Brut (PIB) și a PIB/locuitor, 2002-2007.**

	Total populație, milioane	PIB prețuri curente, RON miliarde	PIB/locuitor, prețuri actuale, RON/locuitor	Rată schimb RON/USD	Rată schimb RON/EUR	PIB/locuitor, prețuri actuale, USD/locuitor	PIB/locuitor, prețuri actuale, EUR/locuitor
	1	2	3=2/1	4	5	6=3/4	7=3/5
2002	21.795	151.5	6,950	3.31	3.13	2,100	2,220
2003	21.734	197.6	9,106	3.32	3.76	2,738	2,422
2004	21.673	246.4	11,372	3.26	4.05	3,487	2,804
2005	21.624	288.0	13,333	2.91	3.62	4,577	3,683
2006	21.581	344.5	15,963	2.81	3.52	5,680	4,535

<sup>1</sup> (Comisia Nationala de Prognoza, Prognoza de Primavara, PROIECȚIA PRINCIPALILOR INDICATORI MACROECONOMICI PENTRU PERIOADA 2008 - 2013, 27 March 2008).

2007	21.538	404.7	18,736	2.44	3.34	7,701	5,610
			PIB/locuitor, PPC			PIB/locuitor, PPC	PIB/locuitor, PPC
			8=9*4			9	10=9*4/5
2007			27,784			11,387	8,319

Surse:

Coloana 1: Anii 2002-2005: Anuarul Statistic al României, 2006, Tabel 2.1; 2006-2007: Estimări.

Coloana 2: Anii 2002-2005: Anuarul Statistic al României 2006, Tabel 11.3; 2006-2007: Banca Națională a României, Buletin lunar 2/2008, p.16.

Coloanele 4 and 5: Banca Națională a României.

Coloana 9: IMF World Economic Outlook Database – Aprilie 2008.

Notă: PPC = Paritatea puterii de cumpărare.

În 2007 PIB-ul a atins 404 miliarde RON, sau 166 miliarde USD, sau 121 miliarde EUR. Astfel, PIB-ul/locuitor în 2007 a fost 18.700 RON (7.700 USD, 5.600 EUR) în prețurile actuale. În termeni ai parității puterii de cumpărare, PIB-ul/locuitor în 2007 a fost estimat la 27.800 RON (11.400 USD, 8.300 EUR), luând în considerare relația dintre venituri și cheltuieli, ceea ce arată faptul că veniturile românești au o putere de cumpărare mai mare cu 50% decât valoarea de piață.

România are o bază industrială largă: industriile majore sunt fierului, oțelului, metalelor neferoase, chimică, prelucrarea produselor alimentare, mașinilor și transporturilor de echipamente, electronică, construcțiilor, mobilei și a altor produse din lemn, construcții nautice și restaurare, mori de vânt, farmaceutică, a echipamentelor medicale, textile și încălțăminte, asamblare auto, minieră, materialelor de construcții, rafinării petrolului și a tehnologiei informației<sup>2</sup>.

Tabelul 2.5.1-5 Ilustrează tendințele actuale în creșterea reală și inflație.

**Tabel 2.5.1-5: Creșterea PIB, inflației, creșterea reală 2002-2007.**

	Creșterea reală a PIB, % p.a.	Rata inflației la prețurile de consum, % p.a.
2002	5.1	22.5
2003	5.2	15.3
2004	8.4	11.9
2005	4.1	9.0
2006	7.7	6.6
2007	6.0*)	5.0

Surse: 2002-2006: The Economist Intelligence Unit, profil de țară, România.

2007: Statistici (surse din INS, Institutul Național de Statistică).

\*) estimări.

În ultimii ani economia României a cunoscut o creștere anuală de aproximativ 6% pe an, în timp ce de la începutul anului 2000, inflația a fost redusă de la aproximativ 20% la 5%.

În tabelul 2.5.1-6 sunt prezentate sursele și folosirea PIB-ului.

**Tabel 2.5.1-6: Surse și utilizări ale PIB, 2006.**

Surse	% din total	Utilizări	% din total
Agricultură/Industria forestieră	9,1	Consum privat	78,8
Industrie	34,9	Consum public	9,1
Servicii	56,0	Investiții fixe brute	24,2

<b>Total surse</b>	<b>100,0</b>	<b>Total utilizare internă</b>	<b>112,1</b>
		Export de bunuri și servicii	32,4
		Import de bunuri și servicii	-44,5
		<b>Importuri ce depășesc exporturi</b>	<b>12,1</b>

Sursa: Economist Intelligence Unit, profil de țară, România

În 2006, majoritatea veniturilor interne au provenit din servicii (56%), urmate de manufacturi (35%) și agricultură (9%). În ceea ce privește domeniul utilizărilor, consumul privat a atins 79% din PIB, consumul public 9% și investițiile 24% din PIB. Astfel, utilizarea internă a inclus 112% din PIB, i.e. țara a cheltuit cu 12% mai mult decât a produs intern. Acest fapt s-a reflectat în faptul că importurile au depășit exporturile- 44% față de 32%, arătând că există o intrare de resurse în România.

Germania (15,2%), Italia (14,6%), China (7,9%) și Rusia (6,5%) sunt cei patru cei mai mari importatori în România, în timp ce România exportă în mod special în Italia (17,9%), Germania (15,7%), Turcia (7,7%) și Ungaria (7,5%)<sup>2</sup>. Dezechilibrul macro-economic este investigat mai departe în tabelul 2.5.1-7 axându-se pe dezechilibrul extern.

**Tabel 2.5.1-7: Balanța externă a economiei României, 2003-2008.**

	Importuri nete (-)	Servicii	Venituri	Transferuri curente	Deficit de cont curent (-)	Investiții externe directe (FDI)	Creșterea în datoria externă (+)	Datoria externă totală
	EUR mld pe an	EUR mld pe an	EUR mld pe an	EUR mld pe an	EUR mld pe an	EUR mld pe an	EUR mld pe an	EUR mld la sfârșit de an
2003	-4,0	0,1	-1,2	2,0	-3,1	1,9	x	15,9
2004	-5,3	-0,2	-2,5	3,0	-5,1	5,1	5,8	21,7
2005	-7,8	-0,3	-2,3	3,6	-6,9	5,2	2,9	24,6
2006	-10,2	0,0	-3,2	4,8	-10,2	9,0	4,0	28,6
2007	-16,9	0,3	-4,4	4,9	-16,9	7,1	8,1	36,7
	EUR mld pe trimestru	EUR mld pe trimestru	EUR mld pe trimestru	EUR mld pe trimestru	EUR mld pe trimestru	EUR mld pe trimestru	EUR mld pe trimestru	EUR mld pe sfârșit trimestru
2007 Q1	-3,5	0,3	-1,0	1,1	-3,2	1,3	6,5	38,3
2007 Q2	-4,3	-0,1	-1,4	1,1	-4,6	1,7	-6,7	31,6
2007 Q3	-4,0	0,0	-1,3	1,7	-4,0	2,0	2,3	33,9
2007 Q4	-5,8	0,1	-0,7	1,0	-5,1	1,9	2,8	36,7
2008 Q1	-3,8	0,0	-1,1	1,4	-3,5	1,7	3,2	39,9

Surse: Banca Națională a României, comunicate de presă, anuare.

Notă: Suma investițiilor externe directe și datoria externă nu sunt calculate pe baza aceleiași împărțiri a anului ca și deficitul de cont curent, dar corespund în final.

Importurile nete în economia României sunt reflectate în deficitul balanței de plăți curente; alte componente ale balanței de plăți nu influențează în mod deosebit deficitul total. Finanțarea deficitului de cont curent este asigurată de investițiile străine directe și parțial de creșterea datoriei externe.

### Profilul gospodăriei

Date statistice asupra distribuției venitului casnic sunt disponibile până în anul 2005. Pentru 2007 datele sunt extrapolate pe baza creșterii PIB-ului (Tabel 2.5.1-8).

**Tabel 2.5.1-8: distribuția venitului casnic, decilii, 2005 and 2007.**

Decilii (venit pe persoană, 2005)	RON gospodărie lună, 2005	EUR gospodărie lună, 2005	RON gospodărie lună, 2007	EUR gospodărie lună, 2007
Decil # 10 (689 +)	2.772	766	3.881	1.162
Decil # 9 (500-688)	1.751	484	2.451	734
Decil # 8 (404-500)	1.408	389	1.971	590
Decil # 7 (340-404)	1.181	326	1.653	495
Decil # 6 (289-340)	1.055	291	1.477	442
Decil # 5 (241-289)	997	275	1.396	418
Decil # 4 (194-241)	883	244	1.236	370
Decil # 3 (152-195)	781	216	1.093	327
Decil # 2 (104-152)	706	195	988	296
Decil # 1 (1-104)	587	162	822	246
Media, 2005 (412)	1.212	335	x	x

Sursa: Anuarul Român de Statistică 2006, Tabelele 4.2, 4.3, 4.4.

Notă: Decilii pentru venitul total pe persoană. Datele pentru 2007 sunt calculate pe baza celor din 2005 cu un factor de extrapolare de 1.4.

În 2005 venitul mediu pe gospodărie era de 1.212 RON. Numărul mediu de persoane era de 2,94 persoane, unui membru corespunzându-i un venit de 412 RON<sup>2</sup>. Cel mai scăzut decil de venit, i.e. 10% din populație cu cel mai scăzut venit pe cap, a avut un venit mediu pe familie de 587 RON pe lună, **adică jumătate din medie**, în timp ce, cel mai ridicat decil de venit a avut un venit mediu pe familie de 2.772 RON pe lună.

În 2007 venitul mediu pe gospodărie a crescut la 1.697 pe lună, iar decilul cel mai scăzut a crescut la 822 RON pe gospodărie/lună.

Structura veniturilor casnice la nivel de țară a fost compusă din salarii 47%, contribuții sociale 20%, venituri din agricultură 4%, venituri din alte activități decât agricultura 3%, venituri în natură 20%, alte venituri 6%<sup>3</sup>.

Distribuția veniturilor este detaliată în Tabelul 2.5.1-9, unde gospodăriile sunt clasificate în funcție de principala sursă de venit, de exemplu „angajați”, „agricultori”, „neangajat” și „pensionari”.

**Tabel 2.5.1-9: Distribuția veniturilor casnice, descompunere pe categorii, decilii, anii 2005 și 2007.**

Decilii (venit pe	Toate	Angajați	Agricultori	Neangajați	Pensionari
-------------------	-------	----------	-------------	------------	------------

<sup>2</sup> Anuarul Român de Statistică 2006, Tabelele 4.1 și 4.2.

persoană)	gospodăriile				
Decil # 10	10%	20,9%	2,2%	2,0%	3,9%
Decil # 9	10%	17,6%	1,8%	3,3%	6,6%
Decil # 8	10%	14,5%	2,7%	4,6%	9,0%
Decil # 7	10%	11,2%	2,8%	5,0%	11,6%
Decil # 6	10%	9,4%	3,7%	6,1%	12,8%
Decil # 5	10%	9,0%	6,3%	9,7%	11,9%
Decil # 4	10%	7,1%	9,1%	12,6%	12,4%
Decil # 3	10%	5,1%	13,1%	12,1%	12,7%
Decil # 2	10%	3,9%	21,0%	16,1%	11,4%
Decil # 1	10%	1,3%	37,3%	27,7%	7,7%
<b>Total</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>
<b>Venit mediu, 2005, RON/lună</b>	<b>1.212</b>	<b>1.682</b>	<b>1.011</b>	<b>828</b>	<b>922</b>
<b>Venit mediu, 2007, RON/lună</b>	<b>1.697</b>	<b>2.355</b>	<b>1.415</b>	<b>1.159</b>	<b>1.291</b>
<b>Abatere de la medie</b>	<b>0%</b>	<b>+39%</b>	<b>-17%</b>	<b>-34%</b>	<b>-24%</b>

Sursa: Anuarul Român de Statistică, Tabelele 4.1 și 4.4.

În timp ce, decilul, prin definiție împarte totalul de 100% din distribuția veniturilor în 10 părți de câte 10%, se observă o diferență semnificativă între cele patru categorii, după cum se poate observa în Tabelul 2.5.1-9. Celule cu mai mult de 10% sunt evidențiate.

Tabelul 2.5.1-9 arată că 50% din gospodăriile din categoria „Angajați” se localizează în cei trei decili mari, 80% în decili 5-10, și doar 5% se localizează în decili scăzuți. În mod similar mai mult de 70% din „Agricultori” se situează în cei trei decili scăzuți, în timp ce „Neangajați” arată o dispunere similară. Categoria „Pensionari” arată o dispunere mai echitabilă.

Se presupune ca populația urbană se constituie din angajați și pensionari.

Tabelul 2.5.1-10 arată distribuția cheltuielilor de consum lunare, în funcție de articolele principale, pe gospodărie.

**Tabel 2.5.1-10: Distribuția cheltuielilor de consum lunare, în funcție de articolele principale, pe gospodărie, 2005, 2007.**

Descriere	RON, 2005	RON, 2007	EUR, 2007	Procente
<b>Venit mediu pe gospodărie</b>	<b>1.212</b>	<b>1.697</b>	<b>508</b>	<b>100,0%</b>
Din care:				
<b>Cheltuieli de consum</b>	<b>864</b>	<b>1.210</b>	<b>362</b>	<b>71,3%</b>
- din care				
Produse agricole și băuturi fără alcool	382	535	160	31,5%
Băuturi, țigări	59	82	25	4,8%
Îmbrăcăminte și încălțăminte	45	63	19	3,7%
Adăpost, apă, energie electrică, gaze naturale și alți combustibili	135	189	56	11,1%
Mobilă, dotarea locuinței și întreținere	33	46	14	2,7%
Sănătate	33	46	14	2,7%
Transport	56	79	24	4,6%
Comunicații	42	59	18	3,5%

Timp liber și cultură	36	51	15	
Educație	8	11	3	3,0%
Hoteluri, cafenele și restaurante	10	13	4	0,6%
Diverse produse și servicii	26	36	11	0,8%
<b>Taxe, contribuții sociale și cheltuieli ce nu se referă la consum</b>	<b>348</b>	<b>487</b>	<b>146</b>	<b>28,7%</b>

Sursa: Anuarul Român de Statistică, Tabel 4.20.

În 2005, cheltuielile medii pe gospodărie au fost de 864 RON, iar în 2007 prin extrapolare cheltuielile au fost de 1.210 RON. Proporția cea mai importantă din cheltuieli o reprezintă produsele agricole și băuturile fără alcool (31,5%), adăpost, apă, energie electrică, gaze naturale și alți combustibili (11,1%). Nu a fost disponibilă o împărțire mai exactă a acestor categorii. Disponibilitatea cheltuielilor pentru încălzire se tratează în capitolul 9.

Valoarea impozitului pe venit este de 16%, iar valoarea taxei pe valoare adăugată este de 19%. 49% din salariul unui angajat asigură un plan de protecție socială<sup>3</sup>.

### 2.5.2. Bacău, profilul socio-economic

Bacău este situat în Regiunea de Dezvoltare Nord-Est. În continuare se va prezenta o scurtă descriere a regiunii, a județului și a orașului Bacău.

#### Regiunea de dezvoltare Nord-Est<sup>4</sup>

Regiunea de Dezvoltare Nord-Est acoperă 15,5% din suprafața totală a României. Este formată din 6 județe: Bacău, Botoșani, Iași, Neamț, Suceava și Vaslui.

Regiunea de Dezvoltare Nord-Est se suprapune cu provinciile istorice Moldova și Bucovina. În termeni geografici, regiunea se învecinează la nord cu Ucraina, județele Galați și Vrancea în sud (Regiunea de Dezvoltare Sud), cu Republica Moldova în est, iar la vest cu județele Maramureș și Bistrița-Năsăud (Regiunea de Dezvoltare Nord) și județele Mureș, Harghita și Covasna (Regiunea de dezvoltare Centru).

Populația regiunii a fost de 3.7 milioane în ianuarie 2006, reprezentând 17,6% din totalul locuitorilor României. Raportul dintre populația rurală și urbană este de 43,6:56,4.

În această regiune se găsesc importante resurse minerale și substanțe folositoare (cărbune, turbă, petrol, gaze naturale, mangan, sulf, săruri potasice, roci de construcții). De asemenea se evidențiază prin numeroasele izvoare de apă și apă minerală. Regiunea are un pronunțat potențial hidroenergetic. În munți trăiesc o largă varietate de plante și animale.

În 2004 PIB-ul pentru regiune a fost de 29.4 miliarde RON, sau 7.869 RON pe cap de locuitor comparativ cu valoarea de 11.372 RON pe cap de locuitor. Extrapolând față de 2007<sup>5</sup> rezultă un PIB la nivel de regiune de 48,2 miliarde RON, sau 13.027 RON pe cap de locuitor, comparativ cu valoarea de 18.746 RON la nivel național. Astfel, **nivelul venitului în Regiunea de Dezvoltare Nord-Est este cu aproximativ 31% sub media națională**. Acest fapt se poate explica prin proporția mare a agriculturii în economia regiunii.

<sup>3</sup> Sursa: Metodologie de stabilire a prețurilor reglementate de vânzare / cumpărare - Exemplu de calcul (ANRE).

<sup>4</sup> Sursă: COMISIA NAȚIONALĂ DE PROGNOZĂ, Plan regional de dezvoltare - în prezent și perspective - ianuarie 2007.

<sup>5</sup> Pentru 2007 s-a aplicat un factor de multiplicare de 1.64 față de valorile anului 2005.

Structura angajărilor în Regiunea de Dezvoltare Nord-Est este prezentată în Tabelul 2.5.2-1.

**Tabel 2.5.2-1: Structura angajărilor în Regiunea de Dezvoltare Nord-Est, 2005.**

Sectoare	Angajați, 1000 persoane	Angajare, exprimare procentuală
Total populației activă economic	1,790	100%
Total angajați	1,688	94%
• Agricultură	816	46%
• Industrie	321	18%
• Construcții	74	4%
• Comerț	141	8%
• Servicii (turism, transport, financiar)	96	5%
• Administrație, educație și sănătate	208	12%
• Altele	30	2%
Șomeri	102	6%

Sursa: Anuarul Român de Statistică, 2006, Tabel 3.29.

46% din forța de muncă este angajată în agricultură, 22% în industrie și construcții, comerț 8%, servicii 5% și administrație, servicii sociale și altele 14%. La nivel de regiune rata șomajului s-a situat la valoarea de 6% în 2005.

Tendința descendentă a producției industriale înregistrată în anii 90 și începutul mileniului s-a oprit în jurul anului 2005, urmată de o creștere a activităților în servicii, manufacturi și comerț extern, ceea ce a dus la scăderea șomajului.

Totuși, Regiunea de Dezvoltare Nord-Est are **cel mai scăzut nivel de venit din cele opt regiuni de dezvoltare.**

Luând în considerare faptul că venitul mediu pe cap de locuitor reflectă PIB-ul mediu, venitul mediu al Regiunii de Dezvoltare Nord-Est în 2007 a fost de 398 RON pe cap de locuitor. Venitul mediu pe gospodărie, 2,94 persoane, a fost în 2007 de **1.170 pe lună.**

### Județul Bacău

În Tabelul 2.5.2-2 se prezintă situația populației județului Bacău.

**Tabel 2.5.2-2: Structura populației județului Bacău, 2000, 2003-2007, persoane.**

Județul Bacău	Total	Vârsta 0-14	Vârsta 15-59	Vârsta peste 60
2000	752,761	154,336	468,415	130,010
2003	725,005	137,941	457,194	129,870
2004	722,961	133,468	459,732	129,761
2005	723,518	128,661	465,197	129,660
2006	721,411	126,486	464,920	130,005
2007	n/a	n/a	n/a	n/a

Sursa: 2000 și 2007: Institutul Regional de Statistică Bacău; 2005: Anuarul Român de Statistică 2005, Tabel 2.36.

### Orașul Bacău

În tabelul 2.5.2-5 se ilustrează populația orașului Bacău.

**Tabel 2.5.2-5: Populația orașului Bacău, persoane, 2005.**

An	Totalul populației
2002	175,500
2005	180,516
2006	179,506
2007	179,442

Sursa: pagina web a orașului Bacău.

Sectoarele industriale majore sunt: industria metalurgică, industria lemnului, industria textilă. Cele mai mari sub-sectoare sunt serviciile comunale, inclusiv producția și furnizarea de energie electrică, termică, apă și gaz. Distribuția generării de venituri în cadrul sectoarelor majore în Bacău sunt ilustrate în Tabelul 2.5.2-4.

**Tabel 2.5.2-4: Distribuția generării de venituri în cadrul sectoarelor majore în Bacău, 2004.**

	Agricultură	Industrie	Construcții	Servicii	Total
2004	3%	34%	8%	55%	100.0%

Sursa: municipalitatea Bacău

Sunt disponibile date doar pentru 2004

În Tabelul 2.5.2-5 se prezintă distribuția angajărilor în sectoarele majore.

**Tabel 2.5.2-5: distribuția angajărilor în sectoarele majore, Bacău, 2004.**

	Agricultură	Industrie	Construcții	Servicii	Total
2004	3%	47%	14%	36%	65,779
2005	n.a	n.a	n.a	n.a	62,255

Sursa: municipalitatea Bacău

Sunt disponibile date doar pentru 2004

După cum se arată în Tabelele 2.5.2-4 și 2.5.2-5, agricultura joacă un rol minor în economia Bacăului. În ultimii ani sectorul serviciilor a devenit o parte importantă în economia orașului, acest lucru transpunându-se și la nivelul județului. Un număr important de persoane au fost angajate în sectorul industrial, dar în ultimii ani datorită creșterii sectorului serviciilor, aceste cifre s-au schimbat.. tabelul 2.5.2-6 ilustrează veniturile pe gospodărie în Bacău, 2007.

**Table 2.5.2-6: Household incomes in Bacău City, 2007.**

	Regiunea de Dezvoltare Nord-Est, RON pe gospodărie pe lună	Orașul Bacău, gospodărie "angajați", RON pe gospodărie pe lună	Orașul Bacău, gospodărie "pensionari", RON pe gospodărie pe lună	Orașul Bacău, gospodărie, RON pe gospodărie pe lună
Nivel relativ, 2007	100%	139%	76%	X
Nivel actual, 2007	1,170	1,626	889	X
Procent de populație	x	75%	25%	X
Venitul mediu pe gospodărie	x	x	x	1,442

Surse: Tabel 2.8, Tabel 2.9 și informații asupra PIB-ului pe cap de locuitor din Regiunea de Dezvoltare Nord-Est.



Pe baza presupunerii ca populația orașului este formată din  $\frac{3}{4}$  "angajați" și  $\frac{1}{4}$  "pensionari"<sup>6</sup>, în 2007 aceste două segmente de consumatori au avut un venit mediu pe gospodărie de 1,626 RON și respectiv 889 RON pe lună. Media rezultată pentru Bacău a fost de 1,442 pe lună, sau 15% sub media națională (1,697 RON pe lună).

În capitolul 3.3 sunt incluse proiectii.

## **2.6. Aprecieri asupra cadrului legal și instituțional**

### **2.6.1. Cadru general administrativ**

#### **2.6.1.1. Istoric al autorităților publice românești.**

În baza articolului 3 din Constituția României, teritoriul României este organizat în comune, orașe și județe. Există 2.685 comune, 276 orașe (la sfârșitul lui 2003), din care 82 sunt municipii, respectiv 41 județe, plus capitala București.

În concordanță cu articolul 3 al Constituției României, autoritățile publice au rolul de a aplica legile precum și rolul de a oferi servicii publice în cadrul legal. Astfel sunt 2 categorii de administrații publice:

- Administrația publică centrală (guvern, ministere, instituția prefectului, alte organisme centrale).
- Administrația publică locală (consiliul județean, consiliul local, primăria, serviciile publice locale).

#### **Administrația publică centrală**

Guvernul este corpul central care conduce întreaga administrație publică. Guvernul trebuie să implementeze programul de guvernare aprobat de Parlament și trebuie să conducă politica internă și externă a țării.

Ministerele sunt structuri specializate a administrației publice centrale, care implementează politica guvernamentală în cadrul ariei proprii de competență. Sunt subordonate guvernului.

Prefectura este reprezentantul în teritoriu al administrației publice centrale cu rolul principal de a monitoriza aplicarea legislației de către administrația publică locală.

Autoritățile administrative autonome sunt independente de guvern, dar reprezintă structuri executive ale statului având rolul major de a implementa legea și de a asigura funcționarea unor structuri publice centrale.

Serviciile publice descentralizate sunt structuri teritoriale prin care ministerele și alte structuri centrale își exercită competența în teritoriu. Sunt aprobate de prin ordine ministeriale.

#### **Administrația publică locală**

La nivelul local Consiliul Județean are rolul de a coordona consiliile locale din municipii, orașe și comune la nivel județean. Consiliul Local are rolul de inițiativă și de a lua decizii în orice probleme de interes local.

În baza Legii 215 a Administrației Publice Locale și pe baza Legii 51/2006 a Serviciilor de Utilități Locale amendate de Guvern prin H.G. 13/2008, se stipulează ca Guvernul are rolul principal de a realiza politica generală în zona utilităților publice în corelație cu Planul Național de Dezvoltare prin:

<sup>6</sup> Fără a lua în considerare segmentele de agricultori și șomeri.

- Aprobarea și actualizarea strategiei naționale privitor la serviciile publice;
- Oferirea suportului pentru administrația publică locală pentru o organizare eficientă în domeniul serviciilor de utilitate publică;
- Oferirea suportului prin garanții guvernamentale pentru credite interne și externe;
- Oferirea de resurse financiare din bugetul național pentru proiecte de dezvoltare a infrastructurii locale.

Autoritățile publice locale au competența exclusivă de a organiza, coordona, monitoriza și de a controla serviciile de utilitate publică locală. Pe baza acestor responsabilități, autoritățile publice locale își asumă responsabilitatea pentru:

- Elaborarea și aprobarea strategiilor locale referitoare la dezvoltarea serviciilor publice;
- Coordinarea proiectării și a implementării programelor de dezvoltare infrastructurală;
- Delegarea serviciilor publice către alți operatori în baza legislației în vigoare;
- Contractarea și garantarea împrumuturilor pentru dezvoltare locală;
- Elaborarea regulilor și regulamentelor pentru serviciile publice locale;
- Aprobarea tarifelor pentru serviciile publice locale;
- Protecția și conservarea mediului înconjurător.

În baza Legii 215/2003, Legii 51/2006 și a H.G. 13/2008, autorități publice locale din județe (municipii, orașe, comune) pot forma Asociații de Dezvoltare Intercomunitare (ADI) pentru o mai eficientă organizare a utilităților publice locale; ADI reprezentând toți membrii în relația cu operator utilității de care aparțin membrii ADI ca acționari.

Administrația publică locală poate delega direct serviciul public către un operator public propriu cu următoarele condiții:

1. Control direct.
2. Exclusivitate (singura sursă de activitate a operatorului este managementul serviciilor delegate și pot fi delegate doar servicii non-fundamentale).
3. Fără acționari privați/doar capital public.

### Reglementări ale serviciilor publice naționale

Serviciile publice locale sunt reglementate prin agenții naționale din diferite zone. În domeniul utilităților publice locale principalele agenții naționale de reglementare sunt:

- Agenția Națională de Reglementare a Serviciilor Publice de Gospodărire Comunală (ANRCS);
- Agenția Națională de Reglementare în Energetică (ANRE);
- Autoritatea Rutieră Română (ARR).

ANRCS, ANRE, ARR sunt cel care reglementează la nivel național elaborarea și monitorizarea regulilor și regulamentelor generale pentru serviciile publice.

**ANRCS** este autoritatea cu competență în următoarele utilități publice:

- Distribuția apei;
- Domeniul apei utilizate;
- Producția, transportul, distribuția și furnizarea energiei termice în sisteme de termoficare, cu excepția energiei termice din cogenerație;
- Manipularea deșeurilor solide;
- Iluminatul public;
- Domeniile publice și private ale autorităților publice.

ANRCS este structura instituțională care elaborează metodologiile și cadrele de agrement și emite licențe pentru operatorii ce funcționează în domeniul utilităților publice.

Producția energiei termice prin cogenerație este sub controlul și monitorizarea **ANRE** în baza Legii 318/2003 pentru Producția de energie electrică.

**ARR** este cel care reglementează transportul local.

### 2.6.1.2. Administrarea și implementarea fondurilor UE

România beneficiază de **Cadrul suport comunitar (CSF)** bazat pe Planul Național de Dezvoltare. CSF-ul este un acord între Comisia Europeană și statele membre, care determină volumul și direcția suportului financiar prin fondurile structurale pentru implementarea și dezvoltarea inițiativelor. CSF-ul este format din priorități care pot fi atinse prin cel puțin un program operațional.

**Autoritatea care administrează CSF** este Autoritatea Națională pentru Coordonarea Instrumentelor Structurale (ANCIS) din cadrul Ministerului Economiei și Finanțelor.

**Cadrul strategic național de referință (NSRF) 2007-2013** este documentul strategic național care stabilește prioritățile Instrumentelor Structurale (EFRD, ESF, CF). NSRF-ul se bazează pe Planul național de dezvoltare (NDP) 2007-2013, elaborat ca un instrument pentru ghidarea surselor de finanțare naționale, europene și din alte surse disponibile României. Justifică și prioritizează investițiile publice în concordanță cu politica de adevărate europene economică și socială și definește planificarea și programarea strategică multi-anuală a României. Scopul principal al NSRF este de a evidenția atenția strategică asupra politicilor economice și sociale de aderare a României, și de a face legăturile corespunzătoare cu politicile Uniunii Europene, în special a Strategiei de la Lisabona, care elaborează politici pentru creștere economică și crearea de noi locuri de muncă.

Implementarea acțiunilor strategice din NSRF se realizează prin **Programele Operaționale**. Există două diferențe majore între **Planul Național de Dezvoltare** și **Cadrul strategic național de referință**:

- NSRF nu are legătură cu aspecte de dezvoltarea rurală și de pescuitului; acestea fac parte din Strategia națională pentru dezvoltare rurală și sunt finanțate prin Fondul European pentru Dezvoltare Rurală (EFRD).
- Din punct de vedere financiar, NSRF este finanțat exclusiv prin Fondurile structurale și de aderare; Planul Național de Dezvoltare considerând și ale surse de finanțare: programe de investiții locale și naționale, împrumuturi externe, Fondul European pentru Dezvoltare Rurală.

**Programele operaționale (OP-uri)** sunt documente aprobate de Comisia Europeană, specificând implementarea în sectoarele prioritare (determinate în baza Planului Național de Dezvoltare), finanțate prin CSF.

Elaborarea cadrului instituțional referitor la politica de aderare și instrumente structurale în România și-a avut originea în Hotărârea Guvernului nr. 497/2004 referitoare la **elaborarea cadrului instituțional pentru coordonarea, implementarea și administrarea Instrumentelor structurale**, care a stabilit:

- Cadrul instituțional pentru nivelul autorităților administrative, autorităților de plată și organismelor intermediare;
  - Atribuțiile principale ale Autorității pentru administrarea cadrului comunitar de suport, Autoritățile de administrare pentru Planurile operaționale, Autoritatea de administrare pentru fondurile de coeziune și Autoritățile de Plată, pe baza regulamentelor comunitare;
  - Obligația pentru toate Autoritățile de administrare, Autoritățile de plată și Organismele intermediare, de a stabili unități de audit intern;
  - Obligația de a respecta principiile segregării adecvate a funcțiilor;
  - Flexibilitatea suficientă a cadrului instituțional, funcția de dezvoltare ulterioară a politicii de aderare și viitoarelor dovezi ale programelor.
- Hotărârea Guvernului nr. 497/2004 a fost ulterior modificată și completată prin H.G. nr. 1179/2004 și amendată prin H.G. 128/2006.

#### Instrumente structurale

Programe operaționale	Autoritatea	de	Organisme Intermediare	Fonduri
-----------------------	-------------	----	------------------------	---------

		administrare		
<i>Obiective convergente</i>				
SOP Creșterea competitivității economice	Ministerul Economiei și Finanțelor	- Ministerul pentru Intreprinderi Mici și Mijlocii, Comerț, Turism și Profesii Liberale - Ministerul Educației, Cercetării și Tineretului - Ministerul Comunicațiilor și Tehnologia Informației - Ministerul Economiei și Finanțelor (Directoratul General pentru Energie)		ERDF
SOP Transport	Ministerul Transporturilor			ERDF+CF
SOP Mediu	Ministerul Mediului și Dezvoltării Durabile	8 IBs-uri regionale coordonate de MMDD		ERDF+CF
OP Regionale	Ministerul Dezvoltării, Lucrărilor Publice și Locuințelor	- Agenții de Dezvoltare Regională - Ministerul pentru Intreprinderi Mici și Mijlocii, Comerț, Turism și Profesii Liberale		ERDF
SOP Dezvoltarea resurselor umane	Ministerul Muncii, Familiei și Egalității de Șanse	- Agenția Națională pentru Ocuparea Forței de Muncă - 8 IBs-uri regionale coordonate de MMFEȘ - Ministerul Educației, Cercetării și Tineretului - Centrul Național de Dezvoltare a Învățământului Profesional și Tehnic		ESF
OP Dezvoltarea capacităților administrative	Ministerul Internelor și Reformei Administrative			ESF
OP Asistență tehnică	Ministerul Economiei și Finanțelor			ERDF

## AUTORITATEA DE ADMINISTRARE A FONDURILOR PENTRU ADERARE

În concordanță cu prevederile Ordinului Consiliului nr. 1164/1994 (prin Prevederea Consiliului European nr. 1264/1999 și nr. 1265/1999) și cu Ordinul Comisie nr. 1386/2002, Autoritatea de administrare a fondurilor pentru aderare are următoarele reponsabilități:

- Să asigure coordonarea generală și administrarea fondului de aderare;
- Să asigure folosirea efectivă și corectă a acestor fonduri și implementarea proiectelor, în conformitate cu obiectivele stabilite prin aceste proiecte și conformarea totală cu cerințele stabilite de Comisia Europeană;
- Să asigure îndrumarea adecvată a pregătirii administrării și controlului sistemelor către Autoritatea de plată, Organismele intermediare și Organismele de implementare;
- Să asigure o separare și definire clară a funcțiilor din structura implicată în dezvoltarea proiectului finanțat prin Fondul de aderare și să propună căi de optimizare a implementării procesului;
- Să se asigure că Autoritatea de plată este informată în mod corespunzător asupra procedurilor ce trebuie respectate de organismele intermediare și cele de implementare, cu privire la: verificarea duratei de plată; implementarea proiectului în conformitate cu obiectivele propuse și cu condițiile impuse; consistența operațiunilor cu regulile specifice UE și menținerea pistei de audit;
- Să participe ca observator la planificarea și implementarea operațiilor de audit, cu scopul de a le maximiza eficiența;
- Să se informeze asupra existențelor procedurilor menținerii unei piste de audit suficiente;
- Să evalueze strategiile propuse de ministerele adecvate și a proiectelor ce vor fi finanțate prin Fondul de aderare și să le transmită către Comisia Europeană;
- Să asigure monitorizarea proiectelor, prin indicatori financiari și fizici, cu scopul de a evalua îndeplinirea obiectivelor;
- Să elaboreze rapoarte de monitorizare și să le transmită către Comitetele de Monitorizare pentru cadru suport comunitar și către Comitetul de monitorizare pentru programele operaționale sectoriale pentru transport, energie și infrastructură de mediu;
- Să coordoneze elaborarea Rapoartelor anuale pentru fonduri de aderare și să le transmită către Comisia Europeană;
- Să asigure organizarea unui sistem de informații pentru administrarea tehnică și financiară;
- Să asigure informarea publicului și a presei asupra rolului Comisiei Europene în dezvoltarea proiectelor și conștientizarea asupra beneficiilor potențiale ale oportunităților generate de măsurile implementate;
- Să asigure președenția și postul de secretar al Comitetului de monitorizare ale fondului de aderare.

### Obiective și priorități ale SOP de mediu

SOP de mediu va finanța în perioada 2007-2013 proiecte de investiții pe următoarele axe prioritare:

- Sisteme de apă și apă utilizată
- Administrarea integrată a deșeurilor solide
- Reabilitarea sistemelor de termoficare municipale
- Implementarea administrării adecvate a suprafețelor naturale protejate
- Dezvoltarea infrastructurii pentru prevenirea riscurilor din zonele expuse
- Asistență tehnică

Toate aceste proiecte pot fi finanțate din Fondul European pentru Dezvoltare Regională (EFDR) din Fondul de aderare.

### 2.6.2 Cadru legal

Acest capitol prezintă o vedere de ansamblu asupra cadrului legal precum și asupra documentelor relevante pentru a obține conformitate între cerințele naționale și comunitare în cazul sectorului termoficării.

### Legislație națională și comunitară relevantă sectorului termoficării

Înainte de aderare, România a transpus legislația europeană în materie de mediu în legislația românească și a început procesul implementării. În tabelul de mai jos se prezintă transpunerea legislației europene relevante din sectorul termoficării în legislația românească:

*Tabel nr.1 transpunerea legislației europene relevante din domeniul IMA în legislația românească*

Directiva EU	Legislația românească
Directiva Consiliului 2001/80/CE asupra limitării emisiilor a anumitor poluanți de către marile uzine de ardere a combustibililor (Directiva LCP).	H.G. nr. 541/2003 asupra limitării de emisii de anumiți poluanți de către marile uzine de ardere a combustibililor, modificată prin H.G. 322/2005 și H.G. 1502/2006. MO nr. 833 din 13 septembrie 2005 pentru aprobarea Programului Național de Reducere a dioxidului de sulf, oxidului de azot și a emisiilor de praf rezultate din operarea LCP-urilor
Directiva Consiliului 2001/81/CE privitoare la limitele emisiilor naționale pentru anumiți poluanți atmosferici	H.G. nr. 1856/2005 privitoare la limitele emisiilor naționale pentru anumiți poluanți atmosferici
Directiva Consiliului 2003/87/EC ce stabilește un plan pentru stabilirea cotelor de emisii de gaze poluante	H.G. 780/2006 ce stabilește un plan pentru stabilirea cotelor de emisii de gaze poluante.
Directiva Consiliului nr. 93/389/EEC pentru un mecanism comunitar de monitorizare a emisiilor de gaze poluante, amendată prin Directiva nr. 99/296/EEC.	Legea nr. 3/ 2001 ce ratifică PROTOCOLUL DE LA KYOTO LA CONVENTIA-CADRU A NAȚIUNILOR UNITE ASUPRA SCHIMBARILOR CLIMATICE, adoptat la Kyoto pe 11 decembrie 1997.
Directiva Consiliului 96/61/EC din 24 septembrie 1996 referitoare la prevenirea și controlul integrat al poluării.	Ordonanța de Urgență 152/2005 asupra prevenirii și controlului integrat al poluării modificată și completată de Legea 84/2006
Directiva cadru privind aerul 96/62 și Directivele de raportare: 1999/30/CE, 2000/69/CE, 2002/3/CE.	Legea nr. 655/2001 aprobarea O.U. nr. 243/2000 asupra protecției atmosferei. M.O. 745/2002 stabilind aglomerările și clasificarea lor și a zonelor de clasificare privind calitatea aerului în România. H.G. nr. 586/2004 reglementarea Evaluării Naționale și a Sistemului de Administrare Integrat pentru calitatea aerului. H.G. 543/2004 asupra elaborării și implementării planurilor și programelor pentru administrarea calității aerului. MO 35/2007 asupra aprobării metodologiei pentru elaborarea și implementarea planurilor și programelor pentru administrarea calității aerului. MO 592/2002 asupra aprobării normelor de setare a valorilor limită, valorilor de prag și a criteriilor de apreciere și a metodelor pentru evaluarea emisiilor de dioxid de sulf, dioxid și oxizi de azot, macroparticule (PM10 și PM2.5), plumb, benzeni, monoxid de carbon și emisii de ozon în

	aerul ambiant.
Directiva Consiliului 93/12/EEC privitoare la conținutul de sulf din anumiți carburanți amendată prin Directiva 99/32/EEC.	H.G. 142/2003 privind limitarea conținutului de sulf în anumiți combustibili.
Decizia Consiliului 2003/507/EC asupra aderării Comunității Europene la Protocolul din 1979 al Convenției privind poluarea transfrontieră pe distanțe lungi pentru reducerea acidifierii, eutrofizării și a nivelului de ozon troposferic	Legea 271/2003 privind ratificarea Protocolului din 1979 al Convenției privind poluarea transfrontieră pe distanțe lungi pentru reducerea acidifierii, eutrofizării și a nivelului de ozon troposferic, adoptată în Aarhus, 24 iunie, 1998 și la Gottenborg, 1 decembrie 1999.
Decizia Comisiei 2000/479 din 17 Iulie 2000 asupra implementării Registrului european al emisiilor poluante (EPER), potrivit Articolului 15 din Directiva Consiliului 96/61/EC în legătură cu prevenirea și controlul integrat al poluării.	Ordinul 1144/2002 pentru formarea Registrului de emisii poluante cauzate de activitățile prevăzute în articolul 3, litera (g) și (h) din O.U. 34/2002 privitoare la prevenirea și controlul integrat al poluării.
Document de îndrumare pentru implementarea EPER	Ordinul Ministerial 1440/2003 privind aprobarea Ghidul Național de realizare a Registrului de emisii poluante.
Regulamentul(CE) nr. 166/2006 al Parlamentului European și a Consiliului din 18 Ianuarie 2006 privitoare la stabilirea unui Registru de Emisii Poluante și Transfer ce amendează Directiva Consiliului 91/689/EEC și 96/61/EC.	A fost elaborată o schiță de H.G./M.O. ce este supusă procedurii de aprobare.

**H.G. nr 541/2003** privitoare la limitarea de emisii de anumiți poluanți de către marile uzine de ardere a combustibililor, modificată prin H.G. 322/2005 și H.G. 1502/2006, stabilește valori limită ale emisiilor pentru dioxid de sulf, oxid de azot și emisii de praf rezultate din operarea LCP-urilor în funcție de tipurile diferite de combustibili (a se vedea Anexa 1). Conformarea cu valorile limită ale emisiilor din Directiva LCP ar trebui să fie privită ca și o necesitate, dar nu este suficientă pentru conformarea cu cerințele Directivei 96/61/EC referitor la folosirea tehnologiei cele mai adecvate. Asemenea conformări pot presupune valori limită ale emisiilor (ELV) mai stringente pentru alte substanțe, și alte condiții. Ca urmare, în momentul emiterii unei autorizații de mediu, autoritățile de protecție a mediului competente pot să stabilească condiții și mai restrictive pentru emisii luând în considerare condițiile de mediu locale.

**Tratatul de aderare** semnat la data de 25 aprilie 2005 include angajamentul României de a implementa acquis-ul comunitar și stipulează perioade de tranziții acordate pentru implementarea prevederilor de

mediu. Perioadele de tranziție acordate pentru implementarea Directivei LCP 2001/80/CE sunt prezentate în Anexa 2.6.2-2.

**Ordinul Ministerial 592/2002** referitor la reglementarea stabilirii valorilor limită, valorilor prag și a criteriilor și metodelor de evaluare ale emisiilor de dioxid de sulf, dioxizi și oxizi de azot, macroparticule (PM10 și PM2,5), plumb, benzen, monoxid de carbon și emisii de ozon în mediul ambiant, stabilește valorile limită, valorile marginale, toleranțele și termenele finale pentru poluanții menționați mai sus (a se vedea Anexa 2.6.2-3).

**Șapte Ordine Ministeriale au fost emise în 2007 (O.M. Nr. 346-352)** asupra aprobării listei ce include calitatea aerului ambiant în localitățile de aparțin regiunilor 1-7, în conformitate cu prevederile O.M. 745/2002.

**Legea nr. 458/2002** transpune Directiva Apei de Băut 98/83/EC în legătură cu calitatea apei de băut pentru consum uman și reglementează calitatea apei de băut, având ca obiectiv protejerea sănătății umane împotriva efectelor consumului apei de băut contaminate prin asigurarea calității apei.

**H.G. 351/2005** aprobă programul pentru eliminarea progresivă a deversărilor, emisiilor și pierderilor de substanțe periculoase.

**H.G. 352/2005** referitoare la aprobarea normelor pentru deversarea apelor menajere, asigură valori limită ale poluanților casnici și industriali deversați în recipienti naturali și în rețelele de canalizare.

**Ordinul nr. 756/1997** referitor la aprobarea reglementării evaluării poluării mediului, stabilește proceduri tehnice și norme pentru identificarea pagubelor cu scopul de a identifica responsabilii precum și pentru remedierea lor.

LCP-urile sun de asemenea subiectul **Directivei 96/61/EC (Directiva IPPC)**. Valorile limită ale emisiilor precum și parametrii echivalenți și măsurile tehnice ce vor fi incluse în permisul de mediu integrat, emis pentru acest gen de instalații, va fi bazat pe BAT, fără indicarea vreunei tehnici sau tehnologii anume, dar luând în considerare caracteristicile tehnice ale instalației în cauză, locația geografică precum și condițiile locale de mediu. În mod obligatoriu, permisul va conține prevederi asupra reducerii poluării transfrontaliere sau pe distanțe lungi și va asigura un nivel ridicat de protecție pentru mediu înconjurător per ansamblu.

**Directiva EU 1999/31/EC asupra depozitelor de deșuri** este transpusă în legislația românească prin **H.G. 349/2005** care include o programare a închiderii depozitelor existente de deșuri lichide industriale nepericuloase. Acest tabel este inclus în Anexa 2.6.2-4.

#### **Document de referință asupra celei mai disponibile tehnici**

Există un Document de Referință asupra celei mai bune tehnici disponibile pentru LCP-uri. Acest document acoperă, în general, instalațiile de ardere a combustibilului cu o rată termică mai mare de 50 MW. Informațiile oferite de document sunt intenționate pentru a folosi la determinarea BAT în situații specifice. Când se determină BAT și condițiile de acordare a permisului de mediu pe considerente BAT, trebuie luat în considerare o protecție ridicată a mediului înconjurător per ansamblu, scoțând în evidență reducerea emisiilor poluante în aerul ambiant. Ar trebui accentuat, faptul că acest document nu stabilește valorile limită ale emisiilor. Determinarea condițiilor propice de acordare a permisului va presupune luarea în considerare a factorilor locali, specifici locației, precum și caracteristicile tehnice ale instalației în cauză, locația geografică precum și condițiile locale de mediu.



#### Alte acte legale ale UE care trebuie luate în considerare

**Protocolul de la Gotteborg** axat pe reducerea acidifierii, eutrofizării și a nivelului de ozon troposferic, este un pas mare înspre dezvoltării controlului internațional asupra poluării. România este una din cele 16 țări semnatare ale protocolului, ratificat prin Legea nr. 271/2003. Are rolul de a controla mai mulți poluanți și efectele lor printr-un singur document. Protocolul stabilește ținte noi pentru reducerea emisiilor de **dioxid de sulf, oxid de azot și compuși organici volubili (VOC)**.

Protocolul mai stabilește valori limită pentru sursele de emisii poluante (instalații de ardere a combustibilului, producția de energie electrică, mașini și autocamioane) și prevede BAT pentru menținerea la nivel scăzut a emisiilor.

Pericolele mediului înconjurător nu respectă frontierele de stat. Guvernele au înțeles că pentru a preveni aceste pericole trebuie să se consulte și să se anunțe între ei asupra tuturor proiectelor majore care ar putea avea efecte adverse peste graniță. **Convenția de la Espoo** este un pas important în apropierea factorilor de decizie pentru a preveni dezastrele ecologice înainte de a se produce. Convenția a intrat în vigoare în 1997 și România a ratificat tratatul prin Legea nr. 22/2001. Convenția de la Espoo (EIA) stabilește obligația de a evalua impactul ecologic al anumitor activități încă dintr-o fază incipientă. De asemenea prevede obligația statelor de a se notifica și de a se consulta asupra tuturor proiectelor majore sub aspectul posibilității existenței unui impact ecologic transfrontalier.

#### Cadru legal pentru sistemul de termoficare

##### Termoficare și energie

Principalul act care reglementează situația în sectoarele termoficării și al energiei este **Legea nr. 13/2007 (Legea energiei electrice)**- stabilind cadrul de reglementare pentru activitățile din domeniul energiei electrice și a termoficării produse prin cogenerație. Legea nr. 13/2007 abrogă și înlocuiește Legea nr. 318/2003. Legea transpune Directiva 2003/54/EC privitoare la reguli comune pentru piața internă a energiei electrice și abrogă Directiva 96/92/EC și prevederile Articolului 4 partea 3 a Directivei 2004/8/EC asupra promovării co-generării bazate pe necesarul de căldură pe piața internă.

**Legea 325/2006 pentru serviciul public de furnizare a căldurii** reglementează activități specifice furnizării de căldură și apă caldă, mai ales pentru producția, transportul, distribuția și furnizarea de căldură în sisteme de termoficare eficiente și la standarde înalte de calitate, cu scopul de a asigura folosirea optimă a resurselor energetice și de a îndeplini cerințele din domeniului mediului.

**Legea 51/2006 pentru serviciile comunitare de utilități publice, modificată și completată prin O.U. 13/2008** stabilește cadrul instituțional și unitățile legale precum și obiective specifice, competențe, roluri și instrumente pentru stabilirea, organizarea, administrarea, finanțarea, monitorizarea și controlarea serviciilor comunitare de utilități publice, inclusiv serviciul public de furnizare a căldurii.

**Ordinul ANSRC 91/2007 aprobă cadrul prin care se reglementează serviciile de furnizare a apei calde** operând conform Legii 325/2006 și a Legii 51/2006.

**GD 219/2007 regarding promotion of cogeneration based on actual heat demand** establishes the legal framework for promoting and developing highly efficient cogeneration for heat and electricity production, based on actual heat demand and on reduction of fuel consumption, in order to increase the energy efficiency and improve the energy supply security taking into account Romania's specific economic and climate conditions.

**Legea 199/2000, modificată și completată de Legea 56/2006** stabilește cadrul legal pentru elaborarea și aplicarea politicii naționale de folosire eficientă a energiei.

**Legea 3/2001 ratifică Protocolul de la Kyoto** și stipulează angajamentul României de a-și reduce emisiile de gaze poluante în perioada 2008-2012 cu o cantitate echivalentă cu 8% comparativ cu nivelul de gaze de seră emise înainte de 1989.

**O.U. 174/2002 aprobată prin Legea 211/2003** stabilește măsuri speciale pentru reabilitarea termică a clădirilor supraetajate.

**H.G. 443/2003 amendată prin H.G. 958/2005** transpune **Directiva 2001/77/CE** privitor la promovarea producerii de energie electrică din resurse regenerabile.

**Directiva 2006/32/CE** privitoare la eficiența energetică la consumatorii finali și a serviciilor energetice, care va fi transpusă în legislația românească în anul 2008, stipulează, conform articolului 14(2), faptul că statele membre se angajează să reducă consumul de energie cu minim 9% între 2008-2012 comparativ cu consumul mediu din perioada 2001-2005.

**Legea 230/2007** reglementează aspectele juridice, economice și tehnice referitoare la stabilirea, organizarea și funcționarea asociațiilor de proprietari precum și folosirea și administrarea clădirilor având cel puțin 3 proprietari persoană fizică sau juridică, inclusiv spațiile cu altă destinație decât de locuit.

### **2.6.3 Instituțiile de mediu**

Operarea sistemului de termoficare are un impact semnificativ asupra mediului și posibil asupra sănătății umane, în special în zone identificate cu probleme. Mai jos sunt prezentate instituțiile principale care au responsabilitatea de a aplica politicile și strategiile guvernului român privitoare la îmbunătățirea mediului înconjurător și a sănătății umane, precum și competențele în legătură cu sistemele de termoficare.

#### **a. La nivel central**

H.G. nr. 368/2007 stabilește responsabilități pentru **MESD** precum și pentru alte instituții din subordine, autoritate sau coordonare, pentru promovarea politicilor de mediu, ape și sectoare ale dezvoltării durabile.

MESD asigură coordonarea interministerială a procesului elaborării și implementării a Strategiei Naționale pentru Dezvoltare Durabilă și coordonează activitatea în integrarea cerințelor de mediu în politica altor sectoare, în concordanță cu cerințele europene și standardele internaționale.

În cadrul Ministerului, **Directoratul General pentru Administrarea Instrumentelor Structurale** are rolul de a administra Autoritatea în cadrul Programului Operațional pe Sector (SOP) pentru mediu. Această autoritate coordonează din punct de vedere metodologic Organismele Intermediare pentru SOP de mediu, organizat la nivel regional în 8 regiuni de dezvoltare

În subordinea MESD au fost formate unități de administrare și unități de implementare a proiectelor cu scopul de a asigura administrarea adecvată a proiectelor finanțate din surse externe.

Cu scopul de a-și îndeplini obiectivele, MESD este de asemenea coordonatorul concesiilor alocate României de către UE pentru sectorul de mediu.

Ca și un organism central de administrație publică, MESD îndeplinește multe funcții specifice precum elaborarea, actualizarea și implementarea strategiilor și programelor naționale în domeniul protecției mediului și în domeniul administrării apelor inclusiv:

- Strategia Națională și Planul de Acțiune pentru Protecția Aerului
- Strategia Națională și Planul de Acțiune pentru Schimbările Climatice
- Strategia Națională și Planul de Acțiune pentru Administrarea Deșeurilor
- Planul Național pentru Reducerea Progresivă a Emisiilor de SO<sub>2</sub>, NO(x), VOC și NH<sub>3</sub>
- Planul Național pentru Reducerea Emisiilor de SO<sub>2</sub>, NO(x) și a emisiilor de praf provenite de la LCP
- SOp-ul de mediu

MESD coordonează și monitorizează implementarea procesului de alocare a cotelor de emisii de gaze poluante.

Potrivit prevederilor Planului de Implementare a Directivei IPPC, MESD are următoarele responsabilități specifice:

- Coordonarea procedurii de acordare a permisului de mediu integrat pentru activitățile/instalațiile cu impact transfrontalier, potrivit Ordinului Ministerial (O.M.) 860/2002 și O.M. 818/2003, completat și modificat prin O.M. 1158/2005;
- Coordonarea procedurii de acordare a permisului/licenței de mediu integrat;
- Să conducă centrul de informații și documentare BREF/schimbul de informații și comunicări BAT cu Centrul European IPPC (EIPPCB) și cu Forumul de Informare (IEF);
- Să coordoneze sistemul de monitorizare și control pentru conformare cu condițiile permisului integrat și a administrării impactului transfrontalier;
- Să coordoneze participarea publică în activitățile sectorului de control și evaluare a riscului în cazul poluării industriale, în context transfrontalier.

Conform prevederilor H.G. nr 459/2005, **Agencia Națională pentru Protecția Mediului (ANPM)** este un organism specializat al administrației publice centrale cu statut legal, aflat în subordinea MESD, care are competențe de implementare a politicilor și legislației de mediu. ANPM exercită, conform legii, atribuții asupra planurilor strategice, permiterea activităților cu impact ecologic, implementarea politicilor și legislației de mediu stabilite de MESD la un nivel național, regional și local, prin reglementarea organizării și a operațiilor.

ANPM are următoarele responsabilități:

- Coordonarea activităților pentru implementarea strategiilor și politicilor la nivel național, regional și local;
- Să fie autoritatea competentă în aprobarea activităților cu impact asupra mediului;
- Să monitorizeze statutul implementărilor angajamentelor asumate de România în cadrul planurilor de implementare negociate cu EC în perioada de aderare;
- Să coordoneze activitățile specifice din domeniile incluse în Capitolul 22 al Documentului de Poziție;
- Să realizeze/actualizeze lista instalațiilor/activităților la nivel național și să coordoneze procesul de inventariere la nivel local și regional.

**Garda Națională de Mediu (GNM)**

Potrivit H.G. 1224/2007 pentru organizarea și funcționarea GNM, această instituție este un organism de control specializat și inspecție, asigurând implementarea efectivă, uniformă și integrată a politicii guvernamentale raportată la cerințele UE în materie de mediu.

GNM are competențe de a impune politica guvernamentală, de a preveni, stabili și aplica penalizări legale pentru încălcarea prevederilor legale referitoare la protecția mediului, fonduri guvernamentale și alte sectoare incluse în legislația specifică în vigoare.

În domeniul protecției mediului (după art. 12 din H.G. 1224/2007) GNM are un număr de responsabilități, dintre care următoarele sunt relevante pentru proiect:

- Verificarea conformării operatorilor cu legislația în domeniu, inclusiv măsurile de protecție a mediului stabilite în conformitate cu programele de conformare și planurile de acțiune;
- Verificarea conformării cu procedurile legale pentru acordarea autorizației de mediu;
- Să aplice penalizările legale pentru încălcări ale prevederilor legale, inclusiv suspendarea anumitor activități pe anumite perioade de timp când concentrația maximă de poluanți este depășită;
- Să verifice conformarea cu prevederile din domeniul administrării deșeurilor.

Comisariatul General reprezintă departamentul central al GNM și coordonează în mod direct activitatea comisariatelor din cele 41 de județe, Comisariatul Bucureștiului și a Comisariatului Rezervației Biosferei Deltei Dunării

### **Administrația Națională Apele Romane (ANAR)**

**Administrația Națională Apele Romane (ANAR)** este sub autoritatea MESD.

ANAR este o entitate economică pentru ramura serviciilor legate de apă aflată sub coordonarea MESD, având sediul central în București și filiale teritoriale localizate în cele **11 bazine de râuri**. ANAR este de o importanță majoră pentru autorizația de mediu integrată, datorită competențelor multilaterale de a efectua controale regulate referitoare la furnizarea de apă și la deversarea apelor utilizate.

#### **b) La nivel regional**

### **Agențiile Regionale de Protecție a Mediului (ARPM)**

Conform articolului 10 din H.G. nr. 459/2005, **8 ARPM-uri** îndeplinesc la nivel regional sarcinile ANPM, implementarea strategiilor, politicilor, legislației și reglementărilor de mediu, pune în vigoare și coordonează elaborarea planurilor de acțiune ecologice la nivel regional. ARPM-urile acordă autorizațiile de mediu, conform criteriilor stabilite de ANPM.

#### **Câteva responsabilități ale ARPM, relevante proiectului de față sunt:**

- Îndeplinirea/coordonarea procesului de acordare a autorizației de mediu la nivel regional și local pentru activități cu impact asupra mediului conform prevederilor stabilite și legislației în vigoare;
- Coordonează realizările planurilor de acțiune la nivel regional în sectorul de mediu;
- Monitorizează starea de conformare a angajamentelor României la nivel regional în domeniul protecției mediului, după cum s-au negociat acestea cu UE în timpul perioadei de aderare;
- Actualizează în cooperare cu GNM și alte autorități publice, integrarea planurilor regionale de mediu în alte planuri regionale;
- Participă la elaborarea și monitorizarea planurilor de dezvoltare regională;
- Efectuează/actualizează lista de instalații/activități la nivel regional și coordonează acest proces la nivel local;
- Primește, evaluează documentația necesară pentru autorizațiile de mediu integrate și administrează procedura de emitere a autorizațiilor de mediu integrate pentru proiecte și activități specifice IPPC, conform H.G. 860/2002 și H.G. 919/2003 completată și modificată de H.G. 1158/2005;

- Stabilește programul anual de control al prevederilor stabilite în autorizația de mediu integrată, în colaborare cu Agențiile locale de protecție a mediului (ALPM) și cu comisariatele regionale ale GNM;
- Asigură monitorizarea activităților conform cu articolul 13 și 14 a Directivei 96/61/EC;
- Redactează și emite rapoartele de emisii poluante la nivel regional (EPER).

### Organisme Intermediare

Luând în considerare prevederile H.G 369/2007 și H.G. 457/2008 asupra stabilirii cadrului instituțional pentru coordonare, implementarea și administrarea Instrumentelor structurale, **Organismele Intermediare** au fost formate pentru SOP de Mediu. Aceste departamente sunt sub coordonarea directă a autorităților de mediu publice centrale. Organismele intermediare pentru SOP de mediu au următoarele responsabilități, delegate de Autoritatea de Administrare a SOP ENV (MESD) printr-un acord corespunzător:

- Să identifice prioritățile regionale pentru SOP ENV, pe baza strategiilor regionale;
- Să organizeze, la nivel regional, promovarea activităților pentru SOP ENV și să se implice în proiectarea și implementarea Planului de raport pentru SOP ENV;
- Să promoveze parteneriatul la nivel local;
- Să evalueze în mod formal aplicațiile;
- Să sorișine beneficiarii cu proceduri SOP aplicate în timpul stagiilor de programare și implementare;
- Să monitorizeze servicii/lucrări de intermediere în cadrul SOP ENV;
- Să adune date pentru monitorizarea și evaluarea progresului programului;
- Să pregătească documente suport pentru rapoartele anuale și finale ale SOP ENV;
- Să monitorizeze proiectele sub SOP, verificare la fața locului, controlul cheltuielilor;
- Să asigure suportul pentru evaluarea instituțională a beneficiarului;
- Să confirme exactitatea cerințelor de plată, a progresului implementării procesului, a plăților, a certificatelor de lucrări finalizate, etc.;
- Să identifice și să raporteze posibile neregularități la nivel regional către MA;
- Să asigure conștientizarea acțiunilor promovate la nivel regional; răspândirea informației referitoare la oportunitățile financiare din cadrul SOP ENV

#### c) La nivel local

#### Agențiile Locale de Protecția Mediului (ALPM)

Conform prevederilor H.G. nr. 459/2005 agențiile locale de protecția mediului sunt situate în fiecare județ (41) plus București. Aceste instituții îndeplinesc la nivel local responsabilitățile autorităților regionale de protecția mediului subordonate ANPM.

ALPM-URILE acționează în zona proprie de responsabilitate pentru protecția și îmbunătățirea mediului și a calității vieții, implementând prevederile convențiilor și acordurilor internaționale semnate de România. Acțiunile ALPM sunt bazate pe îndeplinirea obiectivelor dezvoltării programelor și planurilor.

#### 2.6.4.1. Compania locală de termoficare

##### Statutul legal al operatorului

SC CET SA Bacău este o societate comercială înregistrată la Camera de Comerț și Industrie cu numărul J04/320/2002 și funcționează în baza legislației în vigoare și a documentelor de înregistrare aprobate.

SC CET SA Bacău răspunde de operarea instalației de producere combinată a energiei electrice și termice, transferată din competența Companiei Naționale SC Termoelectrica SA București către Consiliul Local Bacău, în baza H.G. 104/7.02.2002.

În baza licenței nr. 651/24.02.2005, Autoritatea Națională de Reglementare Energetică (ANRE) a dat SC CET SA Bacău dreptul de a folosi rețeaua de distribuție a sistemului de termoficare pentru scopuri comerciale. În prezent, SC CET SA Bacău este operatorul întregului sistem de termoficare din Bacău - producție, transport și distribuție.

Orașul Bacău este singurul proprietar al întregului sistem de termoficare până la limita exterioară a clădirilor.

Numele întreg al companiei de termoficare	Societatea de termoficare SC CET SA Bacău
Scopul principal al societății	Producția, transportul, distribuția și furnizarea de căldură pentru Bacău
Activități secundare	Producția și furnizarea de energie electrică
Structura legală	Companie publică cu capital social
Proprietar	Acționar unic municipalitatea Bacău
Nr. de înregistrare în Registrul Comerțului	J04/320/2002
Cod Unic de Înregistrare (CUI)	R14639374
Adresa	Str. Chimiei no 6, Bacău, județul Bacău

#### Licențe/permise

Societatea deține următoarele licențe și permise:

Licență/permis	Autoritate emitentă	Nr. De referință	Validitate
Operarea cu obiectivul - Societatea de termoficare SC CET SA Bacău	ANRE	Autorizația nr. 141/12.03.2003	<b>30 ani</b>
Operarea cu obiectivul - stația de termoficare - CAF Bacău	ANRE	Autorizația nr. 142/12.03.2003	<b>10 ani</b>
Operarea cu obiectivul - rețeaua de transport a energiei termice a municipiului Bacău	ANRE	Autorizația nr. 143/12.03.2003	<b>30 ani</b>
Operarea sub reglementările din domeniul protecției muncii	ITM (Inspectoratul Teritorial al Muncii)	Autorizația nr. 2956/20.12.2002	<b>Până la schimbarea condițiilor de emiter</b>
Producția de energie termică	ANRE	Licență pentru producția de căldură Nr. 506/31.07.2002	<b>25 ani</b>
Producția de energie electrică	ANRE	Licență pentru producția de energie electrică Nr. 505/31.07.2002	<b>25 ani</b>

Furnizare de energie electrică	ANRE	Licență pentru furnizarea de energie electrică Nr. 650/24.02.2005	8 ani
Transport, distribuție și furnizare de energie termică în sisteme centralizate fără cogenerație	ANRSC	Licență pentru furnizarea și distribuția de căldură Nr. 0182/21.04.2008	5 ani
Permis de Mediu Integrat	REPA Bacău	Autorizație de mediu Nr. 33/27.10.2006 pentru CET II Bacău	30.12.2012
Permis de Mediu Integrat	REPA Bacău	Autorizație de mediu Nr. 34/06.11.2004 pentru CET I Bacău	Reînnoită pe 29.10.2007. Valabilă până la 28.10.2017.
Permis de mediu pentru Grupul de Turbine pe Gaz	REPA Bacău	Autorizație Nr. 3/03.01.2008	5 ani
Elaborarea balanței complexe de energie – clasa C (autorizație pentru auditorul de energie)	ARCE (Agenția Română de Conservare a Energiei)	Autorizație Nr. 3/23.08.2004, reînnoită în 2008	1 an

#### 2.6.4.2. Caracteristicile principale ale societății de termoficare

Istoria societății locale de termoficare SC CET SA Bacău începe în 1984 când s-a lansat proiectul „CET Bacău pe bază de lignit”. În 1989 începe construcția conductelor principale pentru sistemul de termoficare, iar în 1990 s-a început legarea substațiilor de rețeaua primară. Pe 31 decembrie 1997 primul grup de generare a energiei de 50 MW, din cadrul proiectului „CET Bacău pe bază de lignit” a fost conectat la Rețeaua Națională iar în 1998 au intrat în funcțiune și sistemul de termoficare.

În iunie 2002 instalația de producție a energiei electrice și termice a fost transferată din patrimoniul SC Termoelectrica SA București către Consiliul Local Bacău prin H.G. Nr. 104/ 07.02.2002.

În prezent SC CET SA Bacău răspunde, în baza unui contract de concesiune, de operarea instalației de producție combinată a energiei electrice și termice precum și de rețeaua de distribuție și transport, inclusiv 57 de substații..

În 2003, 11 instalații cu cazane au fost transferate de la SC TERMOLOC SA către SC CET SA Bacău și conectate la sistemul de termoficare. În 2004 același lucru s-a realizat și pentru alte 5 instalații.

Începând cu 01.08.2005, încă 20 de instalații locale cu cazane au fost transferate de la SC TERMOLOC SA către SC CET SA Bacău. În prezent, SC CET SA Bacău este singurul furnizor de servicii de termoficare din Bacău.

Activitățile principale ale SC CET SA Bacău, conform legislației în vigoare, sunt:

- Producția, transportul și distribuția energiei termice - EA 4030 (cod CAEN);
- Producția de abur și apă caldă – EA 4031 (cod CAEN);
- Transportul și distribuția de abur și apă caldă – EA 4032 (cod CAEN);
- Producția de energie electrică – EA 4011 (cod CAEN)
- Transportul de energie electrică – EA 4012 (cod CAEN)
- Distribuția de energie electrică – EA 4013 (cod CAEN)
- Elaborarea balanței energetice complexe – EA 7430 (cod CAEN)

#### 2.6.4.3 Contractul de concesiune nr. 2092/01.09.2006

Municipalitatea Bacău a delegat administrarea serviciului public de termoficare către SC CET SA Bacău în baza Legii nr. 219/1998 privitoare la concesionare și pe baza Deciziei Consiliului Local Bacău nr.

113/31.05.2006 prin care se aprobă concesionarea. Contractul de concesionare a fost modificat prin Actul Adițional nr. 1/2008, pe baza O.U. 34/2006, H.G. 71/2007, Legii nr. 325/2006 și a Deciziei Consiliului Local Bacău nr. 287/31.10.2006. Contractul de concesiune a avut următoarele articole (sumar):

- Durata contractului 25 ani;
- Contractul de concesiune poate fi schimbat prin acordul ambelor părți, cu excepția motivelor ce țin de interesul local sau național;
- Municipality are dreptul de a contracta și de a garanta împrumuturi pentru finanțarea programelor de Investiții privitoare la infrastructura sistemului de termoficare pe domeniul public;
- Toate bunurile și serviciile procurate de concesionar folosind fonduri de la bugetul local sau de stat vor deveni proprietate publică a municipității; societatea este obligată să organizeze proceduri de procurare a acestor bunuri după rigorile legii;
- În baza Actului Adițional nr. 1/2008 la Contractul de Concesiune 2092/ 2006, municipality a acceptat să primească o redevență de 3.000.000 lei cu scopul de a susține mentenanța și reparațiile rețelei de transport și distribuție aparținând de proprietatea publică. Redevența va crește anual cu indicele de creștere stabilit de Consiliul Local Bacău;
- Municipality are dreptul de a monitoriza activitatea și serviciile oferite de concesionar;
- Concesionarul are dreptul de a opera pe riscul propriu toate bunurile, activitățile și serviciile menționate în Contractul de Concesiune;
- Concesionarul are dreptul de a factura clienților serviciile oferite;
- Concesionarul poate propune creșterea tarifelor pe baza unei analize economice; o asemenea creștere este supusă aprobării de către municipality.

#### **2.6.4.4 Administrarea și structura organizațională**

##### **2.6.4.4-1. CET Bacău**

#### **A. MANAGEMENTUL STRATEGIC**

##### **Viziune și misiune**

*Misiunea societății este de a oferi clienților servicii și produse de calitate, asigurând siguranța și continuitatea.*

Întreaga activitate se bazează pe următoarele principii:

- De a promova cele mai bune tehnologii și practici manageriale pentru îmbunătățirea continuă a calității serviciilor și produselor, creșterea cotei de piață și a satisfacției clientului, modernizarea infrastructurii, asigurând o performanță ridicată în protecția mediului prin implementarea unui sistem de management al siguranței sănătății și a siguranței;
- De a îmbunătăți eficiența și eficacitatea operațiunilor; de a dezvolta o relație deschisă și de încredere cu partenerii de afaceri privind calitatea serviciilor, protecția mediului și siguranța și sănătatea.

Obiectivele companiei sunt:

- Restructurarea pieței de energie termică prin transferul clienților deserviți de instalații locale către sistemul de termoficare, unde energia termică este produsă combinat;
- Reducerea la minim a consumului de combustibili prin furnizarea soluțiilor de izolare termică a clădirilor, contorizare individuală, reducerea pierderilor din rețeaua de distribuție și transport, automatizarea și monitorizarea întregului sistem.
- Creșterea cotei de piață prin o politică a prețului corespunzătoare, prin creșterea satisfacției clientului și creșterea ratei reconectării la sistem.

Societatea SC CET SA Bacău funcționează în cadrul Sistemului Integrat de Management al Siguranței și Sănătății – Mediu – Calitate, în baza certificatelor acordate de Societatea Română de Asigurare a Calității (SRAC) pentru următoarele activități:



*"Producția de abur și apă caldă, transport și distribuție de abur și apă caldă; producția și distribuția de energie electrică."*

Certificate de Înregistrare nr.:

- 3312/21.11.2005 (ISO 9001: 2000) pentru sistemul de calitate;
- 477/21.11.2006 (ISO 14001: 2004) pentru sistemul de management al mediului;
- 118/21.11.2005 (OHSAS 18001: 1999) pentru sistemul de siguranță și sănătate.

## **B. STRUCTURA ORGANIZAȚIONALĂ**

Structura organizațională este prezentată în Anexa 2.6.4-1.

Structura organizațională actuală este disponibilă din 15 ianuarie 2008, pe baza deciziei nr. 267/09.01.2008 a Adunării Generale și pe baza drepturilor oferite de Legea 31/1990 și de către Actul Constitutiv.

Structura este bine definită, existând o clară separație a „nucleului de afaceri” a societății: I) producția; ii) furnizarea și iii) distribuția termoficării; structura este funcțională, cu o complexitate orizontală și verticală medie.

Structura este de asemenea bine precizată în Regulamentul de funcționare (ultima versiune din 2007), unde se alocă sarcini și responsabilități clare pentru fiecare unitate.

Ca și la o organizație eficientă și ambițioasă, preocupările de Mediu, Calitate, Siguranță și Sănătate sunt reprezentate la nivel departamental, subliniind importanța pe care societatea o acordă acestor activități cheie. În același timp, un indicator pozitiv este existența unui Departament de Strategii, Programe și Conservare a Energiei, arătând preocuparea permanentă a societății de identificare a măsurilor de adaptare la piață și la nevoile consumatorului.

Există câteva slăbiciuni care reduc eficacitatea actualei structuri organizaționale: Administrarea Relațiilor cu Clienții nu este identificat clar în cadrul organizației; există două unități care răspund de comunicațiile cu mediul extern: departamentul comercial, care se ocupă cu clienții și oficiul de relații publice, sub competența departamentului de Resurse Umane, care se ocupă cu problemele legale, plângeri, mass-media.

Se recomandă formarea unui sistem unic de relații cu clienții, care ar trebui implementat în cadrul societății și care ar trebui să aibă ca principale responsabilități relațiile cu publicul și alți acționari (autoritățile locale, instituții publice, consumatori casnici, clienți industriali etc); departament aflat în subordinea Directorului General.

Pentru promovarea strategiei de recuperare a clienților care s-au deconectat de la sistem este necesară îmbunătățirea activității de marketing; în același timp, în baza SOP de mediu și a recomandărilor UE de implementare a unor programe de Investiții finanțate parțial de UE (Fonduri de Aderare), este important să existe o sarcină viitoare Informare publică asupra acestor programe de investiții; acest tip de activități ar trebui dezvoltat în cadrul societății pentru a răspunde acestor cerințe.

Structura organizațională conține un departament pentru Strategii, Programe și Conservare a Energiei precum și un departament de Investiții/Dezvoltare; competențele și experiența personalului trebuie evaluată pentru a putea forma Unitatea de Implementare a Programelor (UIP), care are un rol major în implementarea proiectelor de finanțare europeană.

Analiza instituțională realizată ca o parte a Aplicației CF, va identifica mai în detaliu schimbările ce ar trebui implementate.

Ca și concluzie, este important de menționat faptul că SC CET SA Bacău are resursele și calificările necesare pentru creșterea efectivă și eficientă a calității serviciilor oferite.

### C. Responsabilități cheie în cadrul Adunării Generale și a Consiliului de Administrație

SC CET SA Bacău este un organism juridic care acționează pe piață ca și o societate comercială aparținând de Consiliul Local Bacău. Membrii Adunării Generale a Acționarilor sunt nominalizați de Consiliul Local Bacău.

Adunarea Generală decide întreaga activitate și politica economică a societății; determină strategia globală pentru dezvoltare, modernizare și restructurare financiar-economică a societății și numește Consiliul de Administrație și Directorul General.

Consiliul de Administrație include șapte membrii, numiți pe maxim patru ani de Adunarea Generală. Președintele Consiliului de Administrație numit de Adunarea Generală este de asemenea și Director General.

Rolul major al Consiliului de Administrație este de a stabili și de a aproba structura organizațională și regulamentele de funcționare internă al societății. În plus, Consiliul de Administrație are următoarele competențe:

- De a aproba delegarea de competențe către Directorul General;
- De a aproba contracte de comerț complexe, de a negocia contractele de muncă cu sindicatul;
- De a stabili strategiile și politicile de marketing;
- De a stabili drepturi și responsabilități personalului pe baza structurii organizaționale.

### D. Echipa managerială de vârf

Echipa managerială are o experiență bună de conducere. În următorul tabel se prezintă distribuția responsabilităților:

Poziția de conducere	Responsabilități
Director General	Președintele Consiliului de Administrație, responsabil de întreaga activitate a societății. Responsabil direct de: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Departamentul Legislativ</li> <li>• Departamentul de Resurse Umane</li> <li>• Controlul Financiar Intern;</li> <li>• Oficiul de relații și comunicații</li> <li>• Protecția Mediului</li> <li>• Calitate</li> <li>• Prevenirea incendiilor și situațiile de urgență</li> </ul>
Director Tehnic	Responsabil cu producția de energie, operarea substațiilor și a furnizării de căldură, mentenanța rețelei de transport și distribuție precum și siguranța instalațiilor (ISCIR)
Director de Calitate - Mediu - Siguranță	Responsabil cu implementarea și monitorizarea sistemului de management al Calității - Mediului - Siguranței, regulamente și licențe, laboratoare (analiza combustibilului și metrologia).
Directorul de Marketing	Responsabil cu relațiile cu clienții, achiziții publice, furnizări, transport.

Directorul Economic	Responsabil cu operațiile financiare și contabile, administrarea bunurilor, bugete, costuri, tarife, recuperarea datoriilor.
---------------------	--

Una dintre principalele oportunități pentru echipa administrativă este larga experiență a acționarului, Consiliul Local Bacău, care administrează în prezent proiecte de o valoare totală de 84 milioane Euro, trei dintre ele fiind cofinanțate de EU – ISPA, BRDE, PHARE CES 2004 - 2006.

Delegarea responsabilităților în cadrul echipei de management este analizată mai jos:

- Directorul Tehnic are în subordinea sa principalele procese ale „nucleului afacerilor”; datorită complexității acestui departament este foarte importantă evaluarea delegării responsabilităților către subordonați în cadrul Analizei Instituționale. Doar o clară definire a competențelor și a responsabilităților poate asigura o administrare eficientă a acestei părți foarte complexe din cadrul societății.
- Este importantă clarificarea rolului și a responsabilităților nou-propusului departament de Management al Relațiilor cu Clienții; relațiile cu publicul și cu clienții ar trebui să fie sub coordonarea unui singur departament. Societatea trebuie să stabilească responsabilități referitor la activitatea de marketing; de a defini acțiunile principale, analiza potențialului pieței și în principal atragerea de noi clienți (inclusiv a foștilor clienți ce s-au deconectat de la sistemul de termoficare).
- Directorul Economic trebuie să traseze bugete locale clare și este importantă pregătirea societății pentru dezvoltări viitoare (implementarea centrelor de profit pentru nucleul principal al afacerilor).
- Director de Calitate – Mediu – Siguranță este responsabil de toate activitățile legate de licențe, permise, protecția mediului, asigurarea calității, urgențe. Rolul acestui departament este foarte important în special datorită asigurării cerințelor Directivelor UE. Rolul și responsabilitățile sale sunt cruciale pentru implementarea programelor de dezvoltare.

### **Municipalitatea Bacău**

În concordanță cu Axa Prioritară 3 de Mediu, fondurile de aderare se adresează proprietarului bunurilor publice, adică municipalitatea Bacău.

În acest fel, municipalitatea Bacău va avea întreaga responsabilitate de a coordona fondurile UE și astfel va trebui să asigure expertiza și experiența pentru această sarcină.

### **Structura organizațională a municipalității Bacău**

Anexa 2.6.4-2 prezintă structura organizațională a municipalității Bacău.

Printre principalele direcții ale structurii organizaționale se poate menționa Direcția pentru Strategie și Post-Aderare. În cadrul acestei Direcții există un departament denumit Unitatea Municipală de Monitorizare a Programelor cu un personal de 11 persoane și un departament denumit Strategia Post-Aderare cu un personal de 25 de persoane care se prezintă ca și baza pentru UIP necesară organizată la nivel municipal cu sarcina majoră de a administra Fondurile de Aderare.

UIP pentru proiectul fondurilor de aderare va fi o unitate separată având responsabilitățile principale relaționate la acest proiect; din această cauză pe viitor împreună cu conducerea orașului se va stabili formarea acestei unități.

Analiza Instituțională, ca parte a Aplicației CF, va trasa responsabilitățile UIP, traseul propus și personalul necesar pentru această parte a unității.

În același timp, se va face o evaluare a personalului pentru a scoate în evidență capacitatea personalului alocat de municipalitate de a îndeplini cerințele, necesare pentru administrarea fondurilor de aderare.

**2.6.4.5 Managementul Resurselor Umane**

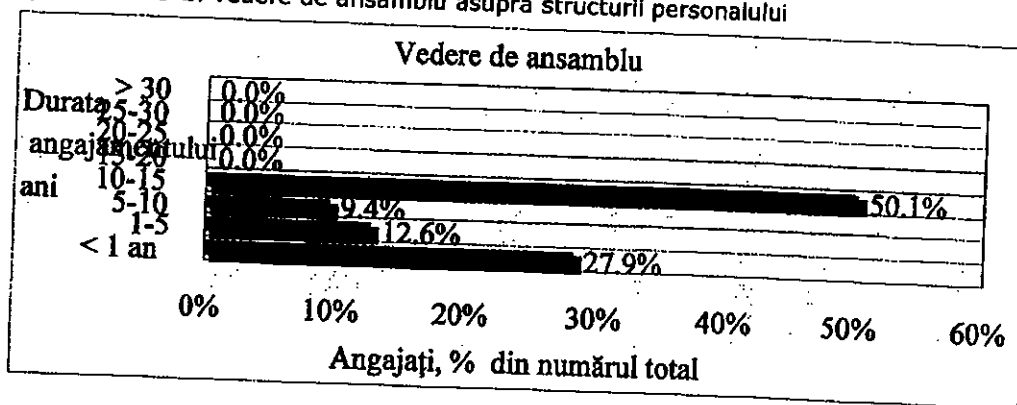
În 31 decembrie 2007 SC CET Bacău SA avea 587 angajați, din care 69,1% muncitori calificați, 6,6% maștrii, 6% funcționari, 12% cu studii superioare, 6% management (de vârf, mediu și management operațional) și 0.3% muncitori necalificați. Structura personalului este echilibrată comparativ cu activitățile majore ale societății. Totuși, raportul dintre muncitorii calificați și necalificați nu este corespunzător, cu prea puțini muncitori necalificați în comparație cu posturile ce pot fi ocupate de această categorie.

**Tabel 2.6.4.5-1. Structura personalului și evoluția în 2007**

Descriere	Necalificați	Calificați	Maștrii	Funcționari	Studii superioare	management	TOTAL
Nr de angajați la 1.01.2007	2	300	32	39	56	30	459
Nr plecări în anul curent	0	32	1	4	7	0	44
Nr de angajări în anul curent	0	138	8	0	21	5	172
Nr de angajați la 31.12.2007	2	406	39	35	70	35	587
<b>Răsturnare</b>	0%	9%	3%	11%	12%	0%	9%

Creșterea numărului de angajați cu 28%, de la începutul anului 2007 și până la sfârșitul anului, se datorează absorbției rețelei de transport a termoficării, SC Termocet SRL, de către SC CET SA Bacău. SC CET SA Bacău avea anterior absorbției, administrarea rețelei prin SC Termocet SRL, unde CET Bacău era acționar unic. În martie 2007, în baza legislației în vigoare, operatorul obține de la ANRSC, reglementatorul în domeniu, licența de operare. Astfel, SC CET SA Bacău a luat decizia de a fuziona cu SC Termocet SRL, preluând astfel cei 216 angajați. După modernizarea și îmbunătățirea rețelei de transport, ceea ce a dus la o scădere a personalului, s-a ajuns la cifra totală de 172 angajați. Pe viitor, se planifică o continuă scădere a numărului de angajați implicați în cadrul departamentului de distribuție.

**Figura 2.6.4.5-2: vedere de ansamblu asupra structurii personalului**



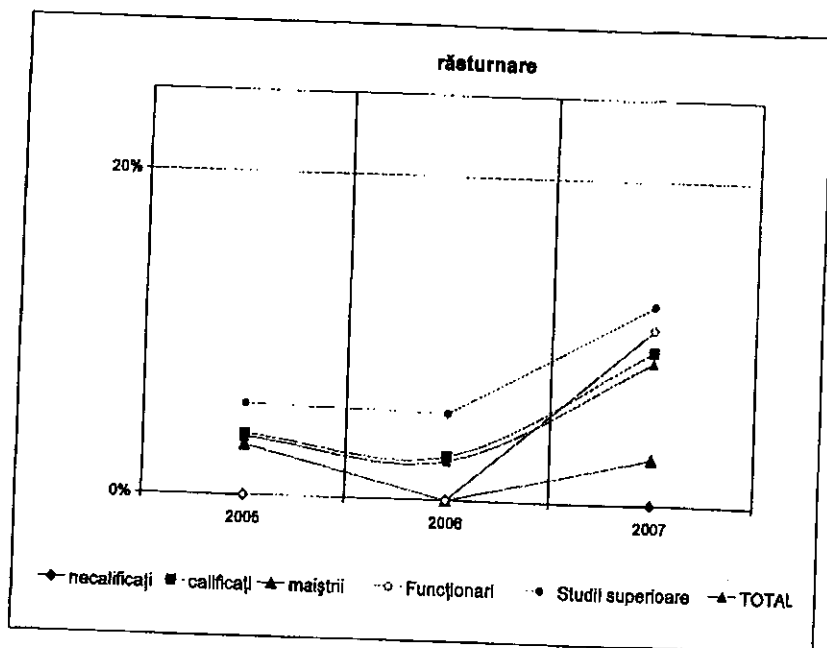
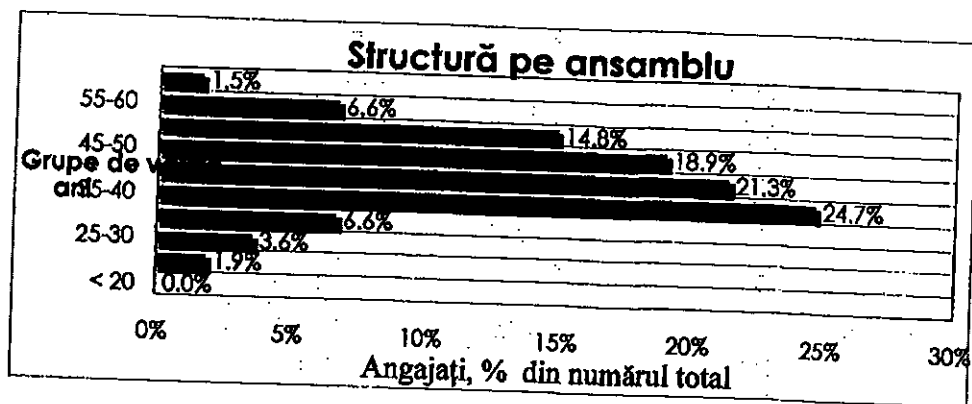


Figura 2.6.4.5-3

După cum se vede în figurile 2.6.4.5-2 și 2.6.4.5-3, societatea are un număr destul de important de noi-angajați, datorită fuziunii din 2007. O provocare importantă pentru societate va fi eficientizarea operațiunilor cu scopul de a reduce costurile cu personalul.

În același timp, în România există o tendință de migrație a forței de muncă bine educate către țările vestice. Din această perspectivă, ar putea constitui o provocare pentru societate de a atrage și a motiva personalul să rămână în cadrul societății.



Acest grafic arată că SC CET SA Bacău are un personal relativ tânăr, dacă se corelează rezultatele cu aceste informații, societatea se poate aprecia ca și dinamică și adaptabilă la schimbare.

**Dezvoltarea organizațională și de planificare**

S-a evaluat abilitatea companiei și a departamentului de resurse umane de a oferi strategii globale, direcții și management efectiv pentru forța de muncă a societății, pentru îndeplinirea obiectivelor organizaționale.

Ca și puncte tari se pot menționa:

- Structura organizațională este revizuită anual pentru a verifica dacă îndeplinește cerințele;
- Directorul departamentului de resurse umane răspunde direct în fața directorului general;
- Societatea folosește Regulamentul de Funcționare (RF) și document de reglementare intern pentru a defini roluri, responsabilități și reguli de disciplină în cadrul societății;
- Departamentul de resurse umane își ia angajamentul de a-și îmbunătăți propria activitate pentru a ajuta societatea să îndeplinească noile cerințe din domeniu.

În același timp, există câteva neajunsuri care ar putea să afecteze capacitatea departamentului de resurse umane de a sprijini efectiv și pe deplin realizările societății, ceea ce ar duce la riscul unor confuzii și nepotriviri în alocarea sarcinilor personalului și ar afecta productivitatea.

Bugetul departamentului de resurse umane este dedicat în principal plății salariilor, fără a lua în considerare alte zone ale managementului resurselor umane, precum buget pentru angajări, dezvoltarea carierei și sistemul de recompense.

#### **Mai jos se discută principalele zone ale activităților resurselor umane:**

**a) procesul de planificare a resurselor umane** (include analiza și planificarea postului, descrierea postului, evaluarea postului, identificarea competențelor necesare pentru post, planificarea cerințelor de forță de muncă, nevoi de personal)

S-au identificat următoarele puncte forte:

- Existența unei baze de date cu angajații incluzând informații despre calificare, vechime și experiență;
- Directorii de departamente sunt implicați și participă la procesul de analiză a postului;
- Există o planificare activă a cerințelor de forță de muncă;
- Există prognoze disponibile pentru evoluția resurselor umane (de exemplu numărul de angajați și competențele necesare) corelate cu obiectivele companiei pe termen scurt și mediu;
- Există un sistem pentru promovare și succesiune în carieră.

Totuși există zone unde trebuie acționat urgent:

- Ierarhia posturilor nu este bazată pe o evaluare structurată și obiectivă.

**b) Procesul de recrutare și selecție** (include recrutare, selecție, transfer intern, reconversie profesională, șomaj, managementul procesului de pensionare).

S-au identificat următoarele puncte forte pentru această zonă:

- Este elaborată și folosită o metodologie pentru procesul de recrutare și selecție, ce cuprinde două etape- filtrarea cererilor înregistrate în baza de date a societății și interviurile cu conducerea;
- Sursele de recrutare sunt atât interne cât și externe;
- Managerii departamentelor relevante participă la procesul de selecție;
- Societatea folosește contracte part-time pentru dezvoltarea unor proiecte;
- S-au creat legături strânse între instituțiile locale de învățământ cu scopul de a atrage forță de muncă calificată.

- Nu sunt păstrate înregistrări de evaluare a eficienței procesului de selecție (costurile procesului, evaluarea după o perioadă de probă, rata de menținere).

**c) Managementul performanțelor și al recompenselor** (include compensări variabile și salariu de bază, sistem de motivație, sistemul de promovare, evaluarea performanțelor).

S-au identificat următoarele puncte forte în această zonă:

- Sistemul salarial este definit formal în contractul colectiv de muncă, având o structură de grade salariale și beneficii (vechime, spor de noapte, ore suplimentare) care permite calcule bugetare și alocări de fonduri pentru creșteri salariale pentru departamente;
- Sistemul de bonificație este comunicat angajaților;
- Bugetul pentru salarii este indexat, prin lege, cu un indice de productivitate (rezultate financiare pe angajat);
- Sunt oferite bonusuri periodice pe baza performanțelor;

Ca o slăbiciune se poate menționa absența unui sistem salarial bazat pe ierarhia posturilor. Acest sistem este o necesitate, dar trebuie dezvoltat și implementat.

**d) Dezvoltarea Resurselor Umane** (include determinarea nevoilor de instruire, planuri de instruire, instruire internă, instruire externă).

S-au identificat următoarele puncte forte în această zonă:

- Există o evaluare anuală a nevoii de instruire. Evaluarea este bazată pe schimbări procedurale și tehnologice care necesită instruire;
- Managerii departamentelor/diviziilor, managerul Resurselor Umane și directorii executivi sunt implicați în procesul de evaluare a nevoii de instruire;
- Ca și punct slab se poate menționa absența unei strategii formale de instruire.

Comparativ cu alte entități de termoficare din cele 15 vechi state UE, există un potențial important pentru eficientizarea operațiunilor, având legături cu energia și personalul, după cum se arată în exemplul următor:

- Un operator de termoficare dintr-un oraș comparativ ca mărime cu Bacăul are un personal cu procent de 10% din personalul actual al CET Bacău;
- Eficiența rețelei este de 85%. Există un singur sistem de 2 țevi;
- Eficiența combinată (energie termică și electrică) este de 85-90% în țările vestice, comparativ cu 47,5% în Bacău.

#### 2.6.4.6. Performanțe financiare și operaționale curente

Performanțele financiare și operaționale ale SC CET Bacău SA sunt rezumate în următorul tabel, furnizând informații despre plată și producție globală, combinate cu informații asupra personalului, venituri, costuri, active, garanții. Aceste informații sunt folosite pentru a genera un set de indicatori de performanță și de a evalua capacitatea financiară a societății de termoficare cu o focalizare asupra creșterii datoriei pe termen lung cu scopul de a finanța investiții prioritare.

**Tabel 2.6.4.6-1: Producția de căldură, populația conectată și personalul CET Bacău SA, 2005-2007.**

		2005	2006	2007
1	Producția de căldură,	1,629,000	1,488,000	1,340,000

	GJ/an			
2	Vânzările de căldură, GJ/an	1,156,000	1,025,000	871,000
3=1-2	Pierderi în rețea, % din producție	29%	31%	35%
4 = schimbări anuale în 2	Tendința vânzărilor de căldură (% pe an)	x	-11%	-15%
5	Număr de locuințe conectate la sistemul de termoficare	29,314	27,828	25,383
6 = schimbări anuale în 5	Diferența de la an la an (conectări)	X	-1,486	-2,445
7 = 6/5	Procentual anual de deconectări	x	-5%	-9%
8	Populația deservită (persoane)*	85,010	80,701	73,611
9	Nr. Personalului la CET Bacău SA	444	459	587
10	Producția pe angajat (TJ/angajat/an)	3,669	3,242	2,397
11	Vânzări pe angajat (TJ/angajat/an)	2,604	1,834	1,484
12 = schimbări anuale în 10	Diferența de la an la an, producția pe angajat	X	-12%	-26%
13 = schimbări anuale în 11	Diferența de la an la an, vânzări pe angajat	x	-30%	-21%

\*) : 2.9 persoane pe gospodărie.

Tabelul 2.6.4.6-1 arată o tendință de scădere a vânzărilor de 11-15% și o scădere a procentului de populație deservită de 5-9%. Acest lucru este discutat mai pe larg în Capitolul 2.9. Creșterea numărului personalului este datorat fuziunii cu SC Termocet SRL. Această creștere este văzută ca și una temporară, din cauza procesului de restructurare aflat în curs, de la care se așteaptă o scădere semnificativă a numărului de angajați. Creșterea temporară a personalului este transpusă ca și o scădere a producției și a vânzărilor pe angajat, care se așteaptă să își revină ca urmare a restructurării SC CET SA Bacău.

Următoarele două tabele arată randamentul și bilanțul CET Bacău.

**Tabel 2.6.4.6-2: Costuri totale și venituri totale CET SA Bacău (milioane RON, milioane EUR), 2005-2007.**

		2005	2006	2007
1	Costuri totale, milioane RON	105.4	142.0	120.7
2	Venituri totale, milioane RON	92.7	123.3	99.6
3=1/2	Rația de operare	1.14	1.15	1.21
4	Rata de colectare a taxelor (%)*	52.2%	65.8%	77%



5	Exchange rate RON/EUR	3.62	3.52	3.34
6	Costuri totale, milioane EUR	29.8	40.1	33.2
7	Venituri totale, milioane EUR	26.2	34.8	28.1

\*) Rata de colectare este pentru gospodării. Procentajul de gospodării în consumul anual total în Bacău este de 80-85%, în timp ce clădirile publice au un procent de 14% iar sectorul serviciilor un procent de 3% din consumul total.

După cum se arată în Tabelul 2.6.4.6-2 de mai sus, în cei trei ani analizați costurile totale de operare au depășit veniturile totale. Astfel, rația de operare, definită ca și costurile de operare împărțite la veniturile din operare, au fost subunitare, indicând că societatea a fost generatoare de pierderi.

Rata de colectare a taxelor pentru populație a fost de 65,8% în și 52,2% în 2005. Pentru sectorul serviciilor a fost de 82,6% în 2006 comparativ cu 64,0% în 2005 Rata de colectare a taxelor pentru instituții publice a fost de 100% în ambii ani.

**Tabel 2.6.4.6-3: Articolele principale ale bilanțului CET SA Bacău la sfârșitul anului 2007 (milioane RON, milioane EUR).**

		Milioane RON	Milioane EUR	%
1	Cheltulele propuse	0.03	0.009	0%
2	Active curente	62.4	17.6	29%
3	Active pe termen lung	150.1	42.4	71%
4	<b>Total active</b>	<b>212.6</b>	<b>60.0</b>	<b>100%</b>
5	Datoriile curente	0	0	0%
6	Avansuri (inclusiv subvenții și investiții)	77.0	21.7	36%
7	Datoriile pe termen lung	111.9	31.6	53%
8	Capital și rezerve	23.7	6.7	11%
9	<b>Total datorii</b>	<b>212.6</b>	<b>60.0</b>	<b>100%</b>

Bilanțul indică faptul că la sfârșitul lui 2007 **rația curentă** a CET SA Bacău, adică activele curente raportate la datorii curente, a fost nedefinită, deoarece nu existau datorii curente. Avansurile (subvențiile) nu sunt incluse în categoria datorilor curente, pentru că arată avansuri primite de la bugetul local pentru acoperirea diferenței dintre costurile de operare și tariful de câștig.

Bilanțul mai indică de asemenea faptul că până la sfârșitul anului 2007 capitalul și rezervele CET Bacău SA reprezentau 11% din datorii totale. Datoriile pe termen lung (53%) au depășit capitalul și rezervele cu aproximativ 25 milioane Euro. Acest fapt indică o lipsă a posibilității de a mai contracta împrumuturi pe termen lung, dacă nu se cresc capitalul și rezervele, sau prin prezența unei garanții de stat.

#### Concluzii

Analiza instituțională preliminară inclusă în acest Master Plan arată faptul că CET BACĂU SA are potențial și resursele necesare pentru a deveni o organizație mai eficientă capabilă de a implementa un proiect CF complex.

O Analiză Instituțională mai detaliată se va efectua în momentul Aplicării la Fondul de Aderare, și se va efectua un audit al Resurselor Umane mai detaliat ca partea a acestei analize.

Angajamentul ferm al conducerii de vârf de a realiza performanțe este completată de vasta experiență a personalului din ultimii ani cu mai multe proiecte de infrastructură și de asemenea sprijinul autorităților locale în identificarea celor mai bune opțiuni pentru a oferi servicii eficiente consumatorilor.

### 2.6.5. Prețuri și tarife curente

Prezenta secțiune conține o înregistrare a costurilor unitare pentru combustibil, energie electrică și muncă în cadrul sistemului de termoficare din Bacău, precum și subvenții și tarife. Apoi se efectuează o evaluare a consumului și a plății consumului necontorizat în gospodăria. În final se prezintă și se evaluează sistemul de subvenții.

#### Costuri unitare pentru combustibil și alte unități

**Tabel 2.6.5-1. Costuri unitare cu combustibili și alte unități, Bacău, decembrie 2007.**

<b>Prețuri pentru combustibili compania de termoficare, Bacău</b>	<b>Unități</b>	<b>RON pe unitate</b>	<b>EUR pe unitate</b>
Lignit, importat, fără transport	Tone	53.10	15.00
<b>Lignit, importat, inclusiv costul de transport *</b>	<b>Tone</b>	<b>102.60*</b>	<b>28.98</b>
Gaz natural, preț de referință internațional	1003 m3	773.91	218.62
Gaz natural, consumatori individuali alimentați de la rețeaua de distribuție	1000 m3	1,070.43	302.38
Gaz natural, furnizat de cazanul de 2.7 MW boiler de la substația de încălzire	1000 m3	1,056.12	298.34
Gaz natural furnizat către instalațiile mari de termoficare prin rețeaua de transmisie	1000 m3	872.54	246.48
Gaz natural furnizat către instalațiile mari de termoficare prin rețeaua de distribuție	1000 m3	1,001.50	282.91

Surse: CET Bacău și diverse

Notă: \*lignitul a fost cumpărat de la o companie, dar la un preț diferit cu costuri de transport și origine.

**Tabel 2.6.5-2: Prețuri pentru furnizarea de energie electrică, Bacău, decembrie 2007.**

	<b>Electricitate vândută către rețea, Bacău</b>	<b>Unitate</b>	<b>RON pe unitate</b>	<b>EUR pe unitate</b>
1	Tarif de zi- aprobat de ANRE	MWh	298.75	84.39
2	Tarif de noapte- aprobat de ANRE	MWh	119.5	33.76
3	Tariful de zi estimativ pe piața energetică	MWh	170.30	48.11
4	Tariful de noapte estimativ pe piața energetică	MWh	79.93	22.58
5	Către rețeaua de înaltă tensiune*	MWh	n/a	n/a
6	Către rețeaua de medie tensiune*	MWh	n/a	n/a
7	Către rețeaua de joasă tensiune*	MWh	n/a	n/a
	<b>Energie electrică cumpărată de la rețea</b>		<b>RON pe unitate</b>	<b>EUR pe unitate</b>
9	Tarife de transmisie (Rândul 5 și 4)	MWh	n/a	n/a
10	Tarif de distribuție (Rândul 6 și 5)	MWh	n/a	n/a
11	Tarif de transmisie și de distribuție pentru energia electrică cumpărată de la rețea	MWh	n/a	n/a
12	De la rețeaua de înaltă tensiune	MWh	57.30	16.19

13	De la rețeaua de medie tensiune	MWh	272.07	76.86
14	De la rețeaua de joasă tensiune	MWh	282.35	79.76

Surse: CET Bacău și diferite surse.

Note: \* Prețurile pentru energia electrică vândută către rețeaua de înaltă, medie și joasă tensiune sunt disponibile doar pentru societățile care acționează pe piață ca și mici comercianți. Nu este cazul CET BACĂU.

**Tabel 2.6.5-3: Costuri unitare cu munca la CET Bacău, decembrie 2007.**

	Unitatea	RON pe unitate	EUR pe unitate
Muncă	Lună de muncă	2,050	579

Sursa: CET Bacău.

#### Costuri unitare pentru producția de căldură și tarife pentru consumatori

Costurile unitare pentru producția de căldură reprezintă raportul dintre costurile totale de producție și cantitatea de căldură vândută.

Tariful reprezintă suma pe unitatea de căldură furnizată consumatorilor. Tariful nu este legat de costurile unitare. Este stabilit independent, și diferența dintre tarif și costurile unitare ale producției de căldură este acoperită prin subvenții.

Mai jos se prezintă mecanismul de stabilire a costurilor unitare și a tarifelor.

Costul unitar pentru producția de căldură pentru sistemul de termoficare este stabilit de societățile de termoficare pe baza bugetelor de costuri de producție ale societăților, conform unui model oferit de ANRE. În regimul compus de producere a energiei termice și electrice, costul unitar este stabilit ca și costul net rezultat, luând în considerare veniturile din vânzarea de energie electrică. Astfel, costul unitar de producție calculat este costul unitar ce echilibrează veniturile și cheltuielile producției de căldură a societății, în timp ce prețul electricității este tratat ca și o variabilă exogenă. Conform modelului comun furnizat de reglementatorul din domeniu, ANRE<sup>7</sup>, costurile bugetare vor include o marjă de siguranță a profitului de maxim 5%<sup>8</sup>. Producătorul are voie să includă o componentă a costului de dezvoltare, dar fără specificații asupra mărimii, limitărilor și a folosirii acestei componente.

Societățile de termoficare vând către două segmente de clienți: populația și agenți economici. Agenții economici au contracte individuale de furnizare cu societatea de termoficare și plătesc prețul întreg al căldurii. Populația plătește un tarif unitar ce reprezintă până la 70% din costurile unitare de producție.

Costurile unitare pentru producția de căldură sunt stabilite anual pentru furnizarea de energie termică și apă caldă, în funcție de următoarele caracteristici:

- Eficiența operațională a producătorului;
- Tipul de combustibil folosit (ulei, gaz natural, cărbune);
- Modul de producție (doar energie termică, în regim compus);
- Tipul de transport al energiei termice (abur, apă caldă);
- Sistemul de furnizare (central, sau sisteme locale);
- Categoria de consumatori finali (populație, agenți economici). Instituțiile publice (spitale, școli, administrație publică) sunt incluse în categoria agenților economici
- Producția, transmiterea și distribuția.

<sup>7</sup> Metodologie de stabilire a prețurilor reglementate de vânzare / cumpărare - Exemplu de calcul, ANRE.

<sup>8</sup> A se referi la Lege nr. 325/14/7-2006, Capitolul VIII, Articolul 40, secțiunea 1, și la Ordin 66 din 28/2-2007, Metodologia pentru tarife energetice, Articol 10.

Astfel, costurile unitare pe producția de căldură se pot schimba conform acestor caracteristici. Tariful consumatorilor a fost stabilit după criteriile politice la aproximativ 70% din tariful producătorului, după cum se poate observa în Tabelul 2.6.5-4.

**Tabel 2.6.5-4: Costuri unitare de producție calculate și tarife de consum, Bacău, 2005-2007, fără TVA.**

	Costuri unitare pentru producția de căldură pentru populație	2005		2006		2007	
		RON/Gcal	EUR/MWh	RON/Gcal	EUR/MWh	RON/Gcal	EUR/MWh
1	Cărbuni, ulei și gaze naturale, în regim compus, inclusiv transport și distribuție	148,52	35,37	179,87	44,05	204,64	49,71
2	Cărbuni, ulei și gaze naturale, în regim compus, fără distribuție	117,34	27,94	148,97	36,48	172,23	41,83
3	Distribuție (rândul 1 și 2)	31,18	7,43	30,90	7,57	32,41	7,87
4	Gaz natural, doar producție de căldură, inclusiv distribuție	173,82		203,42	49,82	223,02	54,31
	<b>Tarife de consum pentru populația</b>	<b>RON/Gcal</b>	<b>EUR/MWh</b>	<b>RON/Gcal</b>	<b>EUR/MWh</b>	<b>RON/Gcal</b>	<b>EUR/MWh</b>
5	Orice combustibil	90,34	28,95	117,66	28,82	117,66	28,82
	<b>Subvenții de la bugetele locale și de stat</b>	<b>RON/Gcal</b>	<b>EUR/MWh</b>	<b>RON/Gcal</b>	<b>EUR/MWh</b>	<b>RON/Gcal</b>	<b>EUR/MWh</b>
6	Sistem centralizat de furnizare (rândurile 1-5)	58,18	18,64	62,21	15,24	54,57	13,29
7	Sistem local de furnizare (rândurile 4-5)	83,48	19,88	85,76	21,00	105,36	25,66
	<b>Contribuția consumatorului (populației), în procent de producție a căldurii</b>	<b>%</b>		<b>%</b>		<b>%</b>	
8	Contribuția consumatorului, sistem central	60,83%		65,41%		68,32%	
9	Contribuția consumatorului, sistem local *)	51,97%	x	57,84%	x	52,76%	x
			x		x		x

Surse: Decizia ANRE Nr 1143 din 23.09.2005.

\*) sistemul local înseamnă instalații cu cazane pe bază de gaz.

Surse: Decizia ANRE Nr 247/21.02.2007.

\*) sistemul local înseamnă instalații cu cazane pe bază de gaz.

Tabelul 2.6.5-4 arată relația dintre costurile unitare pentru producția de căldură tariful de consum plătit de către populației, și subvențiile rezultate pentru anii 2005, 2006 și 2007. Costul unitar pentru producția de căldură este propus de societatea de termoficare și înaintat spre aprobare către ANRE. După aprobare de către ANRE, costul unitar este trimis pentru a fi aprobat de autoritățile locale. Pentru fiecare oraș se stabilește un tarif de consum, indiferent de sistem sau de modul de furnizare.

În consecință, în 2007 consumatorii au plătit între 52 și 69% din costul total (calculat), restul fiind subvenționat din bugetele locale și de stat. Conform legii, (reflectedă în Decizia nr. 123, 28 septembrie

2007), bugetul local va asigura o subvenție de minim 10% și o compensare din bugetul de stat de maxim 45%<sup>9</sup>. Acest lucru se poate interpreta astfel: subvenția va fi acoperită în proporție de 10 până la 40% din cele două bugete publice. Compania de termoficare va factura subvenția calculată către bugetul local, care la rândul lui va factura „maximul de 45” către bugetul de stat.

Costul căldurii este format din costuri fixe și costuri variabile. Din categoria costurilor fixe, cel mai important este combustibilul.

Instalațiile care produc energie electrică și termică în regim compus au permisiunea de a cumpăra gazul natural direct de la furnizor (contract direct cu furnizorul), dar de asemenea poate schimba furnizorul, de exemplu pot trece la un furnizor intern (cu preț regularizat)- cu condiția să mai existe rezerve interne disponibile (nu sunt vândute).

Prețul gazului produs pe piața internă este stabilit anual de ANRE. Pentru ultimul trimestru al 2007 prețul de achiziție pentru gazul de import a fost de 773 RON 1000 m<sup>3</sup> (218 EUR). Astfel, prețul gazului intern a fost de 60% din prețul gazului de pe piața externă. Companiile de termoficare cumpără gaze naturale la prețul stabilit de ANRE. Aceste prețuri sunt fixate peste prețurile de import. Nu a fost disponibilă proporția de gaz de pe piața internă comparativ cu proporția gazului de pe piața externă. Politica Guvernului este de a reduce gradual diferența dintre prețul de import și prețul local.

ANRE reglementează de asemenea și costul de transmitere și distribuție a gazului natural.

Societățile CTE sunt nevoite să raporteze caracteristicile operațiunilor de producere a energiei electrice, inclusiv electricitatea, capacitatea de stocare a energiei electrice, căldurii, apei calde de robinet (și altele dacă sunt relevante). Vânzările sunt raportate ANRE, după cum stipulează Legea Energiei electrice. Societățile CTE își declară de asemenea și costurile. Costuri ce trebuie justificate ANRE. ANRE poate aproba tarife pentru căldura furnizată de CTE, dacă acestea nu sunt mai scăzute decât costurile unitare variabile și nu sunt mai mari decât costul unitar total comparativ cu instalațiile care au cazane de producție exclusivă de căldură.

Documentația care susține cererea de majorare a noilor tarife se depune de obicei în luna octombrie a anului următor. ANRE poate cere clarificări asupra documentației sau dacă este necesar mai multe documente, după cum se indică în „Metodologia de stabilire a prețurilor și a cantităților de energie electrică vândută de producător pe baza unui contract și pentru stabilirea prețurilor căldurii generate în instalații cu regim compus de CTE”, ANRE.

### Tarife

Tarifele pentru principalele categorii de consumatori valabile în decembrie 2007 sunt prezentate în Tabelul 2.6.5-5.

**Tabel 2.6.5-5: Tarife pentru termoficare și gaze naturale, decembrie 2007, RON/MWh fără TVA.**

		<b>Bacău</b>		
<b>Decembrie 2007</b>		<b>RON/Gcal</b>	<b>RON/MWh</b>	<b>EUR/MWh</b>
<b>Populație: termoficare</b>				
1	Termoficare, orice combustibil, orice regim, orice sistem	117.66	101,43	28.65
<b>Populație: gaz natural</b>				
2	Gaz natural (până la 2.400 m <sup>3</sup> pe	x	<b>RON/1000m<sup>3</sup></b>	<b>EUR/1000 m<sup>3</sup></b>
		x	907	256

<sup>9</sup> Decizia Nr. 123, 28 Septembrie 2007, ANRSC, Art. 4.

	an)			
<b>Agenți economici: termoficare</b>		<b>RON/Gcal</b>	<b>RON/MWh</b>	<b>EUR/MWh</b>
3	Încălzire produsă central, inclusiv costul transportului, orice combustibil (inclusiv gaz natural)	210,78	181,24	51,20
4	Încălzire produsă central, fără costul transportului și al distribuției, orice combustibil (inclusiv gaz natural)	161,85	139,53	39,42
5	Încălzire produsă central, costuri de distribuție (rândurile 3 - 4)	48,93	42,18	11,92
6	Sisteme locale, orice combustibil, fără gaz natural	n.a	n.a.	n.a.
7	Sisteme locale, gaz natural	229,71	197,52	55,80

Surse: Bacău: Decizia Nr. 247 21.02.2007.

În decembrie 2007 prețul gazului natural de categoria „B1” furnizat către consumatori casnici (consum anual de până la 2,400 m<sup>3</sup>) a fost de 907 RON/1000 m<sup>3</sup> (Tabel 2.47). este un preț valabil la nivel național.

#### Consumul în apartamentele contorizate și necontorizate

Legea nr. 933/2004 stabilește ca termen-limită 30 iunie 2006, cu privire la echiparea spațiilor de locuit cu contoare individuale, și 31 iulie 2007 pentru echiparea tuturor apartamentelor cu contoare. Legea a fost modificată prin H.G. nr. 609/2007, pentru extinderea termenului-limită până în iunie, 2009.

În ceea ce privește orașul Bacău, până la sfârșitul anului 2007 procentul de contoare la intrare era de 88% pentru căldură și de 99% pentru apă caldă de robinet. S-a contorizat consumul individual pe apartamente pentru apa rece și caldă de robinet, totuși nu este disponibilă informația referitoare la procentul de apartamente cu contoare individuale. La sfârșitul anului 2007, erau conectate la sistem 25.543 apartamente (sursa ANRSC).

Pentru consumul necontorizat, există o metodă de conversie, consumul fiind calculat în funcție de numărul de camere al apartamentului. În Tabelele 2.6.5-6 și 2.6.5-7 se prezintă consumuri specifice pe cameră pentru cele două zone de încălzire „caldă” și „rece”. Bacău este situat în zona rece. Subvențiile sociale lunare sunt calculate pe baza acestui tabel (prin O.U. 57/2007 se stabilește sistemul factorilor de conversie).

Consumatorii pot alege din cele trei modalități de plată: 1) plata în timpul sezonul de încălzire (octombrie-martie); 2) plata de-a lungul unei perioade de 12 luni sau 3) plata unui consum fix (model de abonament).

**Tabel 2.6.5-6: Consumul lunar stipulat pe tipul de apartamente din zona caldă.**

Tipul apartamentului	Consum lunar (Gcal)	Consum lunar transformat în MWh
1 cameră	0.82	0.95
2 camere	1.22	1.42
3 camere	1.59	1.85
4 camere	2.21	2.57

Sursa: O.U. 57/2007.

Notă: facturare lunară în timpul sezonului rece, 6 luni.

**Tabel 2.6.5-7: Consumul lunar stipulat pe tipul de apartamente din zona rece.**

Tipul apartamentului	Consum lunar (Gcal)	Consum lunar transformat în MWh
1 cameră	1.01	1.17
2 camere	1.49	1.73
3 camere	1.94	2.26
4 camere	2.70	3.14

Sursa: O.U. 57/2007.

Notă: facturare lunară în timpul sezonului rece, 6 luni.

Din combinarea Tabelor 2.6.5-5, 2.6.5-6 și 2.6.5-7, în Tabelul 2.6.5-9 s-a evaluat cheltuiala lunară cu încălzirea centrală, pentru un apartament fără contor.

**Tabel 2.6.5-8: cheltuiala lunară cu termoficarea, decembrie 2007, apartamente necontorizate.**

Tipul apartamentului	Bacău	Bacău
	RON pe lună pentru sezonul de termoficare*)	RON pe lună pentru o perioadă de 12 luni
1- cameră	117	58
2- camere	172	86
3- camere	224	112
4- camere	312	156

Notă: \*) Sezon: 6 luni

Tabelul 2.6.5-10 arată că, costul încălzirii unui apartament necontorizat variază de la 117 RON pe lună pentru un apartament cu o cameră până la 312 RON pe lună pentru un apartament cu 4 camere. Consumatorii pot alege din cele trei modalități de plată: 1) plata în timpul sezonul de încălzire (octombrie-martie); 2) plata de-a lungul unei perioade de 12 luni sau 3) plata unui consum fix (model de abonament. Ca o medie, costul pentru un apartament cu 2 camere ar fi **86 RON pe lună**.

Nu au fost disponibile informații despre apartamente contorizate, dar tendința este aceeași ca și în cazul apartamentelor necontorizate.

### Sistemul de subvenții prezent și viitor

Prezentul sistem de subvenții include o subvenție de producător și una de consumator. Tariful de consum este stabilit în mod autonom de prețul local de referință (LRP) (H.G. 36/2006, bazat pe deciziile ANRE și ANRSC). LRP este stabilit conform metodologiei publicate în Monitorul Oficial nr. 815/03.10.2006 pe baza următoarei formule:

$$LRP = Ph - S/la - S/sb$$

unde Ph este costul căldurii ce include producția, transportul și distribuția, aprobată de ANRE (RON/Gcal)  
S/la este subvenția acordată de autoritățile publice locale (minim 10%)(RON/Gcal)

S/sb este subvenția acordată din bugetul de stat producătorului pentru compensarea costurilor combustibililor (maxim 45% din costul combustibilului calculat pentru producerea cantității totale de căldură)

S/la și S/sb sunt subvenții pentru producător. Societățile de termoficare își recuperează aceste subvenții prin facturarea lor către bugetul local.

În plus față de subvenții acordate producătorului, consumatorul are dreptul de a avea subvenții pe bază de criterii sociale. Baza legală a acestor subvenții este O.U. 57/30.08.2006 care schimbă O.U. 5/20.12.2003 referitor la facilitățile oferite populației pentru plata încălzirii.

Consumatorii au dreptul să primească subvenții potrivit deciziilor autorităților locale. Deciziile sunt bazate pe declarațiile de venit pe gospodărie strânse de reprezentanți ai Asociației Proprietarilor/Chiriașilor sau pe fiecare gospodărie în parte.

Consumatorii plătesc societății de termoficare doar LRP, în timp ce societățile de termoficare vor cere diferența (suma de subvenții acordate consumatorului) autorităților locale.

Subvenția pentru producător continuă și în 2008, însă se estimează că nu va mai fi prelungită după 2008, pentru că începând cu 2009 va fi înlocuită de „bonusul pentru o cogenerare de mare eficiență”. Acest bonus va fi acordat numai producătorilor care vor atinge o „eficiență mare”. Problema este că termenul „eficiență mare” este definit diferit în mai multe documente. Trebuie notat faptul că datorită limitării privind profitul (5%), producătorul de energie termică care primește acest bonus poate beneficia direct de acest bonus doar dacă nu are un profit mai mare de 5%. Orice surplus trebuie trecut la consumatori. Tarifele pentru anul 2009 încă nu au fost anunțate, aceasta fiind o modalitate de a testa noul sistem.

În plus, consumatorii au dreptul la subvenții sociale care nu sunt direct legate de costurile specifice ai energiei termice. Se estimează că acest tip de subvenții vor rămâne în vigoare și după 2008.

În sezonul 2007-2008, subvențiile sociale au fost oferite din bugetul la nivel de municipiu potrivit următorului program (Tabel 2.6.5-9):

**Tabel 2.6.5-9: Subvenții pentru energie termică, procent din factura de energie termică potrivit venitului net pe membru de familie, RON pe lună.**

Perioada	Venit brut pe gospodărie*), RON pe lună	Procent subvenție
01.11.07-31.12.07	Venit brut pe gospodărie de până la	
01.11.07-31.12.07	<362	90%
01.11.07-31.12.07	362-493	80%
01.11.07-31.12.07	493-609	70%
01.11.07-31.12.07	609-725	60%
01.11.07-31.12.07	725-841	50%
01.11.07-31.12.07	841-1.000	40%
01.11.07-31.12.07	1.000-1.131	30%
01.11.07-31.12.07	1.131-1.276	20%
	1.276-1.450	10%
01.01.08-31.03.08	<478	
01.01.08-31.03.08	478-609	90%
01.01.08-31.03.08	609-754	80%
01.01.08-31.03.08	754-899	70%
01.01.08-31.03.08	899-1.029	60%
01.01.08-31.03.08	1.029-1.232	50%
01.01.08-31.03.08	1.232-1.392	40%
01.01.08-31.03.08	1.392-1.566	30%
		20%



01.01.08-31.03.08 | 1.566-1.783

10%

Notă:

\*) Venitul brut pe gospodărie este estimat ca venitul net pe membru de familie înmulțit cu 2,9.

Sursă: HG 1197/2007, publicat în MO 687/2007

Sistemul de subvenție a dus la contribuții semnificative la veniturile companiilor de termoficare provenite din bugete publice. Acest fapt este prezentat în Tabelul 2.6.5-10, cu informații pentru anii 2005-2007.

**Tabel 2.6.5-10: Facturare și subvenții pentru producători și consumatori de energie termică. Bacău, 2005-2007**

	Milioane RON	Milioane RON	Milioane RON
	2005	2006	2007
Subvenție combustibil din bugetul central guvernamental	n.a.	n.a.	n.a.
Companie de termoficare facturare către populație și agenți economici	101.3	91.3	88.2
Subvenții pentru companiile de termoficare din bugetul central guvernamental sau local	23.0	21.2	17.4
Subvenții guvernamentale pentru populație	5.5	7.0	4.6

Tabelul 2.6.5-10 prezintă mărimea subvențiilor pentru combustibil, facturarea către consumatori, subvenții din diferite bugete pentru producătorii de energie termică și subvențiile sociale.

#### Sistemul viitor de subvenții

Schema de bonus planificată pentru producător se estimează că va fi în vigoare pe perioada 2009-2019 (inclusiv) și va fi îndreptată spre eficiență sau utilizarea de combustibili regenerabili. Bonusul va fi aplicat pentru cogenerare și se va baza pe vânzările de electricitate din cogenerare.

Potrivit HG nr. 21/2007 cu reglementările aferente, schema de bonus este limitată la o capacitate totală instalată de 4.000 MW. Peste 4.000 MW, schema de bonus poate fi acordată doar pentru centrale de eficiență mare care înlocuiesc centralele existente de cogenerare. Schema va fi administrată de C.N. Transelectrica S.A. / S.C. OPCOM S.A. Companiile de cogenerare vor avea dreptul să vândă electricitate la 90% din prețul pieței pe grila de electricitate și pentru anii 2009-2011 este garantat un preț minim de 40 EUR pe MWh.

Bonusul se pare că urmează programul din Tabelul 2.6.5-11. Subvențiile urmează să fie plătite producătorilor în fiecare lună, pe baza vânzării de electricitate.

**Tabel 2.6.5-11: Schemă de bonus pentru eficiență ridicată pentru cogenerare, EUR/MWh, 2009-2019**

Combustibil și modalitate de vânzare	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Pe bază de gaz natural, vândut rețelei de distribuție	28.7	28.0	27.4	26.9	26.4	26.0	25.7	25.5	25.3	25.3	25.3
Pe bază de gaz natural sau	20.6	19.6	18.5	17.6	16.6	15.8	14.9	14.2	13.5	12.8	12.3

combustibil lichid, vândut direct grilei naționale de transmisie											
Pe bază de combustibil solid	21.9	20.1	18.4	16.7	15.0	13.3	11.7	10.1	8.6	7.1	5.6

Sursa: pagină web ANRE

### Analiză

#### Neajunsuri importante și recomandări

Sunt analizate trei aspecte privind reglementarea tarifului:

1. Echitatea;
2. Stabilirea bazei de costuri pentru calculul tarifului; și
3. Schemele de subvenții.

### Echitate

**Neajunsuri importante:** Tarifele pentru consumatori sunt stabilite pentru apartamente contorizate și necontorizate. Consumatorii care încă nu și-au instalat contoare s-ar putea să plătească un preț mai mare decât consumatorii care au contoare. Acest neajuns se estimează că va dispărea atunci când toate apartamentele vor fi contorizate. Există legislație în vigoare pentru contorizarea individuală a apartamentelor pe apartament (HG nr. 933/2004, modificată prin HG nr. 609/2007). Potrivit legislației menționate, termenul limită pentru implementarea contorizării separate este luna iunie 2009.

#### **Costuri unitare producție de energie termică**

**Neajunsuri importante:** Metodologia pentru calculul costurilor unitare pentru producția de energie termică pare să aibă la bază costurile reale ale fiecărei centrale de termoficare, fără vreo referință la cele mai bune practici disponibile.

**Recomandări:** Baza pentru calculul costului unitar pentru producția de energie termică ar trebui să fie „cel mai eficient reper”, forțând companiile producătoare de energie termică să crească eficiența.

#### **Schemele de subvenții**

**Neajunsuri importante:** Model actual de subvenții nu încurajează producătorii de energie termică să îmbunătățească performanțele.

Se pare că schema de bonus „cogenerare de mare eficiență” acordă bonus pe unitate de electricitate vândută, pentru o perioadă de 11 ani, cu subvenție descrescătoare. În unele documentații se menționează faptul că, companiile trebuie să depășească un prag de eficacitate de 65%, însă baza de calcul al acestui procentaj nu este foarte clară. Cu alte cuvinte, se înțelege că schema de bonus trebuie aplicată unei capacități totale instalate de 4,000 MW, însă este neclar care este procedura pentru

aprobarea producătrilor cu cogenerare. La ora realizării acestui raport, bazele legale pentru schema de bonus pentru Cea mai actuală versiune este prezentată în Tabelul 2.6.5-11.

Bonusul este menționat în noua Lege Energetică nr. 13/2007, Articol 68, care stipulează că se acordă bonus pentru centralele care realizează o economisire de combustibil de 10% iar Articolul 72 menționează că schema de sprijin este stabilită prin Hotărâre de Guvern. Hotărârea mai sus menționată nu include totuși nicio definiție pentru „mare eficiență”. Principiul de 10% pare să contrazică criteriul de eficiență de 65%.

Presupunând că **pragul limită** de 65% este singurul criteriu, acest model nu încurajează producătorii de energie termică să **maximizeze** eficiența procesului lor de producție pentru că va fi suficientă atingerea pragului limită. Singurul stimulent este că producătorul de energie termică de mai înainte se califică pentru bonus, cu cât este mai mare bonusul (calculat pe kWh). Cu toate acestea, din cauza limitelor privind profitul companiilor de cogenerare, orice bonus va transferat aproape în totalitate consumatorului de energie termică.

Nu este foarte clar cum se acordă noul bonus.

Recomandări pentru îmbunătățire: Subvențiile/stimulentele ar trebui să aibă în vedere atât cerința privind pragul prevăzut (65%) cât și eficacitatea atinsă pentru a oferi stimulente pentru maximizarea eficienței, nu doar pentru a trece pragul. Ar trebui să existe stimulente pentru companiile de cogenerare pentru maximizarea eficienței.

Recomandare pentru îmbunătățire: Ar trebui ca o Hotărâre de Guvern să descrie clar criteriile pentru calificarea pentru bonus, modul în care bonusul este calculat și pragurile și valorile limită care urmează să fie aplicate.

În plus față de bonusul menționat mai sus, Planul Național de Alocare al României pentru perioadele 2007 și 2008-2012, Anexa F – stabilirea de criterii pentru cotele limită de CO<sub>2</sub> – introduce un bonus pentru CO<sub>2</sub> pentru cogenerare eficientă. Bonusul de CO<sub>2</sub> se aplică pentru centralele care ating o eficacitate minimă de 65%. Un bonus în ceea ce privește o cotă limită mărită de CO<sub>2</sub> va fi dată pe baza reducerii emisiilor de CO<sub>2</sub> datorită economisirii de combustibil prin utilizarea cogenerării în comparație cu generarea separată de energie electrică și energie termică<sup>10</sup>. Bonusul corespunde economisirii prin cogenerare a 50% din cantitatea de CO<sub>2</sub>. În contrast cu bonusul pentru eficiența cogenerării menționat mai sus, principiile pentru atingerea și calculul bonusului de CO<sub>2</sub> sunt clare și transparente, fiind un adevărat stimulent pentru o cogenerare eficientă.

## 2.7. Resurse energetice

### 2.7.1. consumul de energie

Tabelele de la 2.7.1-1 la 2.7.1-7 furnizează o privire de ansamblu asupra consumului total de energie (pentru încălzire și apă caldă menajeră), inclusiv consumul pentru producția de alte produse energetice (electricitate, abur pentru industrie și scopuri auxiliare). Este specificat consumul de energie primară pentru toate tipurile de combustibili, locali sau importați. Tabelele includ date despre sistemul principal și cele 10 sisteme mai mici, separate care nu sunt conectate la sistemul principal. (sistemul de „însule”). De asemenea sunt furnizate date despre pierderile din rețeaua de termoficare, date despre producția de energie termică și electrică.

<sup>10</sup> PLANUL NAȚIONAL DE ALOCARE pentru 2007 și perioada 2008-2012, ANEXE, p. 36 - 37.

Datele pentru anii 2005, 2006 și 2007 sunt incluse cu scopul de a oferi o viziune asupra tendințelor actuale de dezvoltare.

<b>Consumul brut de energie</b>	Unitate de măsură	2005	2006	2007
Păcură (combustibil local)	TJ/an	0	197	0
Gaz natural (amestec de gaz importat și local)	TJ/an	1.456	1.945	1.641
Lignit (combustibil local)	TJ/an	2.447	1.344	1.710
<b>Total</b>	<b>TJ/an</b>	<b>3.903</b>	<b>3.486</b>	<b>3.351</b>

**Tabel 2.7.1-1: Consumul brut de energie**

<b>Furnizarea de căldură către rețeaua primară</b>	Unitate de măsură	2005	2006	2007
Din instalații pe bază de lignit (IMA1)	TJ/an	1.082	786	666
Din stații de reducere a presiunii (SRR)	TJ/an	45	37	24
Din cazane pe abur (CAI = IMA2)	TJ/an	220	216	174
Din cazane pe apă caldă (CAF = IMA3)	TJ/an	187	237	331
<b>Total</b>	<b>TJ/an</b>	<b>1.533</b>	<b>1.275</b>	<b>1.195</b>

**Tabel 2.7.1-2: Furnizarea de căldură către rețeaua primară**

<b>Furnizarea de căldură către rețeaua de „insule”</b>	Unitate de măsură	2005	2006	2007
Din instalații locale de termoficare	TJ/an	96	213	145

**Tabel 2.7.1-3: Furnizarea de căldură către rețeaua de „insule”**

<b>Electricitate produsă și consum propriu</b>	Unitate de măsură	2005	2006	2007
El. produsă în regim cogenerativ	MWh/an	172.537	129.871	119.528
El. produsă în regim condens	MWh/an	162	1.944	771
<b>Totalul producției de electricitate</b>	<b>MWh/an</b>	<b>172.699</b>	<b>131.815</b>	<b>120.299</b>
<b>Consum propriu</b>	<b>MWh/an</b>	<b>39.569</b>	<b>32.696</b>	<b>30.798</b>
El. vândută către rețeaua națională	MWh/an	133.130	99.119	89.501

**Tabel 2.7.1-4: energie electrică produsă și furnizată**

<b>Pierderi de căldură, sistem principal</b>	Unitate de măsură	2005	2006	2007
<b>Tipul rețelei</b>				
Rețeaua primară	TJ/an	261	230	161
Rețeaua secundară	TJ/an	190	183	269
<b>Totalul pierderilor de căldură</b>	<b>TJ/an</b>	<b>451</b>	<b>413</b>	<b>430</b>
Pierderi nete, în procente de furnizare de căldură	%	29	32	36

**Tabel 2.7.1-5: Pierderi de căldură, sistem principal**

<b>Pierderi de căldură, sistem „insule”</b>	Unitate de măsură	2005	2006	2007
Pierderi de căldură	TJ/an	22	50	39
Pierderi nete, în procente de furnizare de căldură	%	23	23	27

**Tabel 2.7.1-6: Pierderi de căldură, sistem „insule”**

<b>Căldură vândută, ambele sisteme</b>	Unitate de măsură	2005	2006	2007

Total	TJ/an	1.156	1.025	871
-------	-------	-------	-------	-----

**Table 2.7.1-7: cantitatea totală de energie termică vândută**

Tabelul 2.7.1-8 de mai jos prezintă o balanță a consumul brut de energie și a energiei furnizate la nivelul întregului oraș, inclusiv sistemul principal de termoficare și sistemul de „insule”.

Nr. crt.	Nume	Unitate de măsură	An		
			2005	2006	2007
1	Producție totală de apă caldă (sistemul principal și sistemul de „insule”)	MWh/an	492.448	438.508	392.158
		GJ/an	1.772.813	1.578.630	1.411.770
		% <sup>1)</sup>	100	89	80
2	Apa caldă furnizată la ieșire (sistemul principal și sistemul de „insule”)	MWh/an	452.562	413.460	372.285
		GJ/an	1.629.223	1.488.454	1.340.227
		% <sup>1)</sup>	100	91	82
3	Pierderile de căldură în rețeaua de transport	MWh/an	72.367	63.870	44.602
		GJ/an	260.522	229.932	160.566
		% <sup>1)</sup>	100	88	62
4	Pierderi de căldură în rețeaua de distribuție (sistemul principal și sistemul de „insule”)	MWh/an	59.008	64.761	85.804
		GJ/an	212.430	233.138	308.894
		% <sup>1)</sup>	100	110	145
5	Total pierderi în rețea (3+4)	MWh/an	131.376	128.631	130.406
		GJ/an	472.952	463.070	469.460
		% <sup>1)</sup>	100	98	99
6	Cantitatea totală de căldură vândută	MWh/an	321.186	284.829	241.879
		GJ/an	1.156.271	1.025.384	870.767
		% <sup>1)</sup>	100	89	75
7	Cantitatea totală de căldură vândută pentru apa caldă de robinet	MWh/an	60.534	43.225	44.872
		GJ/an	217.921	155.611	161.540
		% <sup>1)</sup>	100	71	74
8	Cantitatea totală de căldură vândută pentru termoficare	MWh/an	255.632	237.330	190.385
		GJ/an	920.275	854.389	685.384
		% <sup>1)</sup>	100	93	75
9	Cantitatea totală de căldură vândută prin rețeaua de transmisie către alți clienți alimentați direct prin rețeaua de transmisie sau de la IMA	MWh/an	4.247	3.846	6.223
		GJ/an	15.288	13.846	22.402
		% <sup>1)</sup>	100	91	147
10	Eficiența globală a rețelei: căldura vândută față de căldura ieșită din instalație	% <sup>3)</sup>	80	75	70
		% <sup>1)</sup>	100	94	88
11	Consumul total de energie necesară pentru transport în rețea	MWh/an	12.902	13.872	12.228
		% <sup>1)</sup>	100	108	95
12	Cantitatea totală de energie electrică vândută către rețea	MWh/an	133.130	99.119	89.501
		% <sup>1)</sup>	100	74	67

Nr. crt.	Nume	Unitate măsură	An		
			2005	2006	2007
13	Consum total de combustibili (sistemul principal și sistemul de „Insule”)	MWh/an	1.084.082	968.540	930.848
		% <sup>1)</sup>	100	89	86
14	Totalul gazului natural consumat	MWh/an	404.355	540.298	455.818
		% <sup>1)</sup>	100	134	113
		% <sup>2)</sup>	37	56	49
15	Total păcură consumată	MWh/an	0	54.727	0
		% <sup>2)</sup>	0	6	0
16	Total cărbune consumat	MWh/an	679.727	373.515	475.030
		% <sup>1)</sup>	100	55	70
		% <sup>2)</sup>	63	39	51
17	Total energie vândută: electrică și termică	MWh/an	454.316	383.948	331.381
		% <sup>1)</sup>	100	85	73
18	Eficiența globală a sistemului de instalații combinate: Energie vândută față de combustibil consumat	% <sup>4)</sup>	42	40	36
		% <sup>1)</sup>	100	95	85

**Tabel 2.7.1-8: balanța energetică la nivelul orașului pentru sursele de producție**

Note:

- 1) Procentaj comparat cu anul de referință 2005;
- 2) Procentaj comparat cu consumul total de combustibil (nr. 13);
- 3) Cantitatea totală de energie termică (nr. 6) / cantitatea totală de energie termică furnizată (nr. 2) \*100
- 4) Totalul energiei vândute (nr. 17) / totalul combustibilului consumat (nr. 13) \* 100

În acest tabel se prezintă datele primite din Bacău referitor la cantitatea totală de energie termică produsă și furnizată (nr. 1 și 2), cantitatea totală de energie termică vândută (nr. 6), pierderile din rețeaua de transmisie și distribuție (nr. 3,4 și 5), consumul total de energie termică și departajarea în funcție de apa caldă și energie termică (nr. 6,7 și 8).

O cantitate mică, dar în creștere este vândută direct din rețeaua de transmisie către clienți care dețin propriile substații (nr. 9). Acești clienți aparțin atât sectorului rezidențial cât și sectorului serviciilor. Structura consumului de căldură pentru acești clienți nu este cunoscută (apă caldă și energie termică).

Cantitatea de energie termică vândută către consumatorii din Bacău a scăzut în ultimii 3 ani. Astfel cantitatea de energie termică vândută în 2007 a fost mai mică cu 25% decât în 2005 (nr. 6). A existat un declin al cererii de termoficare în rândul consumatorilor. În plus, vânzarea de abur către consumatorii industriali s-a oprit total.

Principalele motive pentru scăderea cantității de căldură vândută către consumatori sunt după cum urmează:

- 13% rată de deconectare 2005 - 2007
- 15% reducerea intensității energiei termice 2005 - 2007

Se observă un procent important de pierderi în rețea (30% - nr. 10. Din totalul de energie termică furnizată, la ieșirea din instalație, doar 70% este vândută către clienți, în timp ce 30% reprezintă pierderile.

Se observă o creștere a pierderilor de căldură din rețeaua de distribuție. Acest fapt se datorează absorbției de către SC CET SA BACĂU, a SC Termocet SA în 2007.

Cantitatea de energie electrică a scăzut alarmant din 2005 și până în 2007 (mai mult de 30% - nr. 12).

Se observă o scădere a eficienței globale a sistemelor (până la 36% în 2007 - nr. 18).

### 2.7.2. Resurse locale de energie

Producția națională de hidrocarburi este în descreștere și în ultimii ani nu au mai fost decoperite zăcăminte noi cu un potențial ridicat.

Zăcămintele de țiței și gaz natural sunt insuficiente pentru a acoperi cererea națională și producția a tot scăzut din 1990. Astfel, crește importanța cărbunelui local, în special a lignitului în balanța energetică națională.

Pe baza creșterii consumului de energie primară, dependența de combustibilul importat a crescut de la 22,5% în 2000 la aproximativ 34% în 2004.

**Tabelul 2.7.2.-1 prezintă stadiul resurselor de hidrocarburi locale.**

	Rezerve						Producție anuală estimată	Perioadă estimată de furnizare		
	Rezerve		Extractibile, concesiune		În zone noi			Rezerve geologice	Extractibile, concesiune	În zone noi
	Mil. tone	Mil. tone	Mil. tone	Mil. tone	Mil. tone	Mil. tone		Ani	Ani	Ani
1	2	3	4	5	6	7	8	9=2/8	10=4/8	11=6/8
<b>Antracit</b>	755	422	105	38,8			3,3	229	32	
<b>Lignit</b>	1490	276	445	82,4	1045	133	32	47	14	33
<b>Țiței</b>	74	72					5,2	14		
<b>Gaz natural</b>	185	159					12,5	15		

**Tabel 2.7.2.-1 Resursele de hidrocarburi din România (sursa: Strategia Națională Energetică a României 2007-2020)**

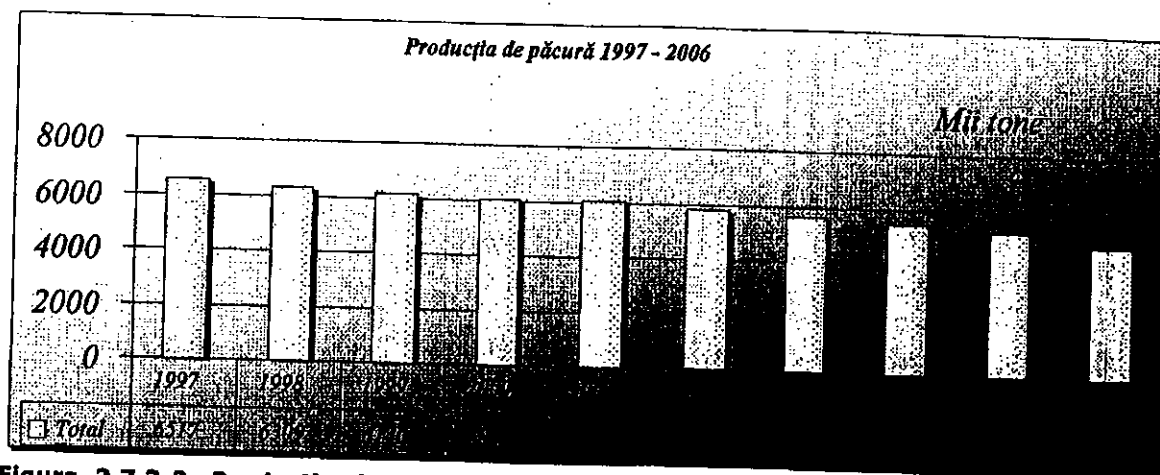
Tabelul 2.7.2.-2 prezintă o estimare a evoluției rezervelor naturale de țiței și gaz natural între 2006-2020. Sunt luate în considerare doar rezervele cunoscute și cele eficiente.

An	Țiței (mil. tone)	Gaz natural (mld. Nm <sup>3</sup> )
2006	80	170
2007	76	162
2008	72	155
2009	68	148
2010	64	141
2011	60	134

2012	56	127
2013	52	120
2014	48	114
2015	45	107
2016	41	101
2017	38	95
2018	34	89
2019	31	83
2020	28	77

În 2006, consumul total de **gaz natural** a fost de 17,26 mld. Nm<sup>3</sup>, din care 2,66 mld. Nm<sup>3</sup> reprezintă consum menajer (15.8%). Consumul real este acoperit de producția locală de 12,07 mld. Nm<sup>3</sup> și de importul de 5,19 mld. Nm<sup>3</sup>.

Producția de **țiței** a scăzut în continuu în ultimul deceniu, ducând la creșterea importului după cum se vede în Figura 2.7.2.-3.



**Figura 2.7.2-3. Producție de țiței 1997-2007 (sursa: Strategia Energetică pentru România 2007-2020)**

În 2006, **producția de cărbuni** din România a însumat 35,1 mil. tone, din care 32,5 mil. tone lignit și 2,6 mil. tone antracit. Întreaga producție de cărbuni (99%) a fost utilizată pentru producerea de energie termică și energie electrică. Antracitul local a contribuit la producția a 7.2% din totalul de electricitate produsă, în timp ce lignitul a contribuit la 32.2%.

Având în vedere creșterea prognozată a prețului de hidrocarburi în anii următori și dependența de o singură sursă de import de gaz natural, producția de energie pe bază de cărbuni și resurse regenerabile de energie sunt principalele opțiuni pentru viitor.

Industria **cărbunelui** are un rol important în producția de energie în România. Rezervele de cărbuni pot satisface în medie 25% din cererea de resurse regenerabile de energie. Principalele tipuri de cărbuni sunt hulla, lignitul și cărbunele brun.

Zăcămintele de huiă (95% se găsesc în Bazinul Valea Jiului și 5% în Banat) se găsesc în general la adâncimi mari (peste 500 m) și au o structură tectonică complexă. Din totalul de rezerve confirmate, 79% sunt exploatabile, ceea ce ar putea asigura producția pentru o perioadă de 59. Cu toate acestea, din



cauza condițiilor de exploatare de geominerit și epulzării rezervelor de calitate înaltă, gradul de producție este mult mai scăzut, de aproximativ 25 de ani pentru o producție anuală de 3,5 milioane tone.

Zăcămintele de lignit și cărbune brun au în general o calitate mai slabă și caracteristicile de geominerit ale acestora au o influență defavorabilă asupra activității economice a exploatărilor. Din totalul de rezerve de lignit și cărbune brun (din care aproximativ 80% se găsesc în Bazinul Carbonifer Oltenia) 58% sunt zăcăminte exploatabile, acestea putând asigura o producție de 30 milioane tone pe an, în exploatare de suprafață, pe o perioadă de 50 - 70 ani.

În comparație cu alți combustibili minerali feroși, cărbunele are următoarele avantaje:

- se găsește în mult mai multe zone decât petrolul sau gazul natural,
- prețul este relativ stabil,
- transportul de la sursă la consumator se realizează cu ușurință,
- există tehnologii mature din punct de vedere comercial care permit utilizarea curată a cărbunelui, cu un impact redus asupra mediului.

Singurul inconvenient în utilizarea cărbunelui pentru producția de energie este emisia mare de CO<sub>2</sub> care contribuie la încălzirea globală. În viitor, din cauza penalizărilor mari privind CO<sub>2</sub>, utilizarea cărbunelui s-ar putea să fie costisitoare. Se pare că în următorii ani, costul unei tone de CO<sub>2</sub> eliberată în atmosferă va depăși 25 €.

În ceea ce privește resursele locale de energie minerală, în regiunea Vest se regăsesc rezerve de hidrocarburi, de petrol și gaz. Centrele de exploatare sunt amplasate în zonele de câmpie Vinga și Arancai.

E.ON Gaz este compania locală de distribuție care furnizează gaz natural pentru județul Bacău.

E.ON Gaz este unul dintre cei mai importanți jucători pe piață, furnizând gaz natural pentru mai mult de 20 de județe din partea de nord a țării, inclusiv pentru județul Bacău. Activitățile de transmisie și distribuție a E.ON Gaz au loc în Transilvania, Moldova și Banat.

Cei peste 1,2 milioane clienți ai E.ON Gaz România (din care 95% sunt consumatori casnici și agenție economice și 5% sunt consumatori industriali) se află în 1.007 localități din mediul urban și rural, pe o suprafață totală aproximativă de 122.600 km<sup>2</sup> și sunt deserviți prin intermediul unei rețele cu o lungime de mai mult de 17.600 km.

Rețeaua de distribuție a gazului natural este în continuă creștere iar numărul stațiilor de reducere a presiunii a crescut în județul Bacău în ultimii ani. De asemenea a crescut și volumul de gaz distribuit.

Nu există date disponibile pentru tendința dezvoltării rețelei de transport a gazului natural în ultimii trei ani. Totuși nu există nici un dubiu asupra tendinței de dezvoltare continuă, pentru că tot mai mulți utilizatori casnici s-au deconectat de la rețeaua de termoficare și și-au achiziționat încălzitoare individuale pe bază de gaz.

Privitor la resursele energetice regenerabile, în Capitolul 2.7.4 se prezintă potențialul energetic al județului Bacău după cum urmează:

**1) energie solară.** Județul Bacău are un potențial moderat, fiind situat în zona IV de radiații solare, cu o intensitate a radiațiilor solare între 950 și 1050 kWh/m<sup>2</sup>/an.

**2) energia eoliană.** Potențialul eolian este relativ scăzut, Bacăul fiind localizat în zona cu viteza medie a vântului de 2-3 m/s.

**3) energia geotermală.** Județul Bacău nu are resurse geotermale.

**4) potențialul biomasei.** Județul Bacău are un potențial de peste 1.000 TJ/an, unul dintre cele mai mari din România.

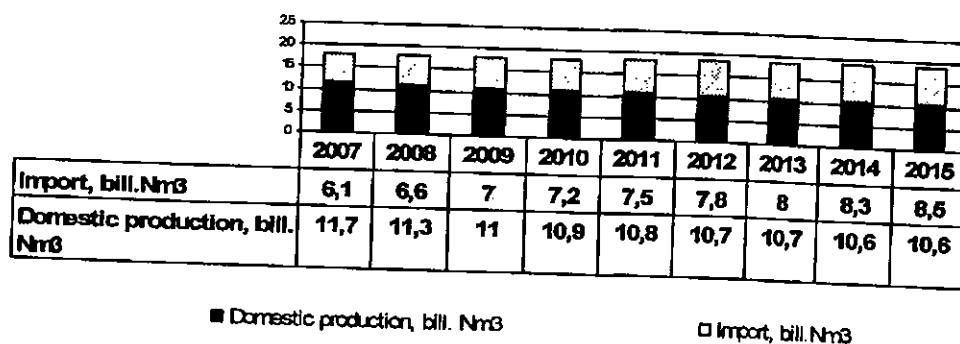
Deșeurile din gospodării și deșeurile industriale nepericuloase pot fi privite ca și surse de energie. Folosirea deșeurilor pentru generarea de energie este de asemenea stipulată și de UE și este posibil să se introducă obligativitatea folosirii pe viitor. Totuși, umiditatea ridicată a deșeurilor casnice, precum și puterea calorică scăzută face mai dificil procesul de tratament termic și de recuperare a energiei. În mod normal, deșeurile din gospodării au o valoare calorică de 10-12 GJ/tonă.

Cantitatea de deșeurii generată anual în județul Bacău este de aproximativ 190.000 t/an. Cantitatea de deșeurii corespunde unei producții de energie de aproximativ 2,0 milioane GJ/an sau 60% din consumul brut actual de energie al CET Bacău în 2007.

### 2.7.3. Combustibili importați

Singurul combustibil importat folosit de CET BACĂU este gazul natural. E.ON Gaz furnizează către CET Bacău un amestec de gaz de producție internă și de gaz importat. ANRE estimează procentul de gaz importat din cantitatea de gaz natural furnizat de E.ON Gaz în fiecare trimestru. Potrivit Ordinului ANRE nr. 85/2008 privind aprobarea prețurilor pentru alimentarea reglementată cu gaz și evaluarea de ANRE a cantității și costului mediu de gaz natural furnizat de către E.ON Gaz, cantitatea totală de gaz furnizată în al treilea trimestru al anului 2008 a fost de 33%. Procentul de gaz importat crește ușor în sezonul rece din cauza creșterii generale a necesarului de gaz pentru consumatori (de exemplu, procentul de gaz importat în cel de-al patrulea trimestru al anului 2007 a fost de 42%).

La nivel național, se estimează o creștere mică a consumului de gaz până în 2015. După 2015, procentul de gaz propriu va descrește din cauza epuizării rezervelor proprii de gaz natural. Tabelul 2.7.3-1 prezintă evoluția estimată a gazului natural importat și propriu în perioada 2007-2015.



Tabel 2.7.3-1: Estimări pentru evoluția gazului domestic și importat, 2007-2015 (sursa: Strategia Națională Energetică a României 2007-2020).

### 2.7.4. Analiza potențialului de resurse regenerabile de energie

România are un potențial semnificativ de resurse regenerabile de energie: hidroenergie, biomasă, energie solară, energie eoliană și energie geotermală.

Tabelul 2.7.4-1 prezintă pe scurt potențialul de resurse regenerabile de energie în România potrivit datelor prezentate în Planul Național de Dezvoltare 2007 - 2013:

Surse regenerabile de energie	Potențial energetic anual
<b>Energie solară:</b>	
Energie termică	60.000 TJ
Fotovoltaică (PV)	1.200 GWh
<b>Energie eoliană</b>	23.000 GWh
<b>Hidroenergie,</b>	40.000 GWh
Din care sub 10 MW	6.000 GWh
<b>Biomasă</b>	318.000 TJ
<b>Energie geotermală</b>	7.000 TJ

Un obiectiv important stabilit prin HG 958/2005 este că procentul de electricitate generat din surse regenerabile de energie ar trebui să ajungă la 33% din consumul național brut de electricitate până în 2010. Pentru atingerea acestui nivel pe lângă utilizarea resurselor hidro și eoliană ar fi necesară și utilizarea de biomasă pentru producerea de electricitate.

#### 2.7.4.1. Energia solară

Pe teritoriul României este posibilă captarea unei cantități anuale de energie între 900 și 1450 kWh pe metru pătrat. Radiația medie zilnică este de până de cinci ori mai mare pe timp de vară decât pe timp de iarnă. Pe timp de iarnă, într-o zi fără nori pot fi capturați 4-5 kWh/m<sup>2</sup>/zi, radiația solară fiind independentă de temperatura aerului. În Figura 2.7.4.1-1 este cartografiată radiația solară pe teritoriul României în 2006.

Energia solară poate fi transformată în energie termică sau electrică prin panouri solare, respectiv celule solare. Panourile solare sunt instalate în general pe acoperișurile clădirilor sau dacă este cazul unor grupuri mari de panouri, direct pe jos. Un sistem normal poate acoperi 50-65% din necesarul anual de căldură (rată de conectare solară), pe timp de vară, rata de acoperire poate ajunge la 100%.

Sistemele solare moderne au o durată de viață estimată de 20 de ani și costuri mici de întreținere.

Celulele fotovoltaice (PV) produc electricitate bazată pe radiația solară și sunt în general conectate la un panou electric. Celulele PV implică costuri investiționale mari însă costurile de întreținere sunt mici. Piața globală pentru celulele PV s-a extins cu aproximativ 30% pe an în ultimii ani iar investiția pe unitate continuă să scadă.

În concluzie, Agenția Internațională pentru Energie (IEA) estimează că costurile privind electricitatea generată cu ajutorul celulelor PV va scădea de la 14,5-16 Eurocenți/kWh în 2004 la 8-12 Eurocenți/kWh în 2010 și că în 2005 va fi comparabilă cu electricitatea produsă în mod tradițional.

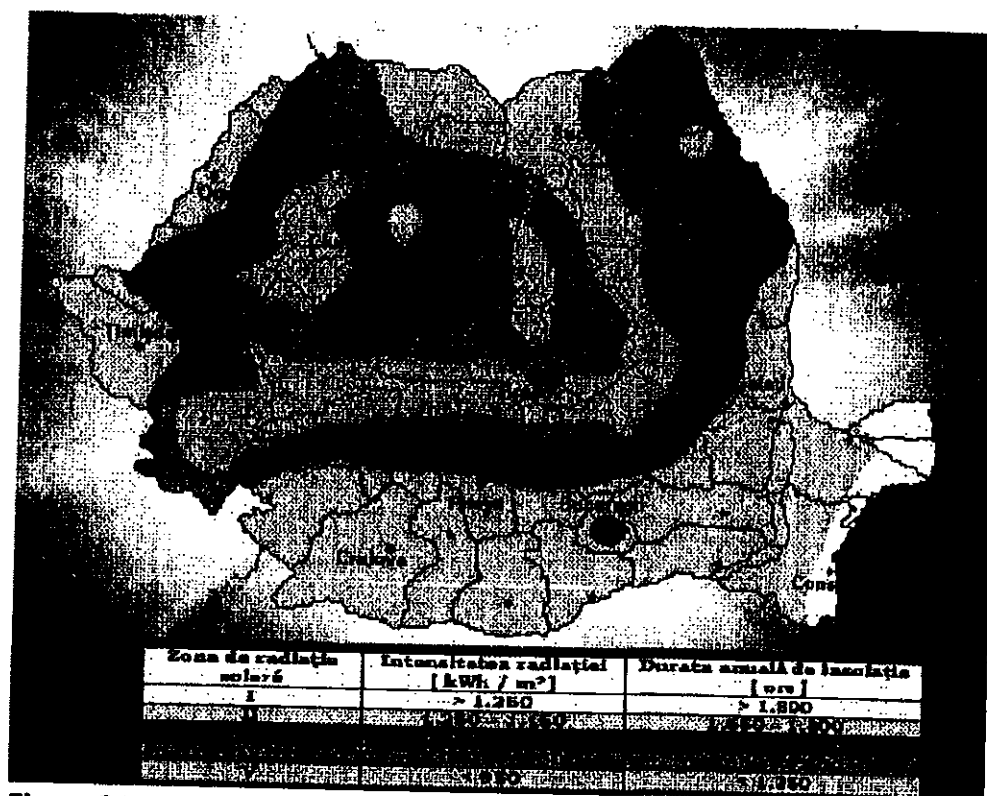


Figura 2.7.4.1-1 Radiație solară în România 2006. Sursa: ARCE

#### 2.7.4.2. Energie eoliană

Energia din vânt este, ca și energia solară, energie curată fără emisii. Viteza și durata vântului determină fezabilitatea unei instalații pentru energie din vânt.

Potențialul de vânt poate fi exprimat prin potențial eolian. În România au fost identificate cinci zone (I-V) eoliene diferite după cum se vede în Figura 1 2.7.4.2-1.

România are un potențial ridicat de vânt în zona Mării Negre, platourile Moldova și Dobrogea și zonele montane. Pot fi instalate turbine de vânt cu o putere electrică de până la 14.000 MW cu un potențial de a produce aproximativ 23.000 GWh/an.

Potrivit unor cercetări realizate în zone de coastă, inclusiv zona în larg, potențialul de dezvoltare al energiei de vânt este de aproximativ 2.000 MW, cu un potențial de a produce 4.500 GWh/an.

Experiența din alte țări europene demonstrează faptul că poate fi obținut un procent de 15-20% de electricitate de vânt din totalul de consum de energie fără complicații și surplus de electricitate în perioadele cu vânt. Cantitatea mare de hidroelectricitate va permite chiar un procent mai mare de energie de vânt în amestecul total de producție. Pot fi obținute chiar procente mai mari prin i) introducerea unui consum de energie mai flexibil, adică prin utilizarea de energie de vânt pentru producerea de căldură, de preferat prin pompe de căldură sau ii) montarea de linii suplimentare de transmisie de tensiune înaltă spre țările din jur, facilitând astfel exportul de surplus de energie de vânt.

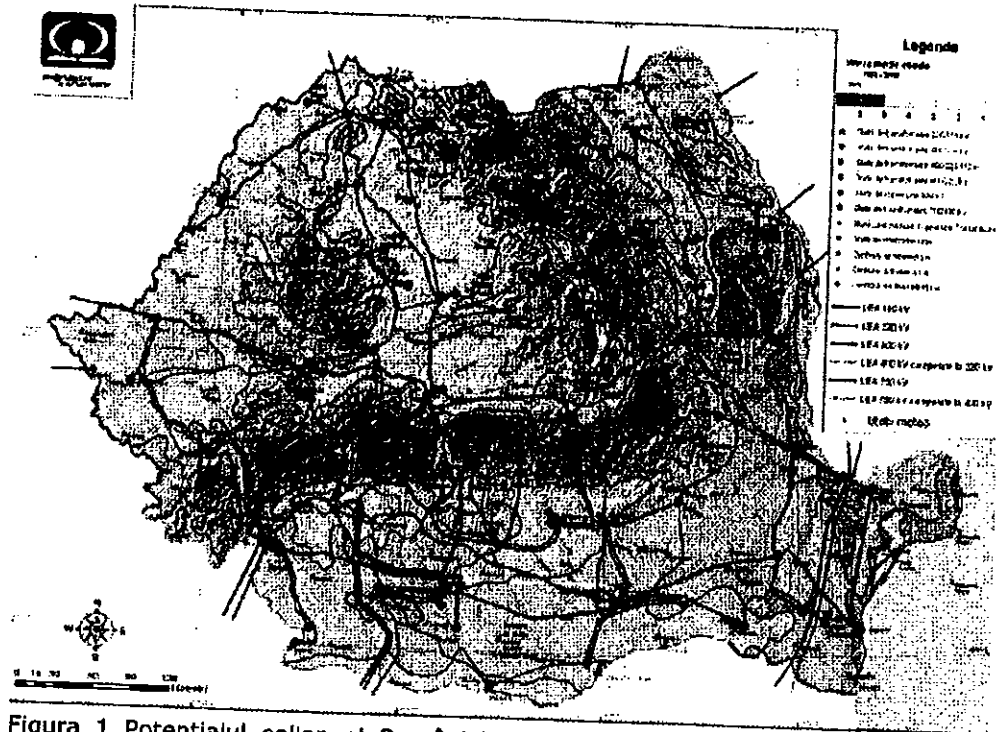


Figura 1 Potențialul eolian al României. Sursă: Agenția Română pentru Conservarea Energiei 2007, (ARCE)

#### 2.7.4.3. Energie hidroelectrică

Potrivit ultimelor estimări, potențialul general de energie hidroelectrică al principalelor râuri din România este de aproximativ 36.000 GWh/an, din care aproximativ 30.000 GWh/an pot fi utilizați doar în condiții comerciale acceptabile.

La sfârșitul lui 2006, capacitatea electrică a centralelor hidraulice era de 6,346 MW. Gradul de utilizare al potențialului tehnic este de 48%. În 2004, 29% din electricitatea produsă în România a provenit de la centralele hidroelectrice.

Pentru perioada 2003-2015 se estimează o creștere a capacității hidroelectrice instalate la aproximativ 500-900 MW.

#### 2.7.4.4. Energia geotermală

În România, temperatura surselor hidro-geotermale de „entalpie joasă” (cu exploatarea prin forare-extracție) este între 25°C și 60°C (pentru apele subterane) și pentru sursele cu temperatură medie, temperaturile sunt între 60°C și 125°C (ape mezotermale).

Potențialul total de căldură din sursele geotermale este estimat a fi de aproximativ 7.000 TJ/a.

Zonele cu potențial util sunt prezentate în Figura 2.7.4.4-1 de mai jos.

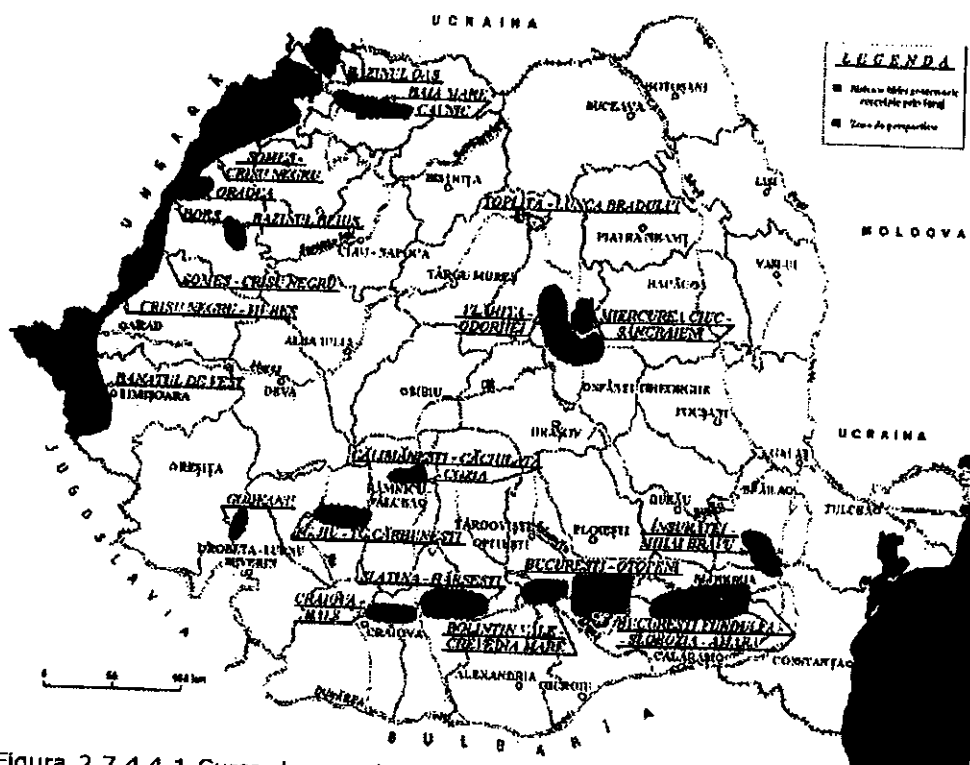


Figura 2.7.4.4-1 Surse de energie geotermală în România. Sursă: Agenția Română pentru Conservarea Energiei 2006, (ARCE)

### 2.7.4.5. Biomasa

România are un potențial ridicat de energie pe bază de biomasă estimat la aproximativ 7,6 milioane tone/an sau 318.000 TJ/an, reprezentând aproape 19% din consumul total de resurse primare al României în 2000. Potențialul rezervelor de biomasă regenerabilă constă în deșeuri de lemn, deșeuri din agricultură (animale și de recoltă), deșeurile menajere și recolte pentru energie.

75% din potențialul total de biomasă constă în reziduuri din agricultură și industria forestieră. Deșeurile din agricultură, ca de exemplu palele constituie una din principalele surse potențiale de biomasă.

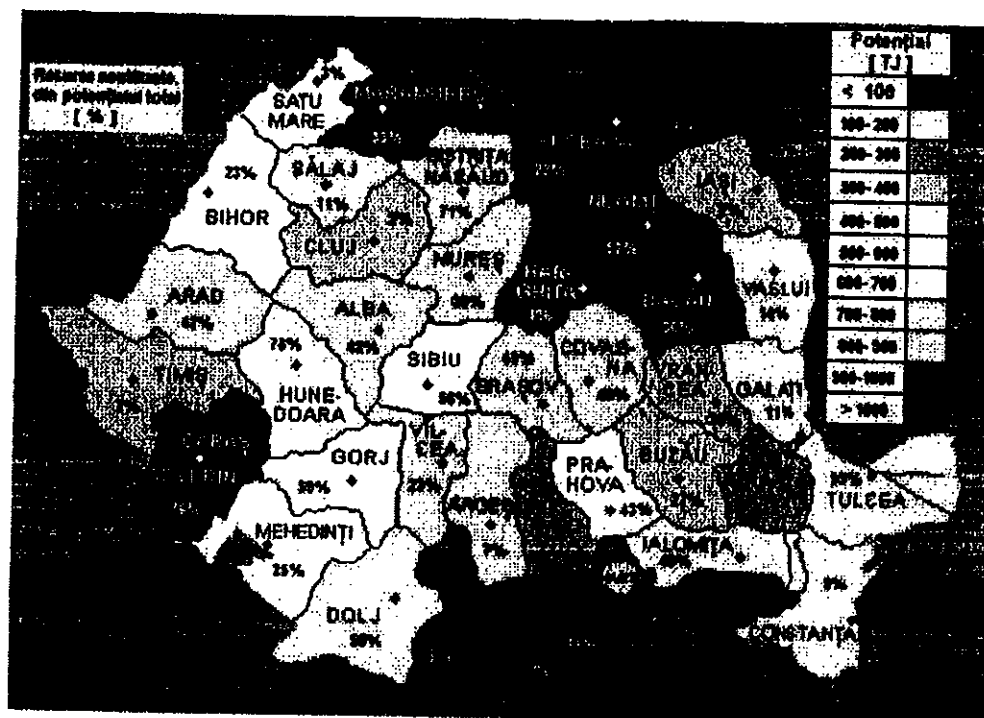
În general, resursele de biomasă sunt distribuite după cum urmează:

- 90% din total și 55% din totalul de lemn de foc și deșeurile din lemn se regăsesc în regiunile Carpați și Sub-Carpați,
- 54% din deșeurile din agricultură se regăsesc în Câmpia de Sud și Moldova,
- 52% din potențialul de biomasă se regăsește în Câmpia de Vest.

În prezent, 95% din resursele de biomasă sunt „utilizate direct” sau „arse direct” în furnale, cuptoare pentru încălzire, gătit sau pregătirea de apă caldă, principalul consumator fiind populația. Doar 5% din resursele de biomasă sunt utilizate în centralele electrotactice pentru producerea de abur industrial sau apă caldă.

70% din resursele de lemn de foc sunt deja utilizate în acest moment.

Figura 2.7.4.5-1 arată potențialul estimat de bio-energie în fiecare județ al României, atât în cifre absolute (TJ/an) cât și în sub formă de procent din necesarul total de energie (%).



**Figura 2.1.4.5-1 Potențial bio-energetic pentru flecare județ din România. Sursă: Agenția Română pentru Conservarea Energiei 2006, (ARCE)**

În România, pădurile, care au în principal rolul de a îmbunătăți starea mediului, ocupă doar o suprafață de 26,7% din suprafața țării, în comparație cu 40-50% în trecut. În prezent, există teren suficient care este potrivit pentru culturile de păduri. Potențialul de dezvoltare al culturilor de păduri este ridicat și valorificarea biomasei obținute în urma producerii de biomasă ar putea fi imboldul financiar pentru inițierea unei acțiuni majore pentru dezvoltarea de culturi forestiere la nivel național.

În ceea ce privește producția de recolte pentru energie, apare un alt aspect important. Din cauza creșterii prețurilor alimentelor trebuie studiat foarte bine aspectul privind producerea globală de energie din recoltele pentru energie. Astfel, deșeurile din agricultură și industria forestieră trebuie considerate ca principalele surse de biomasă.

## 2.8. Impactul asupra mediului

### 2.8.1 Descriere generală

Zona critică în municipiul Bacău în corelație cu calitatea aerului este situată în apropierea platformei industriale Bacău Sud, din cauza operatorilor SC AMURCO SRL Bacău, SC LETEA SA Bacău, SC CET SA Bacău responsabili pentru importante emisii poluante.

SC CET SA Bacău a implementat un model de dispersie a aerului pentru praf, SO<sub>2</sub> și NO<sub>x</sub>. Rezultatele au dovedit faptul că zona orașului Bacău nu este afectată de emisiile SC CET SA BACĂU, poluarea afectând zonele rurale: în partea de sud Rădomirești - Galbeni iar în partea de nord localitatea Săucești.

Luând în considerare Ordinul Ministerial nr. 346/2007 privitor la aprobarea listei ce include situația aerului ambiant din localitățile ce aparțin Zonelor de Dezvoltare 1-7, în conformitate cu prevederile O.M. 745/2002, Bacăul este inclus în:

- lista 1- zone unde nivelele de concentrații pentru anumiți poluanți sunt mai mari decât valorile limită și marginile de toleranță pentru SO<sub>2</sub>
- lista 2- zone unde nivelele de concentrații pentru anumiți poluanți sunt mai mari decât valorile limită și marginile de toleranță pentru PM<sub>10</sub>.

CET Bacău are 3 IMA-uri, după cum urmează:

- IMA nr.1- 343 MW – arzător mixt ce folosește lignit, gaz natural și/sau păcură
- IMA nr.2 -76.5 MW - arzător mixt ce folosește gaz natural și/sau păcură
- IMA nr.3- 127.8 MW- arzător mixt ce folosește gaz natural și/sau păcură

Sistemul de termoficare include rețeaua de transmisie (66 km lungime), rețeaua de distribuție (222 km lungime incluzând și sistemul de „insule”), 57 substații și 10 instalații locale cu cazane pe bază de abur.

### 2.8.2. Emisii în aer, apă și sol

RPM Bacău a emis autorizații integrate de mediu pentru toate IMA-uri cu Planurile de Acțiune aferente (după cum se vede în Capitolul 2.6.4). Potrivit Directivei Seveso II transpusă de HG 804/2007 instalațiile prezintă pericole minore și operatorul a pus la punct o politică de Prevenire a Accidentelor Grave și a identificat zonele cu riscuri mari de poluare și risc.

#### Emisiile în aer

Potrivit Ghidului Național al Poluanților Emiși, poluanții specifici emiși din procesul de ardere sunt: CO<sub>2</sub>, CO, CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O, NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub>, As, Cd, Cr, Cu, Ni, Pb, bioxină și furan, cloruri. Principali poluatori ai aerului reglementați de autorizația integrată sunt SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> și praful pentru care au fost stabilite Valori Limite de Emisie (ELV) după cum se vede în tabelul de mai jos. În tabel sunt incluse și emisiile reale din anul 2007. Concentrațiile (mg/Nm<sup>3</sup>) reprezintă o medie pentru 2007.

IMA	SO <sub>2</sub>		NO <sub>x</sub>		Praf	
	Emisii	VLE	Emisii	VLE	Emisii	VLE
	mg/Nm <sup>3</sup>	mg/Nm <sup>3</sup>	mg/Nm <sup>3</sup>	mg/Nm <sup>3</sup>	mg/Nm <sup>3</sup>	mg/Nm <sup>3</sup>
IMA 1	3300	1028	310	600	105	100
IMA 2	0	35	220	300	0	5
IMA 3	0	35	165	300	0	5

Tabel 2.8.2-1: Emisii reale în 2007; VLE

S-au înregistrat importante depășiri ale emisiilor de praf și SO<sub>2</sub> de la IMA1, ceea ce a dus la poluarea aerului și la un impact negativ asupra sănătății populației.

Pentru SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> și praf au fost stabilite limitele maxime admise de emisii (tone/an) după cum urmează:

IMA	LCP	SO <sub>2</sub>		NO <sub>x</sub>		Praf	
		Emisii	Prag	Emisii	Prag	Emisii	Prag
		Tone/an	Tone/an	Tone/an	Tone/an	Tone/an	Tone/an
IMA 1	LCP 1	1309	1281	259	1057	60	156
IMA 2	LCP 2	0	127	18	42	0	1
IMA 3	LCP 3	0	0	3	20	0	1

Tabel 2.8.2-2: Cantități efective ale emisiilor și ale pragurilor de emisii



Emissiile efective anuale de SO<sub>2</sub> de la IMA1 au depășit pragul stabilit în Permisul Integrat de Mediu.

Drept rezultat al negocierilor la aderarea României la UE (Bruxelles, 31 martie 2005) au fost alocate următoarele perioade de tranziție.

	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Praf
<b>IMA 1</b>	31.12.2012	-	31.12.2009
<b>IMA 2</b>	-	-	-

Cantitatea de emisii difuze este nesemnificativă.

IMA2 și IMA3 operează pe bază de gaz natural, păcura fiind combustibilul de rezervă.

### **Emissii de CO<sub>2</sub>**

Emissiile de CO<sub>2</sub> în ultimii 3 ani de la IMA+URILE DIN Bacău au fost:

IMA	2005 [tone/an]	2006 [tone/an]	2007 [tone/an]
IMA1	278244	211807	178566
IMA2	16560	16830	13708
IMA3	18316	15830	24056

### **Sistemul de monitorizare actual**

IMA1 are un sistem on-line de verificare a sistemului pentru praf, inclusiv două aparate de măsură pentru opacitate OLDHAM de tip EP 1000A. Măsurările pentru SO<sub>2</sub> și NO<sub>x</sub> sunt determinate prin prelevarea neregulată de eșantioane folosind echipamentul electro-chimic portabil DELTA 2000.

IMA2: Măsurările pentru SO<sub>2</sub> și NO<sub>x</sub> sunt determinate prin prelevarea neregulată de eșantioane folosind echipamentul electro-chimic portabil DELTA 2000.

IMA3: Măsurările pentru SO<sub>2</sub> și NO<sub>x</sub> sunt determinate prin prelevarea neregulată de eșantioane folosind echipamentul electro-chimic portabil DELTA 2000. Gazele de evacuare sunt măsurate continuu cu ajutorul aparatului Kinso model 502.

Măsurările determinate prin prelevarea de eșantioane din punctele cheie stabilite de comun acord cu autoritățile de mediu.

### **Emissii în apă**

Sunt deversate următoarele tipuri de ape uzate:

- Ape uzate menajere sunt deversate în ITAU
- Apa uzată tehnologică din depozitul de țitel (după separarea țiteiului) și apa uzată tehnologică din procesul de neutralizare sunt amestecate cu zgura și cenușa și trimisă către depozitul de zgură și cenușă;
- Apele meteorice (după procesul de sedimentare) sunt deversate direct în Râul Bistrița;
- Apa de drenaj din depozitul de zgură și cenușă este refolosită în cadrul procesului de transport a zgurii și cenușii.

CMA pentru principalii poluanți pentru apa utilizată sunt stabiliți în concordanță cu legislația în vigoare (HG 351/2005 privind aprobarea Programului pentru eliminarea progresivă a deversărilor, emisiilor și pierderilor de substanțe periculoase și HG 352/2005 privind aprobarea normelor pentru evacuarea de ape uzate și autorizația de gospodărire a apelor emisă de autoritățile de apă). În 2007, pentru apele uzate evacuate nu au fost înregistrate depășiri al CMA.

Calitatea apelor de adâncime este monitorizată în cadrul locației operatorului și în cadrul depozitului de zgură și cenușă de 4 ori pe an. Parametrii analizați se conformează cu prevederile Legii 458/2002 privitoare la calitatea apei de băut, cu excepția concentrațiile de amoniac și sulfati în unele foraje. Toate

forajele respective sunt localizate lângă SC SOFERT SA BACĂU producător de îngrășăminte pe bază de azot și fosfor și este posibil ca acest operator să fie cauza acestei poluări a apelor de adâncime.

#### *Emisii în sol*

Surse posibile de poluare sunt:

- Pierderea accidentală a produselor petroliere din depozite, din activitățile de transport și descărcare;
- Deversarea necontrolată a diverselor deșeuri pe sol;
- Deversarea accidentală a apei din depozitul de zgură și cenușă ;
- Răspândirea pe calea aerului a zgurii și a cenușii.

Cu toate că nu s-au identificat poluări importante ale solurilor după analiza acestora în zona CET BACĂU, s-au identificat două locații unde s-au depășit valorile de alertă stabilite în M.O. nr. 756/1997, pentru depășirea de anumiți ioni metalici. S-a stabilit că poluarea rezultată nu a fost din vina operatorului.

#### **2.8.3 Deșeurile**

Operatorul generează următoarele tipuri de deșeuri:

- Deșeuri nepericuloase (metalice, casnice, zgură, cenușă, praf de cărbune, sedimente din bazinele de sedimentare);
- Deșeuri periculoase (ulei uzat, sedimente din depozitele de păcură).

Depozitul de zgură și cenușă este situat la 3,8 km de IMA, în albia Siretului Inferior (între Furnicari și Ruși-Ciutea). Suprafața totală a depozitului este de aproximativ 50 ha, zona de deversare efectivă fiind de 35,7 ha, cu o capacitate de 1.900.000 m<sup>3</sup>. Depozitul operează cu recircularea totală a apei.

Conform planului de implementare a Directivei 1993/31/CE depozitul de zgură și cenușă operat de CET Bacău este considerat un depozit de deșeuri nepericuloase. Pentru a se conforma prevederilor Directivei, operatorul beneficiază de o perioadă de tranziție (până la 31.12.2013).

## 2.9. Necesarul termic actual

Cantitatea de energie termică și abur Industrial vândută consumatorilor de energie termică ai SC CET Bacău în ultimii trei ani este prezentată în Tabelul 2.9-1.

**Tabel 2.9-1. Vânzări anuale de energie termică către consumatorii de energie termică ai CET Bacău, 2005-2007**

Categorii de consumatori	2005 [TJ/an]	2006 [TJ/an]	2007 [TJ/an]
Locuințe	1.021	878	723
Instituții publice	120	128	118
Sectorul de servicii	14	19	30
Abur pentru industrie	1	0	0
<b>Total</b>	<b>1.156</b>	<b>1.025</b>	<b>871</b>
[%]*)	100	89	75

Sursă: SC CET Bacău

\*) Procent comparat cu cel aferent celui din anul de referință (2005)

În Bacău, energia termică este livrată consumatorilor printr-un sistem centralizat de termoficare. Cantitatea de energie termică livrată către rețeau principală și rețelele de termoficare locale, sub formă de abur și apă fierbinte (pentru încălzire și apă caldă menajeră) în ultimii trei ani este ilustrată în Tabelul 2.9-2.

**Tabel 2.9-2. Total producție de energie termică livrată la ieșirea din centralele operate de CET Bacău (TJ/an).**

Energie termică livrată către rețele	2005 [TJ/an]	2006 [TJ/an]	2007 [TJ/an]
De la CET pe lignit (IMA1)	1.082	786	666
De la stația de reducere a presiunii (SRP)	45	37	24
De la cazanul cu abur (CAI = IMA2)	220	216	174
De la cazanul cu apă (CAF = IMA 3)	187	237	331
De la centralele termice locale	96	213	145
<b>Total</b>	<b>1.533</b>	<b>1.275</b>	<b>1.195</b>

Sursă: CET SC Bacău

Notă: Diferența destul de mare între căldura vândută consumatorilor (Tabelul 2.9-1) și totalul de căldură generată reprezintă pierderile din rețelele primare și secundare.

În 2007, cantitatea de energie termică vândută pentru apă caldă menajeră și încălzire a descrescut cu aproximativ 25% comparativ cu 2005. Această descreștere se datorează unei combinații de factori ca de exemplu:

- O descreștere cu 10% a suprafeței de încălzit. Numărul de locuințe conectate a descrescut cu 13% de la 29314 în 2005 la 25383 în 2007. Numărul de instituții publice și de consumatori din sectorul de servicii a rămas constant în această perioadă;
- O descreștere cu 4% datorată unei ierni mai blânde în 2007 comparativ cu 2005 (numărul de grade-zile de încălzire în 2007 a fost cu aproximativ 5% mai mic decât în 2005);

Restul de descreștere, de aproximativ 11% între 2005-2007 s-a datorat unor îmbunătățiri a eficienței energetice a clădirilor și modernizarea substațiilor.

### Deconectări/reconectări de consumatori

O parte a descreșterii consumului de energie termică din ultimii ani se datorează deconectărilor de consumatori.

**Tabel 2.9-**Tabelul 2.9-3 prezintă numărul de consumatori pe categoriile de consumatori și numărul total de consumatori conectați la rețelele de termoficare în Bacău în ultimii trei ani (2005-2007).

**Tabel 2.9-3. Consumatorii conectați la sistemul de termoficare, 2005-2007**

Categoriile de consumatori	Unitate	2005	2006	2007
Locuințe	Nr.	29.314	27.828	25.383
Instituții publice	Nr.	60	64	64
Sectorul de servicii	Nr.	8	8	8
Industrie	Nr.	N/A	N/A	N/A
<b>Total</b>	<b>No.</b>	<b>29.322</b>	<b>27.900</b>	<b>25.455</b>
[%]*)	%	100	95	87

Sursă: SC CET Bacău

\*) Procent comparat cu cel din anul de referință (2005)

Numărul de consumatori a fost redus cu aproximativ 5% din 2005 în 2006 și aproximativ 8% din 2006 în 2007 din cauza deconectărilor.

#### Suprafața încălzită și necesarul termic net

Tabelul 2.9-4 prezintă totalul de suprafață încălzită pe categoriile de consumatori conectați la rețelele de termoficare în Bacău în 2007.

**Tabelul 2.9-4. Suprafața încălzită conectată la rețelele de termoficare, 2007**

Tip clădire	Unitate	Sistem principal	Sisteme „Insulă”	Total
Locuințe*)	M2	1.401.000	122.000	1.523.000
Clădiri publice**)	M2	N/A	N/A	341.000
Sector de servicii**)	M2	N/A	N/A	65.000
Industrie	M2	N/A	N/A	
<b>Total</b>	<b>M2</b>			<b>1.929.000</b>

Sursă: SC CET Bacău

\*) Calculat pe baza a 60 m<sup>2</sup> pe apartament

\*\*\*) Estimat pe baza consumului de energie termică

Intensitatea termică a descrescut cu aproximativ 15% în ultimii trei ani. Descreșterea intensității termice se datorează parțial diferențelor climatice (vara anului 2007 a fost mai caldă decât vara anului 2005). În afară de diferențele climatice, acest declin se datorează îmbunătățirilor din punct de vedere al eficienței energetice a clădirilor și modernizării substațiilor.

În 2005, consumul mediu de căldură pe apartament în România a fost de aproximativ 10 GCal/an (42 GJ/an). Cu o mărime medie de apartament de aproximativ 60 m<sup>2</sup>, necesarul termic specific ar fi de aproximativ 70 GJ/100 m<sup>2</sup>. Din acest punct de vedere, intensitatea termică a clădirilor conectate la rețeaua de termoficare în Bacău în 2007 (aproximativ 48 GJ/100 m<sup>2</sup>) este cu aproximativ 35% sub media la nivel de țară. Aceasta se poate datora în general atât fluctuațiilor de sezon/anuale și schimbărilor climatice. Intensitatea termică foarte scăzută în Bacău poate fi explicată prin următoarele:

- anul 2007 a fost un an destul de blând;
- un procent ridicat de consumatori cu contorizare individuală a consumului de apă caldă (aproape toate locuințele până la sfârșitul anului 2007);
- o mare parte a clădirilor cu contorizarea consumului de energie termică (76% din toate clădirile până la sfârșitul anului 2007);
- un venit mediu scăzut în oraș care forțează consumatorii să economisească energia;
- există apartamente conectate la sistemul de termoficare care nu sunt locuite pe timp de iarnă, nefiind astfel încălzite.

Cu toate acestea, scăderea semnificativă a intensității termice între 2005 și 2007 indică faptul că au fost deja realizate economisiri semnificative de energie datorită introducerii plății potrivit consumului contorizat de energie termică și apă caldă menajeră și îmbunătățirilor din punct de vedere al eficienței energetice a clădirilor. Din economisirea de energie de 41,5% din sectorul de clădiri până în 2020, asumată prin Strategia Națională Energetică 2007-2020, 11-12% au fost deja atinse până la sfârșitul anului 2007.

### 2.10. Instalații existente și performanțe actuale

ET Bacău a fost dat în folosință în 1997. Centrala electrică a fost construită pentru a livra abur clienților industriali și apă fierbinte către oraș. Astfel, turbina cu abur este proiectată cu 2 extracții de abur, după cum urmează: o extracție pentru abur industrial la o presiune variabilă (între 15 și 9 bari) și o extracție la 1,5 bari pentru a furniza termoficare către oraș.

Cantitatea de abur livrată către clienții industriali a descrescut din 1997. La ora actuală, livrarea de abur către clienți industriali a fost sistată în totalitate și doar apă fierbinte și energie termică pentru apă caldă menajeră sunt livrate către toate categoriile de consumatori.

La ora actuală, termoficarea în Bacău este asigurată din două tipuri diferite de sistem:

- un sistem mare, centralizat constând în CET Bacău cu rețelele de transport și distribuție (sistemul principal) utilizând energie termică din cogenerare, furnizată de la centrala electrotermică (CET 1) și o instalație de cazan local (CET 2). Sistemul principal are trei surse de producție, toate trei fiind clasificate ca IMA-uri (IMA 1 și 2 în CET 1 și IMA 3 în CET 2).
- centrale termice locale cu rețele proprii de distribuție (sisteme „insulă”). Din cauza mărimii, niciuna din centralele termice locale nu sunt clasificate ca IMA-uri.

În cazul ambelor sisteme, limita legală între instalațiile aflate în proprietatea municipalității și cele aflate în proprietatea proprietarilor clădirilor este după cum urmează:

- în cazul locuințelor și instituțiilor publice limita se află la punctul în care conductele de distribuție a energiei termice și a apei calde menajere intră în clădire;
- în cazul celorlalți clienți care au propriile substații limita se află în punctul în care conductele de distribuție intră în substație.

Operatorul S.C. CET Bacău S.A. (CET Bacău) operează sistemul principal și cele 10 sisteme „insulă”. Aceste sisteme nu au fost conectate la sistemul principal pentru că până acum această conectare s-a considerat a fi prea costisitoare.

Figura de mai jos prezintă o schemă a sistemului principal.



Tabelele 2.10-1 și 2.10-2 de mai jos descriu compoziția sistemului principal.

**Tabel 2.10-1. Instalații de producție, sistem principal**

<b>Unități de producție CET 1 (IMA1 și IMA2)</b>			
<b>Instalație</b>	<b>Parametrii tehnici</b>	<b>An dare în folosință</b>	<b>Observații</b>
Turbină cu abur de tip DSL-50-1 cu extracție de abur (IMA 1)	50 MWe 140 bari 550 °C	1998	Proiectat pentru extracție de abur industrial și urban
Cazan cu abur de tip CRG - 1870	420 T/h 140 bari 550 °C	1998	Capacitate termică de 343 MWt
Cazan cu abur industrial ca unitate de vârf pentru producție de abur (IMA 2)	100 T/h 17 bari 280 °C	1975	Capacitatea termică de 71 MWt
Patru schimbătoare de căldură ca unități de bază pentru producția de apă fierbinte	Capacitate termică totală: 279 MWt	1998-2004	BB1 - 1998 BV1 - 1998 BV2 - 2000 BB2 - 2004
Turbină pe gaz	14 MWe 22 MWt	2008	
Cazan pe gaz pentru ajustarea rapidă a sarcinii termice la turbina pe gaz	3 MWt	2008	
Cazan cu recuperare de căldură pentru utilizarea energiei termice produse de turbina pe gaz	22 MWt	2008	
3 schimbătoare de căldură pentru energie termică de la cazanul cu recuperare de căldură de 12,5 MWt fiecare	22 MWt	2008	
<b>Unități de producție CET 2 (IMA3)</b>			
Cazan apă fierbinte ca unitate de vârf pentru producție de energie termică	116 MWt	1979	

Sursă: SC CET Bacău

Capacitatea totală instalată este de 64 MWe (electricitate) și de 555 MWt (cazane cu abur și apă fierbinte) iar sarcina de vârf actuală a necesarului termic este mult mai mică decât capacitatea. Capacitatea reală e de aproximativ 350 MWt, pentru că doar o parte din capacitatea termică de la IMA 1 poate fi livrată către sistemul de termoficare. Sarcina de vârf actuală a necesarului termic este de aproximativ 125 MWt (26% din capacitatea termică disponibilă). Necesarul termic minim actual (vara) inclusiv pierderile din rețea este de aproximativ 15 MWt (3% din capacitatea termică disponibilă). Un sistem de termoficare proiectat corespunzător ar avea o capacitate termică totală corespunzătoare sarcinii de vârf a necesarului termic cu cazanul cu capacitatea cea mai mare scos din operare, corespunzând la 100% de capacitate de rezervă când un cazan este oprit.



**FICHTNER**



În plus față de cazanele menționate mai sus, în ultimii ani a fost în construcție un alt cazan cu abur de 420 T/h aparținând IMA 1. Cel de-al doilea cazan nu a fost finalizat niciodată și se estimează că va fi dărâmat în curând.



**Tabelul 2.10-2. rețea și substații, sistem principal**

<b>Rețea de transport, substații și rețea de distribuție de energie termică și apă caldă menajeră</b>		
<b>Item</b>	<b>Descriere</b>	<b>Observații</b>
Rețea de transport	O singură conductă cu o lungime de 131 km sau conducte duble cu o lungime de 65.5 km	
Substații	<ul style="list-style-type: none"> <li>57 substații cu o putere totală de 310 MWt în proprietatea SC CET Bacău SA</li> <li>10 substații cu o putere totală de 21 MWt în proprietatea clienților</li> </ul>	Capacitate totală de 331 MWt a substațiilor
Rețea de distribuție de energie termică și apă caldă menajeră	Conducte cu o lungime de 409,3 km sau un circuit cu o lungime de 204,6 km a circuitului de încălzire și conducte cu o lungime de 345 km sau un circuit cu o lungime de 204,6 pentru apă caldă menajeră	Aproximativ 32% din rețeaua de apă caldă menajeră este fără conductă de recirculare

Sursă: SC CET Bacău

Lipsa conductei de recirculare pentru apă caldă menajeră în multe locuri duce la un serviciu de calitate slabă, pentru că, deseori, consumatorii vor trebui să lase apa să curgă preț de câteva minute, înainte ca aceasta să ajungă la temperatura dorită.

Compoziția celor 10 sisteme „insulă” este descrisă în Tabelul 2.10-3.

**Tabel 2.10-3. Sisteme „insulă”**

<b>Item</b>	<b>Descriere</b>	<b>Observații</b>
Unități de producție	10 centrale termice locale	Capacitate totală de 59 MW a centralelor termice
Rețea de distribuție a energiei termice și a apei calde menajere	Conducte cu o lungime de 34,8 km sau un circuit pentru încălzire cu o lungime de 17,4 km. Conducte cu o lungime de 35,8 km sau circuit pentru apă caldă menajeră cu o lungime de 17,9 km	A few locations have an additional HTW circuit for high rise buildings

Sursă: SC CET Bacău

### 2.10.1. Instalații generatoare de energie termică și energie electrică

Sistemul principal are 3 cazane mari pentru producția de abur și apă fierbinte:

- un cazan cu abur de tip **CRG 1870** (IMA1) care furnizează abur către o turbină cu două extracții de abur de tip **DSL 50**;
- un cazan cu abur de tip **Babcock** pentru producția de abur industrial (IMA2);
- un cazan apă fierbinte (IMA3) pentru producția de apă fierbinte ca sarcină de vârf și capacitate de rezervă.

Tabelul 2.10-4 prezintă caracteristicile principale ale cazanelor care alimentează sistemul principal.

**Tabel 2.10-4. Caracteristicile cazanelor, sistem principal**

	<b>IMA 1</b> Cazan cu abur CRG-1870	<b>IMA 2</b> Cazan cu abur Babcock	<b>IMA 3</b> Cazan apă fierbinte
Capacitate [Mwt]	343	71	116
Tipuri de combustibili	Lignit, combustibil lichid greu și gaz natural	Combustibil lichid greu și gaz natural	Combustibil lichid greu și gaz natural
An dare în folosință	1997	1975 <sup>1)</sup>	1979
Anul ultimei reparații	Fără reparație	1998	2003
Ore de funcționare de ultima reparație	39.891	8.219	6.500
Ore de funcționare de la darea în folosință	39.891	8.219 <sup>1)</sup>	Date lipsă
Eficiență inițială	86	92.5	88

Sursă: SC CET Bacău

Notă:

- 1) Cazanul cu abur Babcock (IMA 2) a fost dat în folosință în 1975 de generatorul de energie electrică Borzești. CET Bacău a preluat cazanul de la Borzești în 1998, când a fost modernizat și repus în funcțiune. Numărul total de ore de funcționare de la darea în folosință în 1975 nu este cunoscut de CET Bacău, însă se pare că este cu mult mai mare decât numărul de 8.219 ore indicat, din cauza perioadei lungi trecute (23 ani) de la darea în folosință.

Tabelul 2.10-5 prezintă caracteristicile turbinei cu abur de 50 MWe din CET 1.

**Tabel 2.10-5. Caracteristicile principale ale turbinei cu abur**

	<b>Turbină cu abur DSL 50</b>
Tip	Turbină cu abur cu condensare cu 2 extracții: extracție industrială la 15 bar și extracție urbană la 1.5 bar
Energie electrică	50 MWe
Capacitate termică	Maxim 187 MWt (din ambele puncte de extracție a aburului). Abur industrial: maxim 230 t/h la o presiune variabilă (între 15 și 9 bar). Abur pentru termoficare: debit maxim de 160 t/h la 1.5 bar
An dera în folosință	1998
Anul ultimei reparații	2002
Ore de funcționare de ultima reparație	38.186
Ore de funcționare de la darea în folosință	22.214

Sursă: SC CET Bacău

Tabelele 2.10-4 și 2.10-5 de mai sus prezintă numai valorile nominale ale principalelor caracteristici ale surselor de producție. Performanța și eficiența reală în condiții reale sunt determinate pe baza datelor reale privind consumul de combustibil, și producția de energie termică și energie electrică.

Datele privind consumul de combustibil, producția de energie termică și energie electrică și eficiența rezultată a conversiei de energie pentru anul 2007 sunt prezentate mai jos pentru fiecare unitate de producție (cazane și turbine).

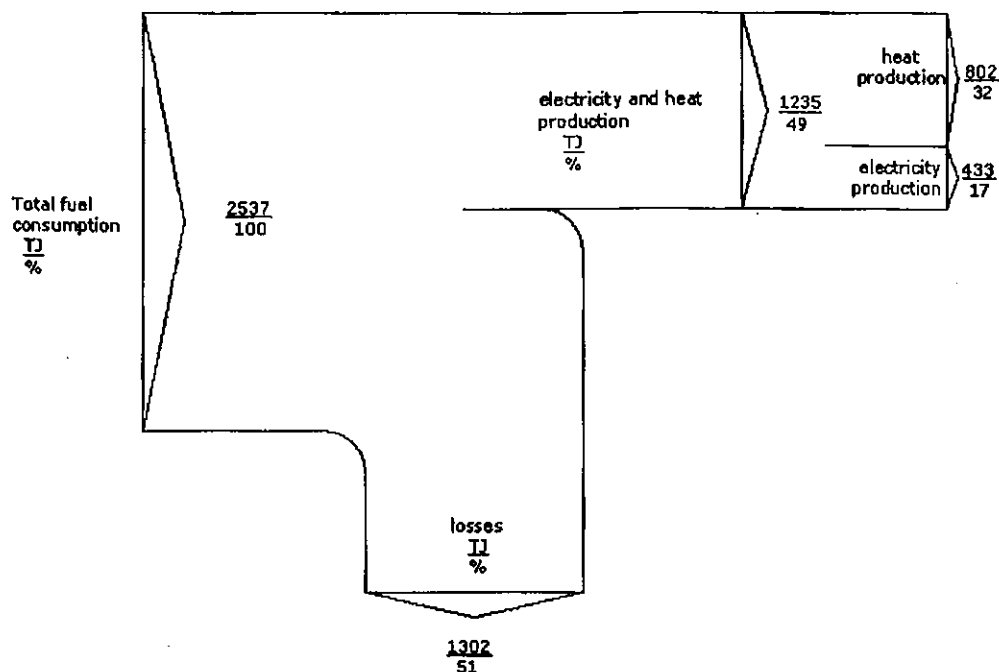
Figura 2.10-6 prezintă o diagramă Sankey pentru linia de cogenerare pe bază de abur (IMA1) pentru 2007. Eficiența generală de cogenerare (49% atât energie termică cât și energie electrică) este mult sub valorile BAT de aproximativ 80-85% pentru unități noi de cogenerare.

Această valoare se datorează în principal disparițiile prețului de abur industrial, ceea ce forțează CET Bacău să opereze IMA 1 la o sarcină mult prea mică sau să fie scoasă din funcțiune pe timp de vară, când necesarul termic este prea mic pentru a atinge capacitatea minimă de funcționare a cazanului cu abur. Dispariția necesarului de abur Industrial a făcut ca turbina cu abur existentă să fie destul de ineficientă din cauza faptului că a fost proiectată pentru extracția unei cantități mari de abur industrial.

Un alt motiv pentru o eficiență scăzută este numărul mare de spărturi în rețeaua de transport. Când rețeaua nu este în folosință, centrala este operată sau în regim de condensare sau este scoasă din funcțiune.

Municipalitatea și CET Bacău și-au dat seama că nivelul de eficiență al liniei de cogenerare pe bază de lignit a scăzut sub nivelul la care operarea continuă a unei facilități de cogenerare supradimensionată este fezabilă și este în strategia municipală de termoficare este previzionată închiderea unității până în 2010.

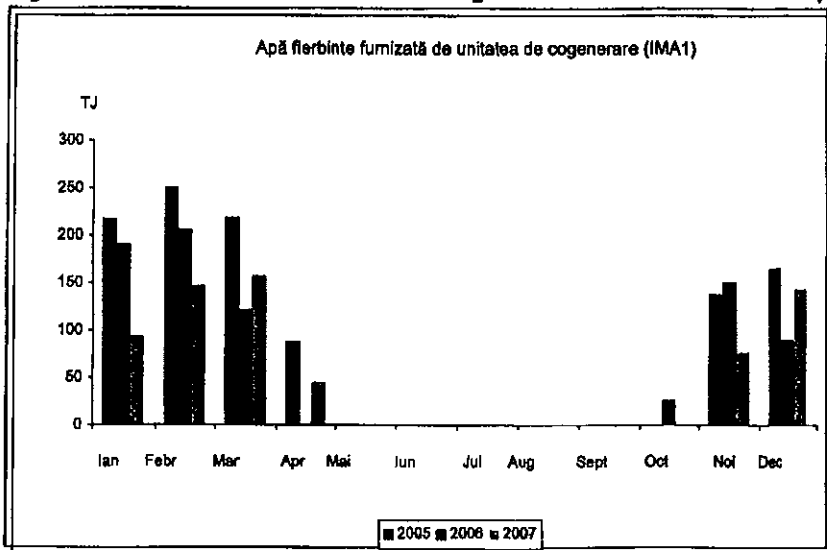
**Figura 2.10-6. Diagramă Sankey pentru unitatea de cogenerare turbină cu abur (IMA1)**



Sursă: SC CET Bacău

Figura 2.10-7 prezintă alimentarea lunară cu energie termică de la IMA1 în perioada 2005-2007. După cum se vede din figură, unitatea de cogenerare funcționează numai 6 luni/an. De asemenea, se poate observa că producția de energie termică a scăzut în timpul aceluiași perioade.

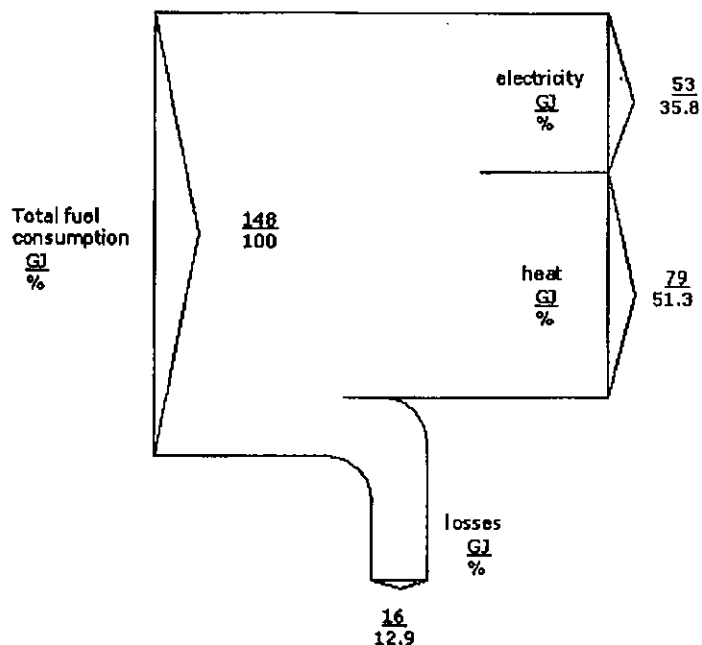
Figura 2.10-7. Alimentare lunară cu energie termică de la IMA1 în 2005, 2006 și 2007



Pentru a avea o cogenerare eficientă cu atingerea cerințelor de mediu privind SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> și praf, reducerea producției de CO<sub>2</sub> și calificarea pentru un bonus de cogenerare eficientă începând cu 2009, în 2008 a fost dată în folosință o nouă unitate CET pe bază de turbină pe gaz. Aceasta are o capacitate de generare de energie electrică de 14 MWe și o capacitate de generare de energie termică de 22 MWt.

Figura 2.10-8 prezintă o diagramă Sankey pentru linia de cogenerare turbină pe gaz.

Figura 2.10-8. Diagramă Sankey pentru linia de cogenerare turbină pe gaz la capacitatea proiectată



Sursă: SC CET Bacău

Tabelul 2.10-9 prezintă caracteristicile principale ale liniei de cogenerare turbină pe gaz din CET 1.

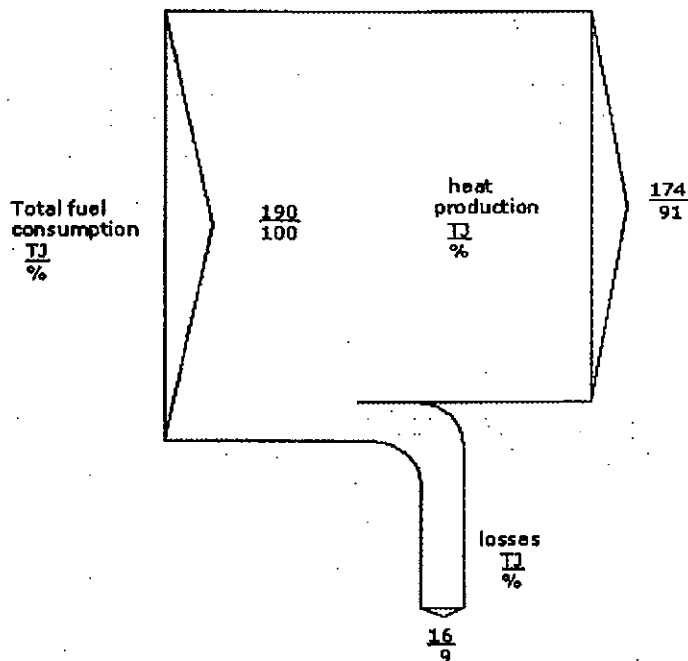
**Tabel 2.10-9. Principalele caracteristici ale liniei de cogenerare turbină pe gaz din CET 1**

Echipment	Producător	Tip	An dare în folosință	Energie electrică [MWe]	Energie termică [MWt]
Unitate de cogenerare cu turbină pe gaz	TURBOMACH (Elveția)	TBM T 130	2008	14	22
	OHL Technologies GmbH	Cazan cu recuperare de căldură			
Cazan apă fierbinte	LOOS International	UT-L 3700			3
Compresor		Înșurubare și injecție/ ELT 321/900		0,9	
Schimbătoare de căldură		plates			3x12.5

Sursă: SC CET Bacău

Pentru noua linie de cogenerare cu turbină pe gaz sunt disponibile doar datele de proiectare.

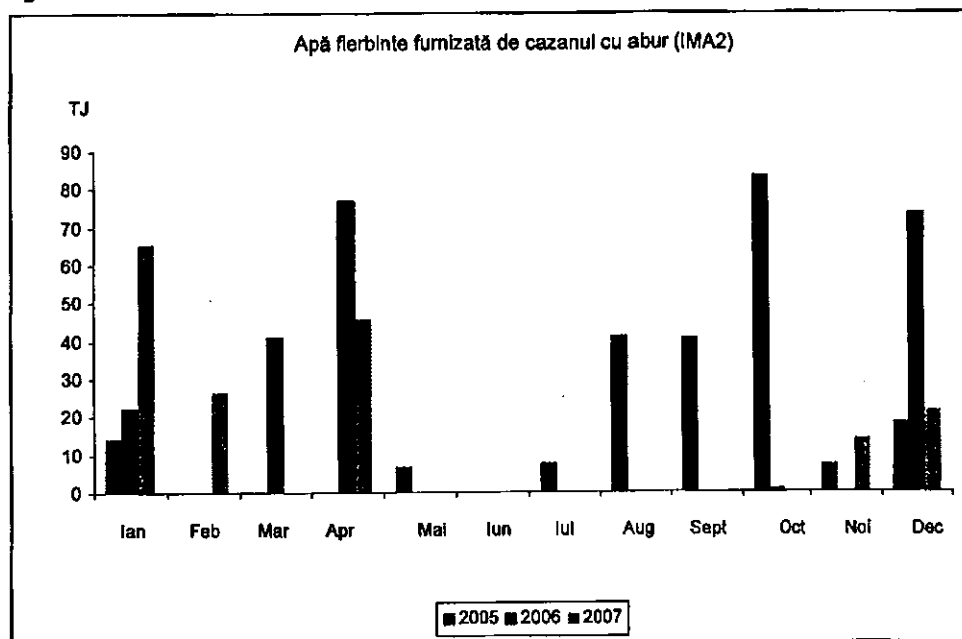
Figura 2.10-10 prezintă o diagramă Sankey pentru cazanul cu abur Babcock (IMA 2) pentru 2007. Eficiența generală (91%) este acceptabilă.

**Figura 2.10-10. Diagramă Sankey pentru cazanul cu abur Babcock (IMA 2) pentru 2007**


Sursă: SC CET Bacău

Figura 2.10-11 prezintă cantitatea lunară de energie termică furnizată de cazanul cu abur Babcock (IMA2) între 2005-2007.

**Figura 2.10-11. Cantitate lunară de energie furnizată de IMA2, 2005, 2006 și 2007**

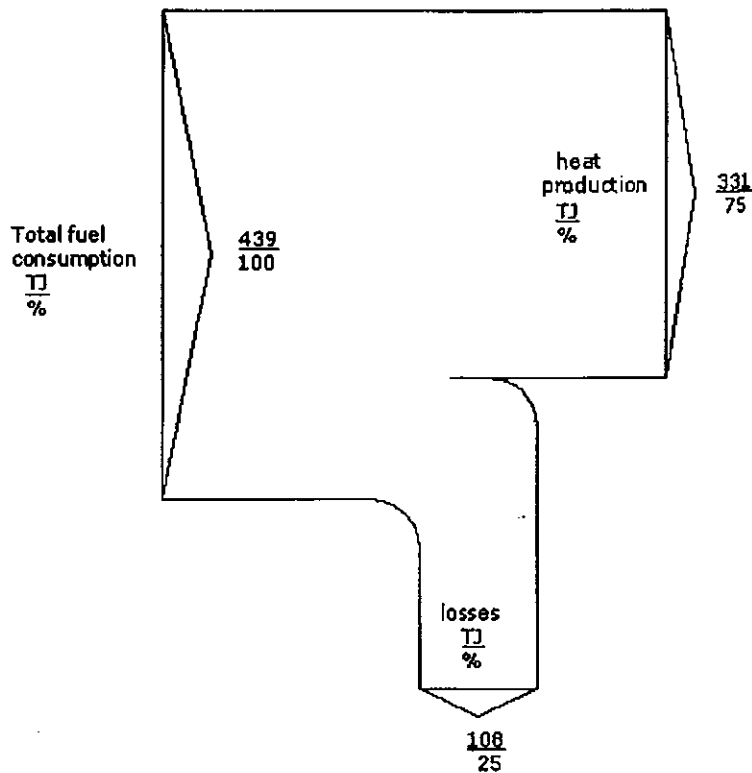


Sursă: SC CET Bacău

Scopul cazanului pentru generare de energie termică, ca parte a instalației de cogenerare, este de a acoperi necesarul termic de vârf în timpul sezonului de încălzire și să asigure o capacitate de rezervă pentru perioadele scurte când instalația de cogenerare nu este în folosință din cauza reparației sau întreținerii. Oricum, în ultimii ani, IMA 2 nu a fost folosit doar ca o capacitate de sarcină de vârf și de rezervă. Cu toate că IMA 2 este destinat, în principal, pentru operare la sarcină de vârf, a produs energie termică pe timp de vară (2005 – mai – septembrie) și ocazional în sezonul de încălzire (2005, 2006 și 2007 – martie, aprilie, octombrie), substituind astfel energia termică din cogenerare (IMA 1). Acest mod ineficient de operare este cauzat în principal de dispariția pieței de abur industrial, ceea ce a făcut ca IMA 1 să fie supradimensionat și ineficient la sarcini termice normale. Doar în timpul lunilor cele mai reci de iarnă este fezabilă operarea IMA 1.

Figura 2.10-12 prezintă o diagramă Sankey pentru cazanul apă fierbinte IMA 3 pentru 2007. Eficiența generală (75%) este cu mult sub valorile BAT precum și valoarea proiectată (88% -Tabelul 2.10-4).

Figur 2.10-12. Diagramă Sankey pentru cazanul cu apă fierbinte IMA 3 pentru 2007

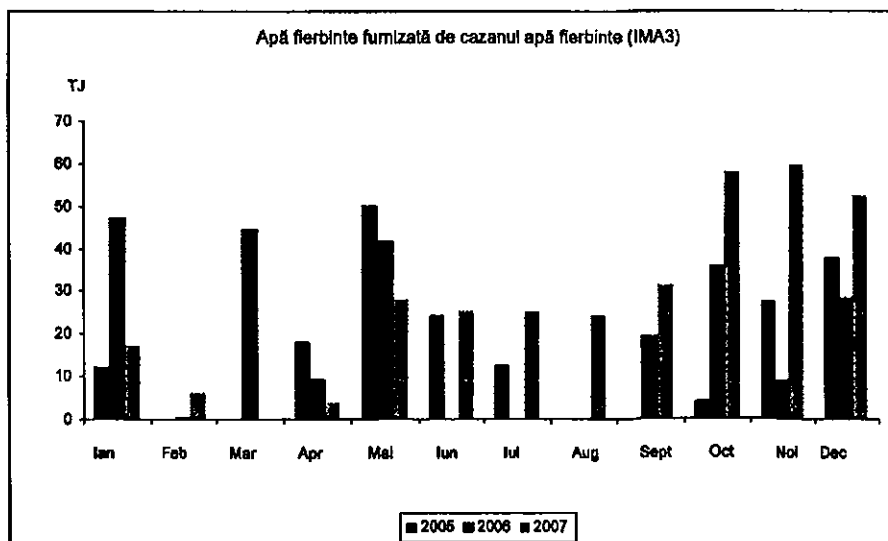


Sursă: SC CET Bacău

Eficiența scăzută a IMA 3 indică o nevoie urgentă de reparații.

Figura 2.10-13 prezintă cantitatea lunară de energie termică furnizată de cazanul cu apă fierbinte IMA 3 în perioada 2005-2007.

Figura 2.10-13. Cantitate lunară de energie termică furnizată de IMA 3, 2005, 2006 și 2007



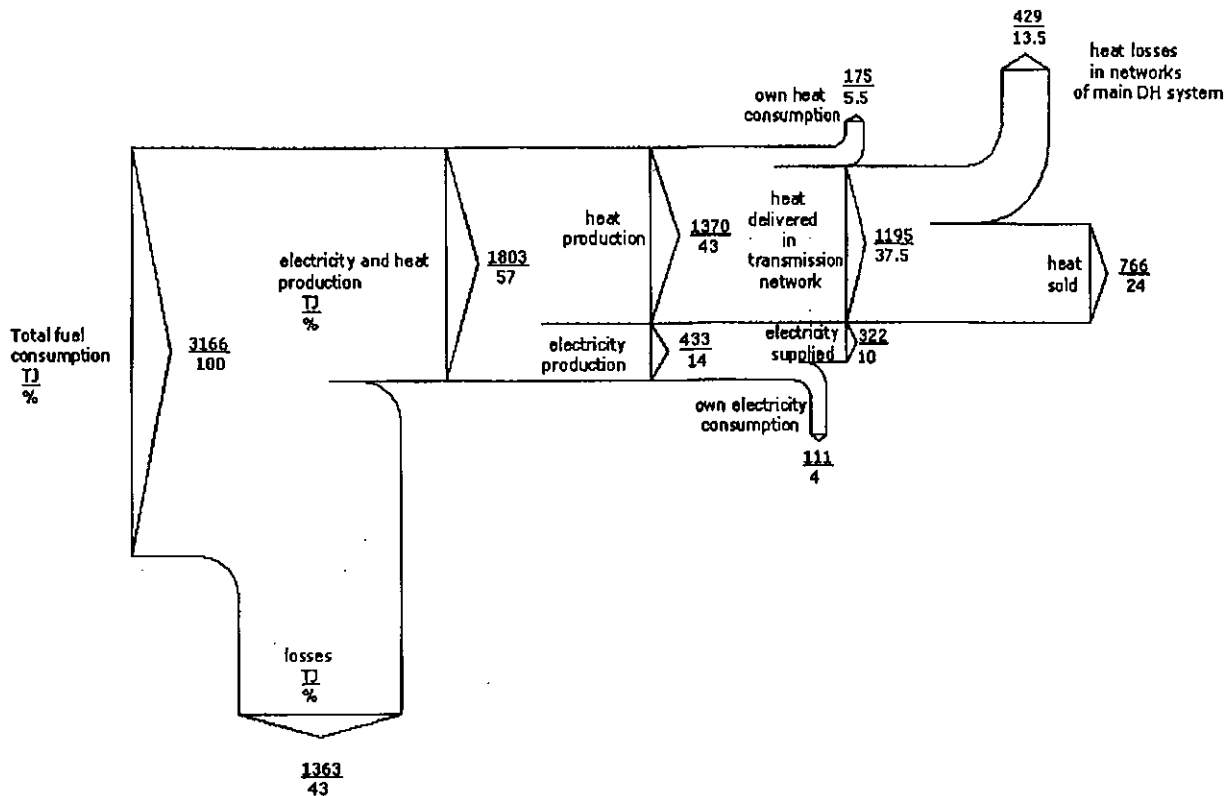
Sursa: SC CET Bacău

112

Cantitatea de energie termică produsă de IMA 3 a crescut în această perioadă. În 2007, cazanul apă fierbinte a produs energie termică timp de 10 luni, pe durata întregii perioade de vară. IMA 3, care este destinat pentru operarea la sarcină de vârf și de rezervă, înlocuiește cogenerarea pe bază de abur din IMA 1 din cauza vechimii IMA1, care nu poate fi operat eficient la o sarcină termică scăzută.

Figura 2.10-14 prezintă o diagramă Sankey a întregului sistem centralizat de termoficare în Bacău pentru 2007, inclusiv IMA 1, 2 și 3.

Figura 2.10-14. Diagrama Sankey a întregului sistem centralizat de termoficare în Bacău, 2007



Sursa: SC CET Bacău

Sistemul este caracterizat de o eficiență scăzută a centralelor de cogenerare și termice (IMA1, IMA2 și IMA3) precum și mari pierderi în sistemul principal de termoficare. Eficiența de generare de energie electrică și termică netă generală, combinată este de 34%, ceea ce duce la decizia de a închide urgent IMA1. Pierderile de căldură constituie 13.5% din consumul brut de energie și 36% din energia termică livrată către rețea, ceea ce demonstrează faptul că rețelele trebuie reabilitate urgent.

Pentru o privire de ansamblu mai bună asupra debitelor de energie (consum de combustibili primari și producție și vânzare de energie termică și electrică), Tabelul 2.10-15 prezintă debitele de energie pentru unitățile operate de SC CET Bacău în ultimii trei ani.



**Tabel 2.10-15. Debite de energie pentru unitățile operate de SC CET Bacău, 2005, 2006 și 2007.**

Nr. Item	Nume	Unitate	An		
			2005	2006	2007
1	Total energie termică produsă de centrala termo-electrică	MWht/an	507.661	419.495	380.669
		GJ/an	1.827.580	1.510.183	1.370.410
		% <sup>1)</sup>	100	82,6	75,0
2	Pierderi de căldură în rețeaua de transmisie	MWht/an	72.367	63.870	44.602
		GJ/an	260.522	229.932	160.566
		% <sup>1)</sup>	100	88,3	61,6
		% <sup>2)</sup>	17,0	18,0	13,4
3	Pierderi de căldură în rețeaua de distribuție a centralei electro-termice	MWht/an	52.689	50.748	74.632
		GJ/an	189.680	182.694	268.676
		% <sup>1)</sup>	100	96,3	141,6
		% <sup>2)</sup>	12,4	14,3	22,5
4	Total energie termică furnizată de centrala electro-termică	MWht/an	426.228	354.241	331.891
		GJ/an	1.534.422	1.275.269	1.194.809
		% <sup>1)</sup>	100	83,1	77,9
		% <sup>3)</sup>	84,0	84,4	87,2
5	Total cantitate de apă fierbinte produsă în centrala electro-termică	MWht/an	465.769	379.290	351.764
		GJ/an	1.676.768	1.365.445	1.266.352
		% <sup>1)</sup>	100	81,4	75,5
		% <sup>3)</sup>	91,7	90,4	92,4
6	Total cantitate de abur produsă în centrala electro-termică	MWht/an	41.892	40.205	28.905
		GJ/an	150.812	144.738	104.058
		% <sup>1)</sup>	100	96,0	69,0
		% <sup>3)</sup>	8,3	9,6	7,6
7	Total cantitate de apă fierbinte furnizată de centrala electro-termică	MWht/an	425.883	354.241	331.891
		GJ/an	1.533.178	1.275.269	1.194.809
		% <sup>1)</sup>	100	83,2	77,9
		% <sup>4)</sup>	99,9	100,0	100,0
8	Abur furnizat de centrala electro-termică	% <sup>3)</sup>	83,9	84,4	87,2
		MWht/an	346	0	0
		GJ/an	1.244	0	0
		% <sup>1)</sup>	100	0,0	0,0
		% <sup>4)</sup>	0,1	0,0	0,0
9	Consum propriu de energie termică	% <sup>6)</sup>	0,8	0,0	0,0
		MWht/an	81.433	65.254	48.778
		GJ/an	293.158	234.914	175.601
		% <sup>1)</sup>	100	80,1	59,9
		% <sup>3)</sup>	16,1	15,6	12,8
10	Total cantitate de energie termică din cogenerare (apă fierbinte și abur)	MWht/an	373.337	273.598	219.020
		GJ/an	1.344.012	984.954	788.472
		% <sup>1)</sup>	100	73,3	58,7
		% <sup>3)</sup>	73,5	65,2	57,5
11	Total cantitate de energie termică din unități de vârf (abur și apă fierbinte)	MWht/an	134.325	145.897	161.649
		GJ/an	483.568	525.229	581.938
		% <sup>1)</sup>	100	108,6	120,3
		% <sup>3)</sup>	26,5	34,8	42,5
12	Total cantitate de apă fierbinte din cogenerare	MWht/an	336.062	238.752	193.822
		GJ/an	1.209.823	859.508	697.758
		% <sup>1)</sup>	100	71,0	57,7

Nr. Item	Nume	Unitate	An		
			2005	2006	2007
		% <sup>7)</sup>	90,0	87,3	88,5
		% <sup>6)</sup>	72,2	62,9	55,1
13	Total cantitate de abur din cogenerare	MWht/an	37.275	34.846	25.198
		GJ/an	134.189	125.446	90.714
		% <sup>1)</sup>	100	93,5	67,6
		% <sup>7)</sup>	10,0	12,7	11,5
		% <sup>6)</sup>	89,0	86,7	87,2
14	Apă fierbinte din unități de vârf	MWht/an	129.707	140.538	157.943
		GJ/an	466.945	505.937	568.594
		% <sup>1)</sup>	100	108,4	121,8
		% <sup>8)</sup>	96,6	96,3	97,7
		% <sup>5)</sup>	27,8	37,1	44,9
15	Abur din unități de vârf	MWht/an	4.618	5.359	3.707
		GJ/an	16.623	19.292	13.344
		% <sup>1)</sup>	100	116,1	80,3
		% <sup>8)</sup>	3,4	3,7	2,3
		% <sup>6)</sup>	11,0	13,3	12,8
16	Apă adaos pentru rețeaua de transmisie	m <sup>3</sup> /an	76.301	203.750	242.485
		% <sup>1)</sup>	100	267,0	317,8
17	Apă adaos pentru rețeaua de distribuție	m <sup>3</sup> /an	93.848	137.378	153.379
		% <sup>1)</sup>	100	146,4	163,4
18	Producție de energie electrică	MWhe/an	172.699	131.815	120.299
		GJ/an	621.716	474.534	433.076
		% <sup>1)</sup>	100	76,3	69,7
19	Total consum energie electrică	MWht/an	39.569	32.696	30.798
		GJ/an	142.448	117.706	110.873
		% <sup>1)</sup>	100	82,6	77,8
20	Energie electrică vândută	MWhe/an	133.130	99.119	89.501
		GJ/an	479.268	356.828	322.204
		% <sup>1)</sup>	100	74,5	67,2
		% <sup>8)</sup>	77,1	75,2	74,4
22	Electricitate achiziționată datorită unor obligații contractuale	MWhe	74.214	83.898	77.673
		% <sup>1)</sup>	100	113,0	104,7
22	Consum de electricitate pentru pompat în rețeaua de transmisie	MWhe/an	7.519	8.772	8.491
		% <sup>1)</sup>	100	116,7	112,9
23	Consum de electricitate pentru pompat în rețeaua de distribuție	MWhe/an	5.134	4.508	3.262
		% <sup>1)</sup>	100	87,8	63,5
24	Producție de electricitate în metoda cu cogenerare	MWhe/an	172.537	129.871	119.528
		% <sup>1)</sup>	100	75,3	69,3
		% <sup>9)</sup>	99,9	98,5	99,4
25	Producție de electricitate în metoda cu condens	MWhe/an	162	1.944	771
		% <sup>1)</sup>	100	1.200,0	475,9
		% <sup>8)</sup>	0,1	1,5	0,6
26	Consum total de combustibil	MWht/an	1.049.794	891.661	879.427
		GJ/an	3.779.260	3.209.979	3.165.937
		% <sup>1)</sup>	100	84,9	83,8
27	Gaz natural	MWht/an	370.067	463.419	404.397

Nr. Item	Nume	Unitate	An		
			2005	2006	2007
		GJ/an	1.332.242	1.668.307	1.455.828
		% <sup>1)</sup>	100	125,2	109,3
		% <sup>10)</sup>	35,3	52,0	46,0
28	Consum de lichid	MWht/an	0	54.727	0
		GJ/an	0	197.017	0
		% <sup>10)</sup>	0,0	6,1	0,0
39	Consum de cărbuni	MWht/an	679.727	373.515	475.030
		GJ/an	2.447.018	1.344.655	1.710.109
		% <sup>1)</sup>	100	55,0	69,9
		% <sup>10)</sup>	64,7	41,9	54,0

Sursă: SC CET Bacău

Notă:

- 1) % comparativ cu 2005 (an de referință);
- 2) % comparativ cu Item 7;
- 3) % comparativ cu Item 1;
- 4) % comparativ cu Item 4;
- 5) % comparativ cu Item 5;
- 6) % comparativ cu Item 6;
- 7) % comparativ cu Item 10;
- 8) % comparativ cu Item 11;
- 9) % comparativ cu Item 18;
- 10) % comparativ cu Item 26.

Se observă o descreștere continuă a cantității totale de energie termică produsă (itemii 1 și 5). Itemii 10 și 11 arată că procentul de energie termică produsă de unitatea de cogenerare (IMA1 și turbina cu abur) a descrescut în timp ce procentul de energie termică produsă de unitățile de vârf (IMA2 și IMA3) este în creștere.

Cantitățile de energie electrică produse (itemul 8) și vândute (Itemul 20) au descrescut în această perioadă, în timp ce cantitatea de energie electrică achiziționată datorită unor obligații contractuale (itemul 22) a înregistrat o mică descreștere pentru că centrala nu a putut să respecte obligațiile contractuale față de clienți din cauza unui număr în creștere de defecțiuni și incidente ce au dus la scoaterea din funcțiune a centralei electro-termice.

Pierderea de căldură din rețeaua de transport (itemul 2) a descrescut în mod semnificativ, în principal din cauza reabilitării în plină desfășurare și înlocuirii părților celor mai vechi și afectate ale rețelei. În același timp, pierderile de căldură din rețelele de distribuție (Itemul 3) au crescut semnificativ. Acest fapt se datorează parțial unui număr în creștere de accidente și scurgeri și parțial unei recente preluări a SC CET Bacău de operatorul unei mari părți a rețelelor de distribuție de termoficare în Bacău. Numărul în creștere de accidente și scurgeri este demonstrat de creșterea accentuată a consumului de apă adaos în rețelele de transmisie și distribuție (Itemii 16 și 17).

Între 2006 și 2007, cantitatea de apă adaos pentru rețeaua de transmisie a crescut foarte repede – cu mai mult de 200% comparativ cu 2005 (vezi Itemul 16). Potrivit SC CET Bacău, această creștere a fost cauzată de o creștere a numărului de rupturi grave ale conductelor (13 rupturi în 2007 comparativ cu 5 în 2006 și 4 în 2005).

În perioada de trei ani, consumul de cărbuni a crescut, în timp ce consumul de gaz natural a scăzut iar consumul de păcură grea a încetat în totalitate din cauza prețului ridicat al păcurii grele. Din 2006, păcura este cel mai costisitor combustibil dintre cele trei tipuri de combustibil.

Toate aceste aspecte privind balanța de energie (consum brut de energie, producție de energie electrică și termică, eficiență) sunt reflectate printr-un set de indicatori tehnici privind operarea în ultimii trei ani, prezentați în Tabelul 2.10-16.

**Tabel 2.10-16. Indicatori tehnici privind operarea, 2005, 2006 și 2007**

Nr. Item	Nume	Unitate	An			
			2005	2006	2007	
1 <sup>1)</sup>	Eficiență brută a centralei electro-termice $\eta_{gr}$	%	64,8	61,8	57,0	
2 <sup>2)</sup>	Eficiență netă a centralei electro-termice $\eta_{net}$	%	53,3	50,8	47,9	
3	$\eta_{gr} / \eta_{net}$	%	82,2	82,2	84,1	
4 <sup>3)</sup>	Raport între producția totală de energie electrică și energie termică: $y_s^{gr}$	kWhe/ kWht	0,34	0,31	0,32	
5 <sup>4)</sup>	Raport între furnizarea totală de energie electrică și energie termică: $y_s^{net}$	kWhe/ kWht	0,31	0,28	0,27	
6 <sup>5)</sup>	Factor de cogenerare a centralei electro-termice (YCG):	kWhe/ kWht	0,46	0,47	0,55	
7 <sup>6)</sup>	Procent de energie electrică produsă în metoda cu cogenerare (XCG):	%	99,91	98,53	99,36	
8 <sup>6)</sup>	Procent de energie electrică produsă în metoda cu condens (XCD):	%	0,09	1,47	0,64	
9 <sup>7)</sup>	Eficiență de cogenerare pentru:	apă fierbinte, $\alpha_{cg.hot.water}$	-	0,72	0,63	0,55
10 <sup>7)</sup>		abur, $\alpha_{cg.steam}$	-	0,89	0,87	0,87
11 <sup>7)</sup>		apă fierbinte și abur $\alpha_{cg.heat}$	-	0,74	0,65	0,58
12	Capacitate energie electrică	MWe	50	50	50	

Nr. Item	Nume	Unitate	An		
			2005	2006	2007
13	Energie termică în centrala electro-termică	MWt	477	477	477
14 <sup>8)</sup>	Sarcină electrică anuală medie	%	69	53	48
15 <sup>8)</sup>	Sarcină termică anuală medie	%	21	18	16
16 <sup>9)</sup>	Consum specific pentru pompat în rețeaua de transmisie	kWhe/ MWht	17,7	24,8	25,6
17 <sup>9)</sup>	Consum specific pentru pompat în rețeaua de distribuție	kWhe/ MWht	14,5	15,5	11,4
18 <sup>10)</sup>	Consum specific de apă adăos în rețeaua de transport	m <sup>3</sup> / MWht	0,18	0,58	0,73

Sursă: SC CET Bacău

Notă:

1): Eficiența brută a centralei electro-termice – item 1,  $\eta_{gr}$  - raport între energia termică + energia electrică produsă și consumul total de combustibil (vezi diagrama Sankey pentru instalația de cogenerare pentru 2007). În ultimii trei ani eficiența a scăzut.

2): Eficiență netă a centralei electro-termice – Item 2,  $\eta_{net}$  - raport între energia sub formă de energie termică și energie electrică furnizată de la instalație și consumul total de combustibil (vezi diagrama Sankey pentru instalația de cogenerare pentru 2007).

3): Raport între producția totală de energie electrică și energie termică – item 4,  $y_s^{gr}$ . Raportul a fost aproape constant în ultimii trei ani.

4): Raportul între furnizarea totală de energie electrică și energie termică – item 5,  $y_s^{net}$ . Raportul a fost aproape constant în ultimii trei ani.

5): Factorul de cogenerare – item 6, (YCG) este raportul dintre kWh de energie electrică și kWh energie termică produsă de unitatea de cogenerare. Valorile pentru 2005 și 2006 sunt constante, în timp ce în 2007 au crescut cu 8% din cauza unei descreșteri a cantității de energie termică produsă de unitatea de cogenerare (IMA1 și turbina cu abur) care a fost înlocuită de energia termică din unitățile de vârf (IMA2 și IMA3).

6): Procent de energie electrică produsă în cogenerare – Item 7, (XCG) și metoda cu condens – item 8, (XCD). Este mai puțin eficientă producția de energie electrică cu metoda cu condens fără producție de energie termică. În ultimii trei ani, aproape întreaga cantitate de energie termică a fost produsă cu metoda cu cogenerare.

7): Coeficienții de cogenerare pentru apă fierbinte, abur și total energie termică (total energie termică=suma cantităților de apă fierbinte și abur) – itemii 9, 10, 11 – reprezintă i) raportul anual între cantitățile de apă fierbinte produsă de unitatea de cogenerare și totalul de producție de apă fierbinte (Item 9); ii) raportul anual între cantitățile de abur produs de unitatea de cogenerare și totalul de producție de apă fierbinte (Item 10); și iii) raportul anual între cantitățile de abur și apă fierbinte produse de unitatea de cogenerare și producția totală de abur și apă fierbinte (Item 11). Valorile pentru producția

de apă fierbinte au descrescut de la 0,72 în 2005 la 0,55 în 2007, în timp ce procentul de energie termică produsă de unitățile de vârf a crescut. Această situație a dus la descreșterea eficienței brute. Spre deosebire de aceasta, valorile pentru producția de abur au rămas aproape constante de-a lungul perioadei de trei ani.

8): Sarcina electrică medie (item 14) este calculată ca raportul între capacitatea electrică (item 12) și producția anuală de energie electrică, luând în considerare în medie 5000 de ore de operare; Sarcina termică medie (item 15) este calculată ca raportul dintre capacitatea termică (item 13) și producția anuală de energie termică, luând în considerare în medie 5000 de ore de operare.

$$\text{sarcină electrică medie [\%]} = \frac{\text{producție de energie electrică [MWh]}}{\text{capacitate energie electrică [MW] x 5000 [h]}} \times 100$$

similar,

$$\text{sarcină termică medie [\%]} = \frac{\text{producție de energie electrică [MWh]}}{\text{capacitate energie electrică [MW] x 5000 [h]}} \times 100$$

Sarcina medie anuală este scăzută și continuă să scadă de-a lungul perioadei de trei ani. Sarcinile electrice medii în 2006 și 2007 indică faptul că IMA1 operează aproape la capacitatea tehnică minimă.

9): Consumul specific pentru pompat în rețele (item 16 pentru rețeaua de transport și item 17 pentru rețeaua de distribuție) – reprezintă raportul între energie electrică consumată pentru pompat și cantitatea de apă fierbinte furnizată. În ultimii trei ani, consumul specific pentru pompat a crescut.

10): Consumul specific de apă adăos în rețeaua de transport (item 18) reprezintă raportul între cantitățile anuale de apă adăos consumate și de apă fierbinte furnizate. Consumul specific de apă adăos este mare și a crescut consistent în ultimii trei ani.

## 2.10.2. Alimentarea cu combustibil

### Gaz natural

Gazul natural are o putere calorifică de aproximativ 8.500 KCal/ Nm<sup>3</sup> (35,6 MJ/Nm<sup>3</sup>).

Gaz natural se regăsește atât în CET Bacău (IMA1 și 2) cât și în IMA3. Conductele de legătură și centralele/instalațiile pe gaz sunt în mod normal suficiente pentru a furniza fluxul de gaz necesar pentru a asigura întreaga capacitate de combustibil necesară pentru toate cazanele centralelor. Cu toate acestea, disponibilitatea gazului natural devine problematică în unele perioade de iarnă ceea ce duce la insuficiență de gaz necesar pentru operarea în condiții normale a cazanelor.

Gazul este achiziționat printr-un contract special încheiat cu compania regională de gaz.

În situațiile cu o capacitate limitată de alimentare, presiunea rețelei de gaz este controlată de inginerul de exploatare pentru a asigura un procent satisfăcător de gaz furnizat către toți clienții, inclusiv consumatorii individuali. Prin reducerea cantității de gaz furnizată CET Bacău și IMA3, furnizorul de gaz poate menține o presiune suficientă pentru consumatorii individuali care nu pot trece pe un combustibil alternativ.

### Lignit

Lignitul este transportat pe cale feroviară de la exploatrările de cărbune din partea de sud-vest a României. Caracteristici ale lignitului livrat:

Putere calorifică:	1750-2100 kcal/kg
Conținut de apă:	40- 43 %
Conținut de cenușă:	16-20 %

Conținut de sulf: 0,9-1 %  
 Conținut de azot: 0,7 %

În comparație cu standardele internaționale, puterea calorifică este mică, în timp ce conținutul de cenușă este în extrema mare.

### Energie electrică

SC CET Bacău produce și consumă energie electrică. Energia electrică produsă de CET Bacău este în general vândută către grila națională. O parte din energia electrică produsă este vândută clienților individuali pe baza unor contracte directe. Consumul intern de energie electrică al centralei pentru operarea echipamentelor de pompare și mecanice constituie aproximativ 25% din totalul de energie electrică produsă. Aceasta este livrată direct, prin intermediul rețelelor interne ale centralei fără plata unor taxe de transmisie sau distribuție. Consumul propriu (al tuturor instalațiilor operate de SC CET Bacău: centrala electrotermică și IMA-urile, stațiile de pompare pentru rețeaua de transport termoficare, substațiile, centralele termice locale, rețelele de distribuție) este acoperit în principal din producția proprie. Doar în perioadele în care nu se produce energie electrică, aceasta este achiziționată de la grila națională atât pentru consum propriu cât și pentru obligații contractuale.

### Depozitul de zgură și cenușă

Depozitul de zgură și cenușă al SC CET Bacău are o capacitate suficientă pentru a permite funcționarea pe durata a mai mulți ani. Depozitul a fost proiectat inițial pentru operații pe lignit, adică pentru cantități mai mari de steril.

Depozitul de zgură și cenușă este monitorizat cu atenție în ceea ce privește calitatea apei subterane și emisiile/transportul de praf.

Depozitul va trebui îmbunătățit și modernizat pentru a îndeplini cerințele de mediu. Pentru a evita investițiile în aceste îmbunătățiri, SC CET Iași și municipalitatea au decis să renunțe complet la utilizarea cărbunelui începând cu 2010 pentru a evita eliminarea prin depozitare a zgurii și cenușei. Centrala poate opera complet fără cărbuni începând cu 1 martie 2008.

Depozitul este construit pe un strat compact de argilă cu o grosime de 3,5-6,5 m. Zgura și cenușa ce rezultă din procesul de ardere la CET Bacău sunt amestecate cu apă tehnologică în proporție de 1:10 (1 tonă de zgură și cenușă pe 10 m<sup>3</sup> de apă) și sunt pompate de la CET Bacău la depozit. Depozitul de zgură și cenușă este dotat cu un sistem de drenaj. Apa drenată este colectată și introdusă în sistemul de recirculare.

Depozitul este clasificat drept un depozit pentru deșeuri solide nepericuloase. Autorizația de mediu pentru depozitul de zgură și cenușă este inclusă în autorizația integrată de mediu emisă pentru CET Chimiei nr. 33/27.10.2006. Autorizația integrată de mediu include condiții de operare pentru IMA1 și IMA2, precum și aspecte privind gestionarea deșeurilor (capitolul 11) și cerințe privind monitorizarea deșeurilor (capitolul 13.4).

Sistemul actual de monitorizare a depozitului de zgură și cenușă este alcătuit după cum urmează:

- măsurarea continuă a debitelor de hidroamestec și apă recirculată;
- calitatea apei subterane este verificată la fiecare trei luni, prin intermediul a 20 de puțuri de control amplasate în jurul depozitului de zgură și cenușă. Calitatea apei subterane este verificată prin analize chimice;
- puțuri piezometrice utilizate pentru verificarea nivelului apei din depozit;
- verificarea periodică a punctelor de reper fixe;
- verificarea periodică a semnelor de tasare;
- elaborarea rapoartelor anuale, ce descriu comportamentul construcțiilor și a sistemului de transport a zgurii și a cenușei pentru a asigura siguranța operării și reducerea riscurilor de accidente.

Autorizația de mediu pentru depozitul de zgură și cenușă este valabilă până la data de 31.12.2012.

### 2.10.3. Sisteme de transport și distribuție energie termică

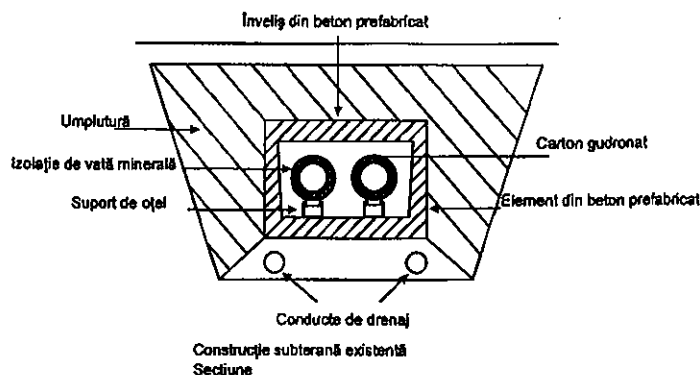
### Conducte subterane izolate la fața locului

Sistemul subteran de conducte este compus din următoarele elemente:

- conductă transportoare: conductă din oțel, uneori vopsită pe partea exterioară,
- izolație: saltele de 50 mm de vată minerală de denistate mică, conductibilitate teoretică de 0,055 W/m°C,
- înveliș: fâșii de aluminiu sau carton,
- suporturi: suporturi de oțel cu papuci sau role pivotante,
- sistem de drenaj: conducte de drenaj conectate la conducte exterioare,
- echipament pentru dilatație termică: compensatoare „U”.

Figura 2.10-17 prezintă o secțiune transversală a unei conducte subterane izolate la fața locului.

Figura 2.10-17. Secțiune transversală a unor conducte de termoficare izolate la fața locului



În multe locuri în Bacău, conductele de drenaj lipsesc sau sunt defecte, rezultând în izolație umedă, pierderi mari de căldură, coroziune în exterior, scurgeri și mari nevoi de reparații/renovări.

### Conducte de suprafață izolate la fața locului

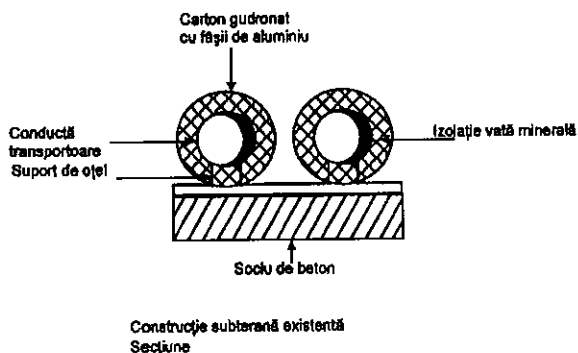
Sistemul de conducte de suprafață este compus din următoarele elemente:

- conductă transportoare: conductă de oțel,
- izolație: saltele de 60 mm de vată minerală de denistate mică, conductibilitate teoretică de 0,055 W/m°C,
- înveliș: vată minerală,
- carcasă: carton gudronat (bitum), de obicei acoperit cu fâșii de aluminiu,
- suporturi: soclu de beton cu papuci de oțel glisanți (construite cu ceva timp în urmă), role de oțel (conducte noi),
- echipament pentru dilatație termică: compensatoare „U”, bucle de dilatație.

Figura 2.10-18 arată o secțiune a conductelor de termoficare izolate la fața locului.



Figura 2.10-18. Secțiune a conductelor de termoficare izolate la fața locului



Mișcările termice ale sistemului de conducte sunt compensate prin îmbinări de bucle de dilatație. Compensatoarele sunt folosite rar.

**Evaluarea generală a sistemului de transport energie termică**

Inițial, sistemul a inclus 38 de sisteme „insulă”. Majoritatea au fost transformate în substații sau au fost închise. 10 centrale de cazane locale sunt încă în funcțiune, din care 1 este reabilitată și 9 trebuie reabilitate/modernizate.

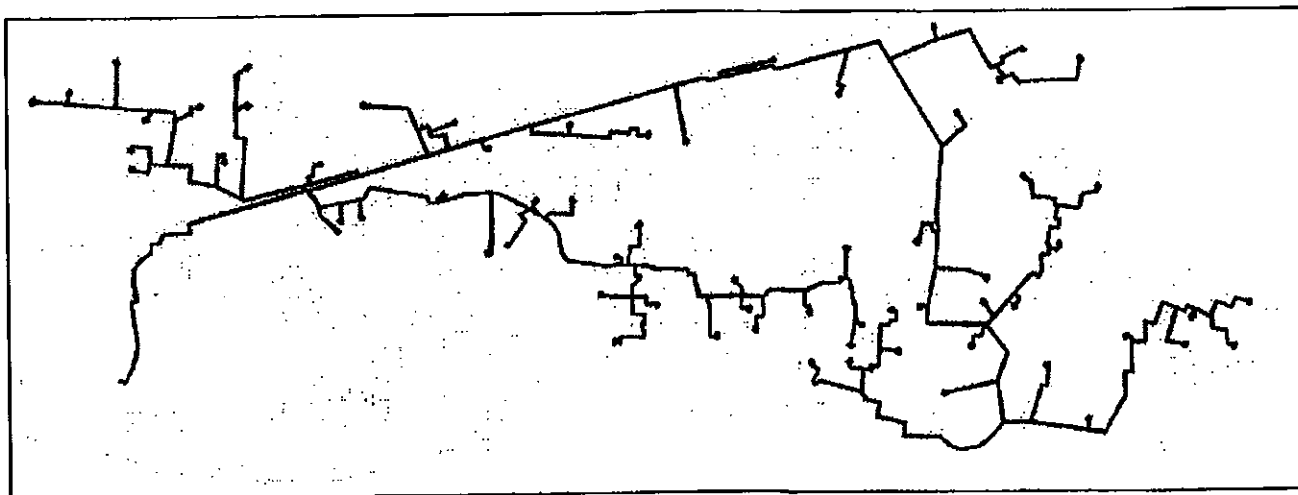
Mare parte a rețelei de transport și de distribuție și a substațiilor a fost construită la începutul anilor 80. O mare parte a rețelei a depășit durata de viață din punct de vedere tehnic. În acest moment, toate substațiile sunt reabilitate.

A fost inițiat un program de reabilitare. Drept consecință a stării precare din punct de vedere tehnic a rețelelor, mai mult de 36% a căldurii produse se pierde în rețea.

Partea principală a sistemului existent de termoficare se regăsește în conducte subterane de beton aflate la o adâncime de 1-1,5 m. Restul se regăsește în conducte de suprafață.

Figura 2.10-19 prezintă infrastructura de transport termoficare în Bacău.

Figura 2.10-19. Infrastructura de transport termoficare în Bacău



### 2.10.3.1 Rețelele de transport

Rețeaua de transport alimentează consumatori grupați în zone de consum în principalele sectoare ale orașului (vezi Figura 2.10-12). Toate conductele principale sunt conectate printr-un distribuitor la CET Bacău. Diametrele conductelor variază de la 1000 mm pentru conductele principale până la 125 mm pentru conductele de legătură.

Rețeaua de transport este construită sub forma unui sistem de două conducte, cu două conducte paralele (alimentare și retur) pentru circulația apei fierbinți de la centralele principale la stații, unde energia termică este transferată în sistemul de distribuție prin intermediul schimbătoarelor de căldură.

Rețeaua de transport este construită în conformitate cu următoarele criterii de proiectare:

Temperatură maximă rețeaua de termoficare: 150<sup>o</sup>/70<sup>o</sup> C (alimentare/retur),

Temperaturi normale circulare energie termică: 90<sup>o</sup>/70<sup>o</sup> C (alimentare/retur),

Presiune maximă în rețeaua de transport: 20 bari.

Lungimea totală (geografică) a rețelei de transport din Bacău este de aproximativ 66 km (conducte duble) din care aproximativ 47% sunt conducte de suprafață iar 53% sunt subterane. În general, conductele de la marginea orașului sunt conducte de suprafață, în timp ce conductele din oraș sunt conducte subterane.

Reabilitarea rețelei de transport se realizează prin montarea de conducte preizolate în canalele existente. Canalele sunt parțial demontate, adică o parte din pereți sunt demolați. Conductele existente montate la suprafață (conducte de suprafață) sunt înlocuite fie cu conducte preizolate (subterane) sau de conducte noi de suprafață izolate la fața locului. Doar aproximativ 9% din totalul de conducte sunt înlocuite cu conducte preizolate. Municipality a elaborat un studiu de pre-fezabilitate și un studiu de fezabilitate pentru reabilitarea rețelelor de transport. Din bugetul național a fost alocată o sumă de 22.000 EUR pentru elaborarea acestor documente.

Nu există un termen fixat pentru finalizarea echipării rețelelor de transport.

Starea tehnică a rețelei de transport este destul de slabă. Rețeaua este veche, cu mari pierderi de căldură, probleme cu coroziunea și scurgerile de apă în sistem. Conductele subterane au probleme cu coroziunea în partea exterioară, în principal din cauza infiltrării apei subterane și a apei pluviale în conducte și scurgerea apei de termoficare.

În unele zone din Bacău, sistemul de drenaj al conductelor de beton nu funcționează sau este inexistent. De obicei, apa de afară începe procesul de coroziune, care este apoi accelerat de scurgerile de apă de termoficare. În plus, umiditatea din conductele de beton reduce semnificativ eficiența izolației.

În ceea ce privește conductele de suprafață, uneori, izolația pare a fi uzată cu crăpături, iar îmbinările de etanșare ale fâșiilor de carton sau aluminiu sunt deschise sau fâșile sunt complet decojite. Învelișul de oțel sau aluminiu este deseori de calitate inferioară permițând ca apa să înmoaie izolația. Cu toate acestea, în general, starea conductelor de suprafață este mai bună decât starea conductelor subterane.

Tabelul 2.10-20 prezintă o privire de ansamblu asupra alcătuirii rețelei de transport în ceea ce privește mărimea, tipul (de suprafață/subteran) și tehnologia (clasică sau cu preizolație).

**Tabel 2.10-20. Alcătuiria rețelei de transport**

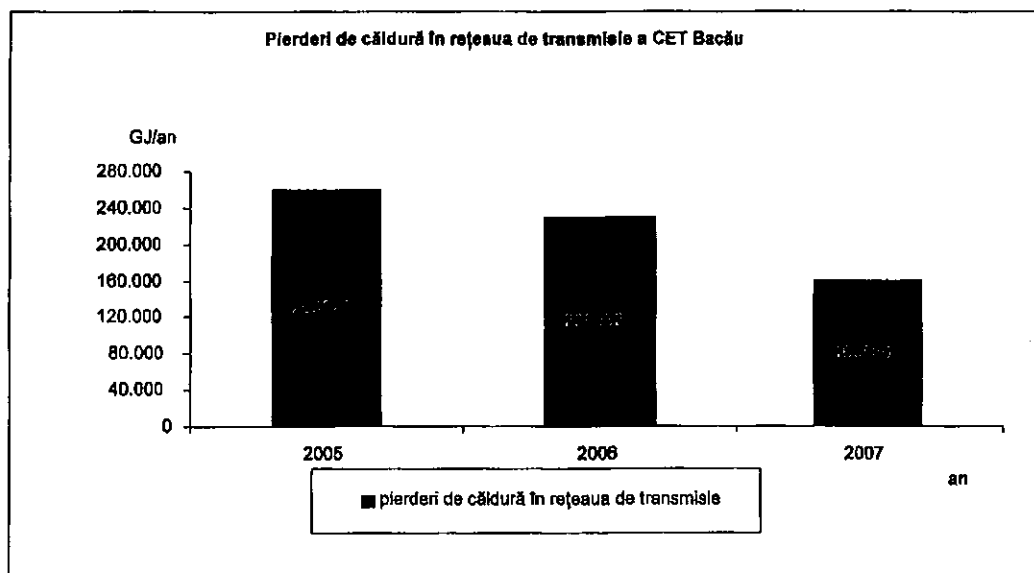
Nr. item	Diametru nominal (Dn)		Lungimea conductei		Lungime totală / tip conductă	Lungime totală / diametru
			De suprafață	Subterană		
	mm		m	m	m	m
1	1000	Clasică	5.296	0	5.296	8.274
		Cu preizolație	2.978	0	2.978	

Nr. Item	Diametru nominal (Dn)		Lungimea conductei		Lungime totală / tip conductă	Lungime totală / diametru
			De suprafață	Subterană		
	mm		m	m	m	m
2	800	Clasică	12.588	0	12.588	12.588
		Cu preizolație	0	0	0	
3	700	Clasică	7.078	2.268	9.346	9.346
		Cu preizolație	0	0	0	
4	600	Clasică	2.046	0	2.046	2.046
		Cu preizolație	0	0	0	
5	500	Clasică	1.210	6.388	7.598	7.598
		Cu preizolație	0	0	0	
6	400	Clasică	15.048	6.482	21.530	21.530
		Cu preizolație	0	0	0	
7	350	Clasică	3.744	3.252	6.996	6.996
		Cu preizolație	0	0	0	
8	300	Clasică	5.600	12.060	17.660	17.660
		Cu preizolație	0	0	0	
9	250	Clasică	1.164	11.236	12.400	12.400
		Cu preizolație	0	0	0	
10	200	Clasică	2.868	10.218	13.086	14.954
		Cu preizolație	0	1.868	1.868	
11	168	Clasică	760	780	1.540	1.860
		Cu preizolație	0	320	320	
12	150	Clasică	1.160	6.276	7.436	9.112
		Cu preizolație	0	1.676	1.676	
13	125	Clasică	0	588	588	5.426
		Cu preizolație	0	4.838	4.838	
14	100	Clasică	0	0	0	0
		Cu preizolație	0	0	0	
15	80	Clasică	404	0	404	1.254
		Cu preizolație	0	850	850	
<b>Lungimea totală a conductei</b>			<b>61.944</b>	<b>69.100</b>		<b>131.044</b>
Lungimea totală a circuitului			30.972	34.550		65.522

Sursă: SC CET Bacău

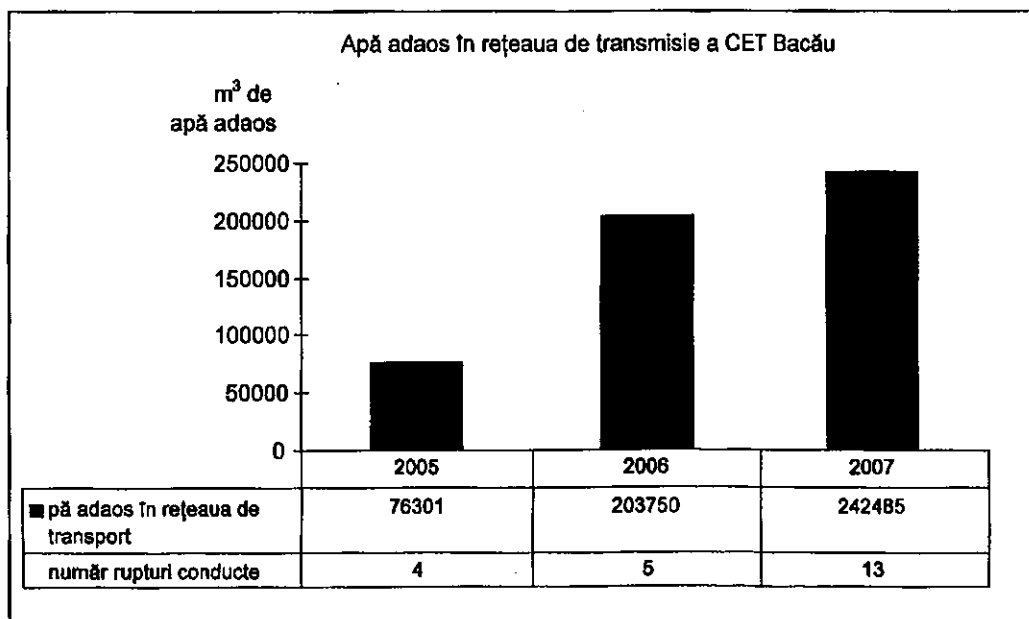
Există pierderi mari de căldură din rețea, atât din cauza unei izolații neadecvate cât și din cauza unei izolații umede (vezi Figura 2.10-21), precum și din cauza unei frecvențe mari de scurgeri și rupturi ale conductelor (vezi Figura 2.10-22).

**Figura 2.10-21. Pierderi de căldură din rețeaua de transport, 2005-2007**



Sursă: SC CET Bacău

**Figura 2.10-22. Cantitate de apă adaos consumată în rețeaua de transport, 2005-2007**



Sursă: SC CET Bacău

În ultimii trei ani a crescut cantitatea de apă adaos consumată precum și numărul de rupturi de conducte.

Din cauza descreșterii necesarului termic, consumul specific de energie pentru pompat a crescut în ultimii trei ani, după cum este prezentat în Tabelul 2.10-23.

**Tabel 2.10-23. Consum specific de energie pentru pompat**

Item	Nume	Unitate	Cantitate		
			2005	2006	2007
1	Apă fierbinte furnizată către rețeaua de transmisie	TJ/an	1.533	1.275	1.195
		MWh/an	425.883	354.241	331.891
2	Consum de energie electrică pentru pompat	MWh/an	7.519	8.772	8.491
3	Consum specific pentru pompat (item2/item1)	kWh/GJ	4,9	6,9	7,1
		kWh/MWh	17,7	24,8	25,6

Sursă: SC CET Bacău

### 2.10.3.2 Rețelele de distribuție

Rețeaua de distribuție este construită în general ca un sistem de patru conducte, cu patru conducte paralele, două (alimentare și retur) pentru circulația apei fierbinți pentru energia termică de la stația la clădirile individuale, și două conducte mai mici pentru furnizarea și recircularea apei calde menajere. Conducta de recirculare pentru apa caldă menajeră este în mod normal cea mai mică, proiectată pentru recircularea unei cantități mici de apă, suficientă pentru a asigura faptul că la intrarea în fiecare clădire există apă caldă menajeră și pe timp de noapte, când consumul este redus.

Până acum nu au fost realizate lucrări de reabilitare a conductelor de distribuție a energiei termice și a apei calde menajere. Întreaga rețea de distribuție conectată la centralele de cazane locale (sistemele „insulă”) este alcătuită din conducte clasice, pentru că nu s-a realizat înlocuirea acestora cu conducte preizolate nici pentru cele care furnizează energia termică nici cele care furnizează apa caldă menajeră.

Municipalitatea Bacău a cheltuit aproximativ 98.000 EUR pentru elaborarea studiilor de pre-fezabilitate și fezabilitate, a proiectului tehnic și a planșelor cu detaliile de execuție pentru reabilitarea rețelelor de distribuție conectate la cele trei stații. Licitația pentru contractarea prestatorului este în plină desfășurare.

Municipalitatea Bacău a alocat aproximativ 209.000 EUR pentru recircularea apei calde menajere.

Restul rețelei este învechit din punct de vedere tehnic, cu un nivel ridicat de pierderi de apă și căldură și costuri ridicate de întreținere. Principalele probleme care afectează funcționarea rețelei de distribuție sunt:

- starea tehnică a rețelei este necorespunzătoare: există un număr mare de conducte cu crăpături și scurgeri,
- o mare parte din conducte nu sunt suficient izolate,
- multe canale termice sunt inundate, pentru că, canalele existente nu asigură evacuarea apei în caz de defecțiuni sau inundații,
- izolația umedă cauzează pierderi mai mari de căldură și corodarea părții exterioare a conductelor,
- conductele de recirculare a apei calde menajere sunt inexistente sau scoase din funcțiune.

Majoritatea rețelelor de distribuție au fost date în folosință la începutul anilor 80. Lucrările de echipare sunt realizate pas cu pas, în funcție de posibilitățile financiare și condițiile locale de pe amplasament. Reabilitarea a început deja, prima prioritate fiind rețelele cele mai afectate (corodate).

Reabilitarea rețelelor de distribuție este realizată în principal prin montarea de noi conducte preizolate în canalele existente. Aceste canale sunt parțial demontate, adică o parte din pereți sunt demolați.

Nu există un termen fixat pentru finalizarea echipării rețelelor de transport cu conducte preizolate.

La reabilitarea sistemelor de distribuție se recomandă trecerea la un sistem de două conducte, opțiune preferată în vechile state membre UE 15, pentru că sistemul de patru conducte prezintă dezavantaje față de sistemul de două conducte, inclusiv:

- costuri investiționale mai ridicate,
- pierderi mai mari de căldură,
- costuri de întreținere mai ridicate,
- siguranță și calitate scăzută în ceea ce privește alimentarea cu energie termică și apă fierbinte.

Mărimea nominală a conductelor de încălzire din sistemul de distribuție variază între 50 până la 300 mm. Tabelul 2.10-24 prezintă o privire de ansamblu asupra alcătuirii conductelor de încălzire din rețeaua de distribuție în ceea ce privește mărimea, tipul (de suprafață/subteran) și tehnologia (clasică sau cu preizolație).

**Tabel 2.10-24. Alcătuirea conductelor de încălzire din rețelele de distribuție**

Nr. Item	Diametru exterior		Lungime totală / tip conductă	Lungime totală / diametru
	mm		m	m
1	Dn 57	Clasică	41.472	41.472
		Cu preizolație	0	
2	Dn 63	Clasică	36.064	36.064
		Cu preizolație	0	
3	Dn 70	Clasică	9.426	9.426
		Cu preizolație	0	
4	Dn 76	Clasică	47.486	47.486
		Cu preizolație	0	
5	Dn 83	Clasică	13.872	13.872
		Cu preizolație	0	
6	Dn 89	Clasică	30.917	30.984
		Cu preizolație	67	
7	Dn 102	Clasică	14.016	14.536
		Cu preizolație	520	
8	Dn 108	Clasică	13.960	13.960
		Cu preizolație	0	
9	Dn 114	Clasică	18.198	18.198

Nr. Item	Diametru exterior		Lungime totală / tip conductă	Lungime totală / diametru
	mm		m	m
		Cu preizolație	0	
10	Dn 121	Clasică	19.566	19.566
		Cu preizolație	0	
11	Dn 133	Clasică	46.626	46.968
		Cu preizolație	342	
12	Dn 146	Clasică	36.064	36.064
		Cu preizolație	0	
13	Dn 152	Clasică	11.276	11.276
		Cu preizolație	0	
14	Dn 168	Clasică	30.796	30.796
		Cu preizolație	0	
15	Dn 219	Clasică	24.157	24.157
		Cu preizolație	0	
16	Dn 273	Clasică	13.810	13.810
		Cu preizolație	0	
17	Dn 324	Clasică	620	620
		Cu preizolație	0	
<b>Lungimea totală a conductei pentru încălzire</b>				<b>409.255</b>
<b>Lungimea totală a circuitului pentru încălzire</b>				<b>204.628</b>

Sursă: SC CET Bacău

Diametrele conductelor din circuitul de apă caldă menajeră variază între 0,5 și 6 Inch. Tabelul 2.10-25 prezintă o privire de ansamblu asupra alcătuirii conductelor apă caldă menajeră din rețeaua de distribuție în ceea ce privește mărimea, tipul (de suprafață/subteran) și tehnologia (clasică sau cu preizolație).

**Tabel 2.10-25. Alcătuire conducte de apă caldă menajeră din rețelele de distribuție**

Nr. crt.	Diametru nominal		Lungime totală apă caldă / tip conductă	Lungime totală apă caldă / diametru	Lungime totală recirculare	Lungime totală apă caldă + recirculare / diametru
	mm		m	m	m	m
1	Dn ½"	Clasică	0	0	2.607	2.607
		Cu preizolație	0			
2	Dn ¾"	Clasică	2.607	2.607	19.143	21.750

Nr. crt.	Diametru nominal		Lungime totală apă caldă / tip conductă	Lungime totală apă caldă / diametru	Lungime totală recirculare	Lungime totală apă caldă + recirculare / diametru
	mm		m	m	m	m
		Cu preizolație	0			
3	Dn 1"	Clasică	19.143	19.143	18.517	37.660
		Cu preizolație	0			
4	Dn 1 ¼"	Clasică	18.336	18.517	39.612	58.129
		Cu preizolație	181			
5	Dn 1 ½"	Clasică	39.472	39.612	35.238	74.850
		Cu preizolație	140			
6	Dn 2"	Clasică	35.058	35.238	26.154	61.392
		Cu preizolație	180			
7	Dn 2 ½"	Clasică	26.154	26.154	21.018	47.172
		Cu preizolație	0			
8	Dn 3"	Clasică	21.018	21.018	9.472	30.490
		Cu preizolație	0			
9	Dn 4"	Clasică	9.472	9.472	550	10.022
		Cu preizolație	0			
10	Dn 5"	Clasică	550	550	180	730
		Cu preizolație	0			
11	Dn 6"	Clasică	180	180	0	180
		Cu preizolație	0			
<b>Lungimea totală a conductei pentru apă caldă menajeră</b>				<b>172.491</b>		
<b>Lungimea totală a conductei pentru recirculare</b>					<b>172.491</b>	
<b>Lungime totală circuit (apă caldă menajeră + recirculare)</b>						<b>344.982</b>

### Sisteme „insulă”

Rețelele de distribuție pentru centralele termice locale (sisteme „insulă”) asigură distribuția energiei termice (căldură și apă caldă menajeră) de la centralele termice locale la locuințe și instituții publice. Mărimea nominală a conductelor de încălzire din sistemul de distribuție „insulă” variază între 50 și 300 mm. Tabelul 2.10-26 prezintă o privire de ansamblu asupra alcătuirii conductelor de încălzire din rețeaua de distribuție în ceea ce privește mărimea, tipul (de suprafață/subteran) și tehnologia (clasică sau cu preizolație).



**Tabel 2.10-26. Alcătuirea conductelor de încălzire din rețelele de distribuție a sistemului „Insulă”**

Nr. Item	Diametru nominal		Lungime totală / tip conductă	Lungime totală / diametru
	mm		m	m
1	Dn 50	Clasică	2.592	2.592
		Cu preizolație	0	
2	Dn 65	Clasică	3.250	3.250
		Cu preizolație	0	
3	Dn 80	Clasică	6.616	6.616
		Cu preizolație	0	
7	Dn 100	Clasică	8.282	8.282
		Cu preizolație	0	
10	Dn 125	Clasică	5.212	5.212
		Cu preizolație	0	
11	Dn 150	Clasică	3.814	3.814
		Cu preizolație	0	
12	Dn 200	Clasică	3.420	3.420
		Cu preizolație	0	
13	Dn 300	Clasică	1.620	1.620
		Cu preizolație	0	
<b>Lungimea totală a conductei Pentru încălzire</b>				<b>34.806</b>
<b>Lungimea totală a circuitului Pentru încălzire</b>				<b>17403</b>

Sursă: SC CET Bacău

Diametrele conductelor din circuitul de apă caldă menajeră variază între 0,5 și 4 inch. Tabelul 2.10-27 prezintă o privire de ansamblu asupra alcătuirii conductelor apă caldă menajeră din rețeaua de distribuție în ceea ce privește mărimea, tipul (de suprafață/subteran) și tehnologia (clasică sau cu preizolație).

**Tabel 2.10-27. Alcătuirea conductelor de apă caldă menajeră din rețelele de distribuție a sistemului „Insulă”**

Nr. crt.	Diametru nominal		Lungime totală apă caldă / tip conductă	Lungime totală apă caldă / diametru	Lungime totală recirculare	Lungime totală apă caldă + recirculare / diametru
	mm		m	m	m	m
1	Dn ½"	Clasică	0	0	0	0

Nr. crt.	Diametru nominal		Lungime totală apă caldă / tip conductă	Lungime totală apă caldă / diametru	Lungime totală recirculare	Lungime totală apă caldă + recirculare / diametru
	mm		m	m	m	m
		Cu preizolație	0			
2	Dn ¾"	Clasică	0	0	406	406
		Cu preizolație	0			
3	Dn 1"	Clasică	406	406	58	464
		Cu preizolație	0			
4	Dn 1 ¼"	Clasică	58	58	1.690	1.748
		Cu preizolație	0			
5	Dn 1 ½"	Clasică	1.690	1.690	3.378	5.068
		Cu preizolație	0			
6	Dn 2"	Clasică	3.378	3.378	3.424	6.802
		Cu preizolație	0			
7	Dn 2 ½"	Clasică	3.424	3.424	4.406	7.830
		Cu preizolație	0			
8	Dn 3"	Clasică	4.406	4.406	4.522	8.928
		Cu preizolație	0			
9	Dn 4"	Clasică	4.522	4.522	0	4.522
		Cu preizolație	0			
		Cu preizolație	0			
<b>Lungimea totală a conductei pentru apă caldă menajeră</b>				<b>17.884</b>		
<b>Lungimea totală a conductei pentru recirculare</b>					<b>17.884</b>	
<b>Lungime totală circuit (apă caldă menajeră + recirculare)</b>						<b>35.768</b>

Sursă: SC CET Bacău

#### 2.10.4. Substații

Vechile substații din Bacău sunt echipate cu schimbătoare de căldură tubulare pentru energie termică și apă caldă menajeră. Există și rezervoare pentru apă caldă menajeră în vederea asigurării de apă caldă menajeră suficientă la sarcină de vârf.

Pomparea este necesară doar pentru circulația apei fierbinți pentru încălzire și pentru recircularea unei cantități mici de apă caldă menajeră. Apa caldă menajeră este transportată la consumatori cu ajutorul presiunii care vine din rețeaua de apă caldă menajeră.

Apa adaos este injectată în rețeaua de distribuție cu ajutorul unei instalații ce constă în rezervoare pentru apă adaos și pompe de injecție.

În 2006 au fost reabilitate 34 de substații, în 2007 au fost reabilitate 17 iar alte 3 substații încă trebuie reabilitate. Municipality Bacău a investit în reabilitarea substațiilor o sumă totală de aproximativ 4,2 MEUR.

Au fost realizate următoarele lucrări de reabilitare la substații:

- instalarea de schimbătoare de căldură cu plăci, atât pentru căldură cât și pentru apă caldă menajeră în 54 de substații;
- înlocuirea pompelor de circulare cu pompe cu variatoare de viteză cu consum redus de energie în 54 de substații;
- înlocuirea hidrofoarelor în 23 de substații pentru a asigura presiunea necesară pentru apa caldă menajeră în clădirile înalte;
- înlocuirea instalației electrice în toate substațiile;
- instalarea de sisteme pentru control automat și central al operării din sediul din CET Bacău în 54 de substații.

În toate substațiile renovate se instalează contoare de energie termică.

#### **2.10.5. Centrale locale de termoficare**

În vederea creșterii eficienței energetice, cazanele pe gaz existente în sistemele „Insulă” vor trebui renovate/înlocuite. Compania de termoficare este responsabilă cu operarea și întreținerea acestor cazane pe gaz.

Din cele 20 de centrale de cazane locale menționate anterior, câteva au fost transformate în substații sau au fost închise. CET Bacău operează 10 centrale de cazane locale, din care 1 este modernizată și 9 trebuie reabilitate. Din aceste centrale de cazane locale, 4 ar putea fi conectate direct, prin intermediul unui sistem de două conducte, la rețeaua de transmisie (CT 4/6 9 Mai, CT 3/2 Mărășești, CT Primărie și CT 3/5 Mihai Viteazul).

#### **2.10.6. Instalațiile consumatorilor**

Suprafețele încălzite din clădiri (blocuri, locuințe individuale, clădiri publice etc) sunt încălzite cu calorifere dimensionate potrivit standardelor în vigoare. Sistemul intern de distribuție de energie termică (pentru energie termică furnizată de substații sau de instalații de cazane locale cu ardere pe gaz) este un sistem de două conducte, cu distribuție orizontală în subsolurile clădirilor sau din canalul de termoficare (canal conductă de beton) cu coloane verticale până la ultimul etaj.

Legătura între sistemul de distribuție de căldură și rețeaua de distribuție de energie termică este realizată direct cu sau fără supape de închidere. Acest punct reprezintă și limita de proprietate între sistemul de termoficare și instalațiile în proprietatea asociațiilor de proprietari. Contoarele de căldură sunt instalate la punctele de separare, astfel, fiecare clădire are propriul contor de căldură. Conductele orizontale de distribuție din subsol sunt izolate cu vată minerală și protejate cu placă de bitum, separat (conducte de alimentare și de retur) sau împreună. Sistemul de distribuție de energie termică este echipat cu supape de evacuare utilizate în cazul unor reparații sau lucrări de instalație. Apa din instalație este evacuată în rețeaua existentă de canalizare.

Caloriferele sunt alimentate cu apă caldă de sistemul vertical de două conducte din subsol (coloane). Coloanele nu sunt izolate și sunt vizibile în spațiile încălzite (nu sunt clădite în pereți). Caloriferele sunt conectate prin conducte orizontale la coloanele de căldură. Majoritatea caloriferelor existente sunt fabricate din fontă (model vechi) sau oțel (model nou). Rezervoarele de aerare sunt instalate în partea superioară a clădirilor, aerul este eliminat prin supape de aerare.

Întregul sistem de termoficare funcționează pe debit constant. Caloriferele nu au supape de termostat ci doar supape pentru control manual, din care multe nu mai funcționează. În plus, capacitatea reală de căldură a caloriferelor este în mod normal redusă cu 15-20% în comparație cu capacitatea proiectată din cauza unor sedimente de minerale sau noroi. Principalele consecințe negative sunt următoarele:

- discomfort pentru locuitori din cauza temperaturilor fluctuante în zonele de locuit,
- temperaturi de retur crescute care duc la o eficiență mai mică la sursa de producere a căldurii,
- consum mare de căldură din cauza temperaturilor mai mari decât cele necesare în zonele de locuit.

Conductele de termoficare sunt golite pe perioada sezonului de vară și sunt reumplute înainte de începerea sezonului de termoficare. În majoritatea cazurilor, sistemul este reumplut cu apă netrată ceea ce duce la ruginită rapidă și depunere de sedimente.

La sfârșitul anului 2007, sistemul de termoficare a avut următorul număr de consumatori:

- 25.383 locuințe;
- 64 instituții publice;
- 8 servicii.

Toate clădirile sunt dotate cu contoare de energie termică. În plus, la toate apartamentele există contoare pentru consumul de apă caldă menajeră (100%). Investițiile totale în contorizarea energiei termice se ridică la aproximativ 1,4 MEUR.

### Conclusions

Există următoarele puncte slabe în ceea ce privește instalațiile consumatorilor:

- capacitate scăzută a caloriferelor (între 80-85% din capacitatea proiectată),
- discomfort pentru locuitori din cauza temperaturilor fluctuante în zonele de locuit,
- rugină și sedimentare din cauza utilizării apei netratate pentru reumplerea instalațiilor consumatorilor (la începutul fiecărui sezon rece și la fiecare reparare neplanificată a sistemului),
- lipsa contoarelor individuale și a sistemului de facturare pe bază de normă nu încurajează măsurile individuale pentru economisirea de energie și duce la facturi de energie termică necorespunzătoare (contoare doar la blocuri),
- majoritatea clădirilor cu mai multe etaje sunt vechi de mai mult de 20 de ani și conductele existente sunt în stare proastă ducând frecvent la reparații neplanificate.

### 2.10.7. Eficiența energetică în clădiri

România se numără printre țările UE cu potențial ridicat de a realiza economisire de energie la nivel de consumator. Consumul mediu de energie termică (încălzirea spațiului și apă caldă menajeră) pentru clădirile din România pe an este de aproximativ 200 kWh/m<sup>2</sup> în cazul clădirilor cu mai multe etaje. Această valoare este cu aproximativ 60-70% mai mare decât valorile similare din alte țări UE 15 (Europa de Vest) amplasate în zone cu climat asemănător. Consumul ridicat de energie termică se datorează în principal:

- pierderilor mari de energie termică din cauza unei performanțe termice slabe a învelișului clădirii,
- supra-consum din cauza lipsei de stimulente pentru economisirea de energie (contorizarea și facturarea consumului individual redus),
- supraîncălzire din cauza lipsei supapelor de termostat,
- consum excesiv de apă caldă menajeră din cauza lipsei recirculării apei calde menajere.

Tabelul 2.10-15 prezintă consumul de energie termică (apă fierbinte și încălzire) pentru ultimii trei ani comparat cu mărimea suprafeței încălzite a clădirilor conectate la sistemul de termoficare, exprimat și sub formă de intensitate a căldurii (GJ/100 m<sup>2</sup>).

	Unitate	2005	2006	2007
Energie vândută către consumatori sub formă de apă fierbinte	GJ/y	1.158.000	1.026.000	871.000
Suprafață de clădire încălzită	m <sup>2</sup>	2.144.000	2.076.000	1.929.000
Intensitate termică	GJ/100 m <sup>2</sup>	54,0	49,4	45,2

**Tabel 2.10-28. Suprafața încălzită a clădirilor conectate la sistemul de termoficare și intensitatea termică.**

Sursă: SC CET Bacău

După cum se vede, suprafața de clădire încălzită scade cu fiecare an. Descreșterea este rezultatul deconectărilor de la rețelele de termoficare. În plus, intensitatea termică a crescut cu aproximativ 16% în ultimii trei ani. Descreșterea intensității căldurii se datorează în principal diferențelor climatice (iarna lui 2007 a fost mai caldă decât cea a lui 2005). În afară de diferențele climatice, declinul se datorează și îmbunătățirilor clădirilor din punctul de vedere al eficienței energetice și modernizării substațiilor.

Intensitatea termică a clădirilor conectate la sistemul de termoficare în Bacău în 2007 (aproximativ 45 GJ/100 m<sup>2</sup>) este cu puțin mai mică decât media la nivel de țară. Aceasta poate avea legătură în general atât cu fluctuațiile de sezon/anuale cât și cu condițiile climatice. Un alt motiv ar fi instalarea de contoare de căldură la nivel de scară în toate blocurile. Mai mult, Municipality Bacău a început investițiile pentru reabilitarea termică a clădirilor, după cum urmează:

- izolarea termică a 69 de blocuri (38 în 2007 și 31 în 2008), inclusiv acoperirea cu izolație termică, înlocuirea geamurilor, întreaga reabilitare a subsolurilor și fațadelor;
- distribuția orizontală a energiei termice și alimentare cu apă caldă menajeră și instalarea de contoare de căldură individuale la nivel de apartament în 23 de scări de bloc.

Investițiile totale realizate de Municipality Bacău pentru reabilitarea clădirilor însumează 184.000 EUR. Este clar că există un potențial pentru realizarea de economisire privind energia la nivel de clădire. O reducere de 30% a intensității pe durata perioadei de planificare este o țintă realistă.

### 3.1. Rezumat

Proiecțiile socio-economice sunt toate realizate în prețuri fixe (în termeni reali). Acestea se bazează pe ipotezele că regiunea și municipalitatea reprezintă un procent constant din întreaga populație a României. Proiecțiile macro-economice aplică un scenariu pesimist, unul optimist și unul echilibrat, cu rate de creștere de 3%, 8% și 5.5% p.a. Proiecțiile privind creșterea salariului și a venitului pe gospodărie sunt asemănătoare ratelor de creștere economică generală, în termeni reali.

Proiecțiile privind necesarul termic sunt descrise în Capitolul 3.4. Pierderile în procesul de producție și în rețelele de transmisie și distribuție sunt reduse o dată cu investițiile.

### 3.2. Metodologie și ipoteze

Fiecare serie de timp utilizează anul 2007 drept an de bază și înregistrează cifra reală din acest an. Proiecțiile aplică anumiți factori de creștere. Creșterea populației: -0.2% p.a., creștere economică: 3%, 8% și 5.5% p.a. pentru scenariile pesimist, optimist și respectiv echilibrat. Șomaj: 10% pentru scenariul pesimist și 4% și 7% pentru scenariul optimist și echilibrat. Nivelele de salarii nete și de venit pe gospodărie au fost stabilite în Secțiunea 2.5, iar proiecțiile din Secțiunea 3.3 duc mai departe veniturile de la nivelul lor în 2007, în termeni reali. Proiecțiile privind necesarul termic sunt estimate pe baza proiecțiilor privind dezvoltarea pieței și a economisirilor de energie.

### 3.3. Proiecții socio-economice

#### Populația și macro-economia

Se estimează că populația României va continua tendința din anii precedenți, de o rată de creștere de **minus 0.2% p.a.** de-a lungul întregii perioade de planificare. Se presupune că Bacău va urma aceeași tendință (Tabel 3.3-1).

**Tabel 3.3-1: Proiecția populației în România și Bacău, 2003-2028.**

An	Real, proiectat	România, populație, mil	Bacău, populație, persoane	Bacău, procent din România
2003	Real	21.734	308,019	1.42%
2004	Real	21.673	307,265	1.42%
2005	Real	21.624	303,640	1.40%
2006	Real	21.581	303,224	1.41%
2007	Real	21.538	307,347	1.43%
2008	Proiectat	21.495	306,733	1.43%
2009	Proiectat	21.452	306,120	1.43%
2010	Proiectat	21.409	305,506	1.43%
2011	Proiectat	21.366	304,893	1.43%
2012	Proiectat	21.323	304,279	1.43%
2013	Proiectat	21.281	303,680	1.43%
2014	Proiectat	21.238	303,066	1.43%
2015	Proiectat	21.196	302,467	1.43%
2016	Proiectat	21.153	301,853	1.43%
2017	Proiectat	21.111	301,254	1.43%
2018	Proiectat	21.069	300,654	1.43%
2019	Proiectat	21.027	300,055	1.43%
2020	Proiectat	20.985	299,456	1.43%
2021	Proiectat	20.943	298,856	1.43%
2022	Proiectat	20.901	298,257	1.43%
2023	Proiectat	20.859	297,658	1.43%
2024	Proiectat	20.817	297,058	1.43%
2025	Proiectat	20.776	296,473	1.43%
2026	Proiectat	20.734	295,874	1.43%

An	Real, proiectat	România, populație, mil	Bacău, populație, persoane	Bacău, procent din România
2027	Proiectat	20.693	295,289	1.43%
2028	Proiectat	20.651	294,690	1.43%

Surse: Anuarul Statistic al României 2006, www.insse.ro

În ultimii 5 ani, rata reală de creștere a fost între 4.1 și 8.4 % p.a. Se presupune că această rată de creștere continuă pe măsură ce țara se integrează în economia UE.

În concordanța cu Strategia Energetică din România 2007-2020<sup>1</sup> se presupune că viitoarea creștere economică se va ridica la în jurul a 5.5% p.a. și va rămâne în jurul a 3-8% p.a. Scenariul pesimist este definit ca o rată de creștere constantă de 3% p.a., în timp ce scenariul optimist are o rată de creștere de 8% p.a. Scenariul echilibrat este definit ca o rată de creștere de 5.5% p.a. Cele trei scenarii sunt prezentate în Tabelele 3.3-2-3.3-4, pentru media din România și pentru Regiunea de Dezvoltare Nord-Est în care se găsește Bacău.

**Tabel 3.3-2: Proiecție privind creșterea economică, România și Regiunea de Dezvoltare Nord-Est, 2003-2028. Scenariu pesimist (rată de creștere = 3% p.a.)**

An	Real, proiectat	România, PIB per capita, RON	România, PIB per capita, EUR	Regiunea de Dezvoltare Nord-Est, PIB per capita, RON	Regiunea de Dezvoltare Nord-Est, PIB per capita, EUR	Regiunea de Dezvoltare Nord-Est, procent din România
		<b>Prețuri actuale</b>				
2003	Real	9,106	2,422			
2004	Real	11,372	2,804			
2005	Real	13,333	3,683			
2006	Real	15,963	4,535			
2007	Real	18,736	5,810	13,027	3,680	69%
<b>Factor de creștere</b>	<b>1.03</b>	<b>Prețuri fixe (2007)</b>				
2008	Proiectat	19,298	5,778	13,418	3,790	69%
2009	Proiectat	19,877	5,952	13,820	3,904	69%
2010	Proiectat	20,473	6,130	14,235	4,021	69%
2011	Proiectat	21,088	6,314	14,662	4,142	69%
2012	Proiectat	21,720	6,504	15,102	4,266	69%
2013	Proiectat	22,372	6,699	15,555	4,394	69%
2014	Proiectat	23,043	6,900	16,022	4,526	69%
2015	Proiectat	23,734	7,107	16,502	4,662	69%
2016	Proiectat	24,446	7,320	16,997	4,801	69%
2017	Proiectat	25,180	7,539	17,507	4,946	69%
2018	Proiectat	25,935	7,766	18,032	5,094	69%
2019	Proiectat	26,713	7,999	18,573	5,247	69%
2020	Proiectat	27,514	8,238	19,131	5,404	69%
2021	Proiectat	28,340	8,486	19,705	5,566	69%
2022	Proiectat	29,190	8,740	20,296	5,733	69%
2023	Proiectat	30,066	9,002	20,905	5,905	69%
2024	Proiectat	30,968	9,272	21,532	6,082	69%
2025	Proiectat	31,897	9,551	22,178	6,265	69%

<sup>1</sup> Strategia Energetică a României, 2007-2020, pagina 16, tabel 4.1.

An	Real, proiectat	România, PIB per capita, RON	România, PIB per capita, EUR	Regiunea de Dezvoltare Nord-Est, PIB per capita, RON	Regiunea de Dezvoltare Nord-Est, PIB per capita, EUR	Regiunea de Dezvoltare Nord-Est, procent din România
		<b>Prețuri actuale</b>				
2026	Proiectat	32,854	9,837	22,843	6,453	69%
2027	Proiectat	33,839	10,132	23,528	6,646	69%
2028	Proiectat	34,854	10,436	24,234	6,846	69%

Surse: The Economist Intelligence Unit, Profil de țară, România; Statistici.

**Tabel 3.3-3: Proiecția creșterii economice, România și Regiunea de Dezvoltare Nord-Est, 2003-2028. Scenariu optimist (rată de creștere = 8% p.a.).**

An	Real, proiectat	România, PIB per capita, RON	România, PIB per capita, EUR	Regiunea de Dezvoltare Nord-Est, PIB per capita, RON	Regiunea de Dezvoltare Nord-Est, PIB per capita, EUR	Regiunea de Dezvoltare Nord-Est, procent din România
		<b>Prețuri actuale</b>				
2003	Real	9,106	2,422			
2004	Real	11,372	2,804			
2005	Real	13,333	3,683			
2006	Real	15,963	4,535			
2007	Real	18,736	5,610	13,027	3,680	69%
<b>Factor de creștere</b>	<b>1.08</b>	<b>Prețuri fixe (2007)</b>				
2008	Proiectat	20,235	6,059	14,069	3,974	69%
2009	Proiectat	21,854	6,544	15,195	4,292	69%
2010	Proiectat	23,602	7,067	16,410	4,636	69%
2011	Proiectat	25,490	7,632	17,723	5,007	69%
2012	Proiectat	27,529	8,243	19,141	5,407	69%
2013	Proiectat	29,732	8,902	20,672	5,840	69%
2014	Proiectat	32,110	9,615	22,326	6,307	69%
2015	Proiectat	34,679	10,384	24,112	6,811	69%
2016	Proiectat	37,453	11,214	26,041	7,356	69%
2017	Proiectat	40,450	12,112	28,124	7,945	69%
2018	Proiectat	43,686	13,080	30,374	8,580	69%
2019	Proiectat	47,180	14,127	32,804	9,267	69%
2020	Proiectat	50,955	15,257	35,429	10,008	69%
2021	Proiectat	55,031	16,478	38,263	10,809	69%
2022	Proiectat	59,434	17,796	41,324	11,673	69%
2023	Proiectat	64,188	19,220	44,630	12,607	69%
2024	Proiectat	69,324	20,757	48,200	13,616	69%
2025	Proiectat	74,869	22,418	52,056	14,705	69%
2026	Proiectat	80,859	24,211	56,221	15,882	69%
2027	Proiectat	87,328	26,148	60,718	17,152	69%
2028	Proiectat	94,314	28,240	65,576	18,524	69%

Surse: The Economist Intelligence Unit, Profil de țară, România; Statistici.



**Tabel 3.3-4: Proiecția creșterii economice, România și Regiunea de Dezvoltare Nord-Est, 2003-2028. Scenariu echilibrat (rată de creștere = 5.5 p.a.).**

An	Real, proiectat	România, PIB per capita, RON	România, PIB per capita, EUR	Regiunea de Dezvoltare Nord-Est, PIB per capita, RON	Regiunea de Dezvoltare Nord-Est, PIB per capita, EUR	Regiunea de Dezvoltare Nord-Est, procent din România
		<b>Prețuri actuale</b>				
2003	Real	9,106	2,422			
2004	Real	11,372	2,804			
2005	Real	13,333	3,683			
2006	Real	15,963	4,535			
2007	Real	18,736	5,610	13,027	3,680	69%
<b>Factor de creștere</b>	<b>1.055</b>	<b>Prețuri fixe (2007)</b>				
2008	Proiectat	19,298	5,778	13,743	3,882	69%
2009	Proiectat	20,359	6,096	14,499	4,096	69%
2010	Proiectat	21,479	6,431	15,297	4,321	69%
2011	Proiectat	22,661	6,785	16,138	4,559	69%
2012	Proiectat	23,907	7,158	17,026	4,810	69%
2013	Proiectat	25,222	7,552	17,962	5,074	69%
2014	Proiectat	26,609	7,967	18,950	5,353	69%
2015	Proiectat	28,072	8,405	19,992	5,648	69%
2016	Proiectat	29,616	8,867	21,092	5,958	69%
2017	Proiectat	31,245	9,355	22,252	6,286	69%
2018	Proiectat	32,964	9,870	23,476	6,632	69%
2019	Proiectat	34,777	10,412	24,767	6,996	69%
2020	Proiectat	36,690	10,985	26,129	7,381	69%
2021	Proiectat	38,707	11,589	27,566	7,787	69%
2022	Proiectat	40,836	12,227	29,082	8,215	69%
2023	Proiectat	43,082	12,899	30,682	8,667	69%
2024	Proiectat	45,452	13,609	32,370	9,144	69%
2025	Proiectat	47,952	14,357	34,150	9,647	69%
2026	Proiectat	50,589	15,147	36,028	10,177	69%
2027	Proiectat	53,371	15,980	38,010	10,737	69%
2028	Proiectat	56,307	16,859	40,100	11,328	69%

Surse: The Economist Intelligence Unit, Profil de țară, România; Statistici.

În ultimii ani, economia României s-a bucurat de un infux net de investiții directe din străinătate de 5-10 miliarde EUR pe an. În paralel, țara a trecut printr-un deficit anual al balanței actuale de plăți de 7-17 miliarde de EUR. Se estimează că acest model va continua în viitor, reflectând locația unităților de producție a companiilor străine care utilizează diferența dintre productivitate și renumerare a forței de muncă locale.

Nu au fost disponibile date pentru FDI în Bacău și nu au fost făcute proiecții pentru acest indicator.

În perioada 2002-2007, rata inflației naționale a scăzut de la 22.5% p.a. la 5.0% înainte de ultima creștere a prețurilor petrolului și a utilităților care au dus la o nouă creștere a ratelor inflației. Guvernul

României și-a exprimat intenția de a trece la moneda Euro (poate în 2014). Dacă acesta ar fi cazul, se crede că rata inflației ar putea fi menținută la un nivel constant, având în vedere faptul că trecerea la moneda Euro va determina Guvernul României să urmeze o politică economică mai puțin expansivă într-o încercare de a restabili balanțele fundamentale prin reducerea deficitului balanței de plăți. Dacă o astfel de politică este încununată de succes, aceasta va contribui și la menținerea cursului de schimb valutar Leu românesc – Euro într-un cadru restrâns, dacă nu se va fixa din prima pe Euro. Dacă dezechilibrele persistă, trecerea la moneda Euro poate fi amânată, rezultând probabil într-o rată a inflației mai mare care depinde de importuri și cererea națională.

Datorită faptului că Master Planul operează pe costuri fixe, **nu sunt incluse proiecții privind inflația.**

Proiecția șomajului, Tabel 3.3-5, este dată pentru a ilustra diferența dintre media națională și orașul Bacău.

**Tabel 3.3-5: Proiecția șomajului, România și Bacău. Scenariile pesimist, optimist și echilibrat**

An	Real, proiectat	România			Bacău		
2003	Real	NA			NA		
2004	Real	NA			NA		
2005	Real	7,2%			2.67%		
2006	Real	7,3%			1.6%		
2007	Real	6.5%			1.1% *)		
		<b>Pesimist</b>	<b>Optimist</b>	<b>Echilibrat</b>	<b>Pesimist</b>	<b>Optimist</b>	<b>Echilibrat</b>
2008 - 2028	Proiectat	10%	4%	7%	5%	1%	3%

Sursă: România: Eurostat, Februarie 2008.

\*) Estimare.

În ultimii ani, rata șomajului în România a fost în jur de 6-7% din forța de muncă, fiind semnificativ mai mică în zonele urbane și mai mare în zonele rurale. Atâta vreme cât nivelul general al salariului în România rămâne relativ scăzut, iar cererea de produse din România rămâne constantă sau crește, rata șomajului ar putea descrește în continuare.

În Bacău, rata înregistrată a șomajului este de 1-3% din populația activă din punct de vedere economic. Această rată este foarte scăzută și se crede că se datorează șomajului ascuns sau neînregistrării unor personaje care nu au loc de muncă.

În scenariul pesimist, rata șomajului ar putea crește la 10% din forța de muncă, în timp ce în scenariul optimist, rata șomajului ar putea scădea la 4%. În scenariul echilibrat, rata șomajului se estimează că va rămâne la 7%.

Pentru Bacău, în scenariul echilibrat se estimează că rata șomajului este de 3%, în timp ce în scenariile pesimist și optimist, ratele șomajului sunt estimate a fi la 5% respectiv la 1%.

Se estimează că în termen real salariile vor crește în același timp cu creșterea economică, adică cu 3%, 5,5% sau 8% p.a. după cum este ilustrat în Tabelul 3.3-6.

**Tabel 3.3-6: Proiecția salariilor (salarii nete), România și Bacău, 2003-2028. Scenariile pesimist, optimist și echilibrat, RON pe lună.**

An	Real, proiectat				Județul Bacău		
		România			Pesimist	Optimist	Echilibrat
2003	Real	484			480		
2004	Real	599			587		
2005	Real	746			718		
2006	Real	862			845		
2007	Real	1,043			1023*)		
		<b>Pesimist</b>	<b>Optimist</b>	<b>Echilibrat</b>	<b>Pesimist</b>	<b>Optimist</b>	<b>Echilibrat</b>
		<b>1.03</b>	<b>1.08</b>	<b>1.055</b>	<b>1.03</b>	<b>1.08</b>	<b>1.055</b>
2008	Proiectat	1074	1126	1100	1054	1105	1079
2009	Proiectat	1107	1217	1161	1085	1193	1139
2010	Proiectat	1140	1314	1225	1118	1289	1201
2011	Proiectat	1174	1419	1292	1151	1392	1267
2012	Proiectat	1209	1533	1363	1186	1503	1337
2013	Proiectat	1245	1655	1438	1222	1623	1411
2014	Proiectat	1283	1788	1517	1258	1753	1488
2015	Proiectat	1321	1931	1601	1296	1894	1570
2016	Proiectat	1361	2085	1689	1335	2045	1656
2017	Proiectat	1402	2252	1782	1375	2209	1747
2018	Proiectat	1444	2432	1880	1416	2385	1844
2019	Proiectat	1487	2626	1983	1459	2576	1945
2020	Proiectat	1532	2837	2092	1502	2782	2052
2021	Proiectat	1578	3063	2207	1547	3005	2165
2022	Proiectat	1625	3309	2328	1594	3245	2284
2023	Proiectat	1674	3573	2457	1642	3505	2409
2024	Proiectat	1724	3859	2592	1691	3785	2542
2025	Proiectat	1776	4168	2734	1742	4088	2682
2026	Proiectat	1829	4501	2885	1794	4415	2829
2027	Proiectat	1884	4861	3043	1848	4768	2985
2028	Proiectat	1940	5250	3211	1903	5150	3149

Surse: [www.insse.ro](http://www.insse.ro)

Notă: \*): Estimare.

Se estimează că veniturile brute pe gospodărie vor crește în același timp cu tendința de creștere economică. Acest fapt este ilustrat în Tabelele 3.3-7 - 3.3-9 ce descriu decila de venit mediu și decila de venit cel mai mic.

**Tabel 3.3-7: Venit brut pe gospodărie, decilă medie și de venit # 1, Nivel național și Bacău, 2005-2028. Scenariu pesimist. Prețuri fixe pentru anul 2007.**

An	Medie națională	Decila națională # 1, RON pe lună pe gospodărie	Bacău, medie	Bacău, Decila # 1, RON pe lună pe gospodărie	Bacău procent din media națională
	<b>RON pe lună pe gospodărie</b>		<b>RON pe lună pe gospodărie</b>		
	<b>Istoric</b>				
2005	1,212	587	1024	491	85%
2006	1,386	671	1177	565	85%
2007	1,697	822	1442	692	85%

	<b>Proiecții</b>				
	<b>1.03</b>	<b>1.03</b>	<b>1.03</b>	<b>1.03</b>	<b>1.03</b>
2008	1,714	830	1,456	699	85%
2009	1,731	839	1,471	706	85%
2010	1,748	847	1,486	713	85%
2011	1,766	855	1,501	720	85%
2012	1,784	864	1,516	727	85%
2013	1,801	873	1,531	735	85%
2014	1,819	881	1,546	742	85%
2015	1,838	890	1,561	749	85%
2016	1,856	899	1,577	757	85%
2017	1,875	908	1,593	764	85%
2018	1,893	917	1,609	772	85%
2019	1,912	926	1,625	780	85%
2020	1,931	936	1,641	788	85%
2021	1,951	945	1,658	795	85%
2022	1,970	954	1,674	803	85%
2023	1,990	964	1,691	811	85%
2024	2,010	973	1,708	820	85%
2025	2,030	983	1,725	828	85%
2026	2,050	993	1,742	836	85%
2027	2,071	1,003	1,760	844	85%

Sursă: Informații privind Regiunea de Dezvoltare Nord-Est, PIB per capita

**Tabel 3.3-8: Venit brut pe gospodărie, decilă medie și de venit # 1, Nivel național și Bacău, 2005-2028. Scenariu optimist. Prețuri fixe pentru anul 2007.**

<b>An</b>	<b>Medie națională, RON pe lună pe gospodărie</b>	<b>Decila națională # 1, RON pe lună pe gospodărie</b>	<b>Bacău, medie, RON pe lună pe gospodărie</b>	<b>Bacău, Decila # 1, RON pe lună pe gospodărie</b>	<b>Bacău procent din media națională</b>
	<b>Istoric</b>				
2005	1,212	587	1024	491	85%
2006	1,386	671	1177	565	85%
2007	1,697	822	1442	692	85%
	<b>Proiecții</b>				
	<b>1.08</b>	<b>1.08</b>	<b>1.08</b>	<b>1.08</b>	<b>1.08</b>
2008	1,782	863	1,514	727	85%
2009	1,871	906	1,590	763	85%
2010	1,964	952	1,669	801	85%
2011	2,063	999	1,753	841	85%
2012	2,166	1,049	1,840	883	85%
2013	2,274	1,102	1,932	927	85%
2014	2,388	1,157	2,029	974	85%
2015	2,507	1,214	2,130	1,022	85%
2016	2,633	1,275	2,237	1,074	85%
2017	2,764	1,339	2,349	1,127	85%
2018	2,902	1,406	2,466	1,184	85%
2019	3,048	1,476	2,590	1,243	85%
2020	3,200	1,550	2,719	1,305	85%
2021	3,360	1,628	2,855	1,370	85%
2022	3,528	1,709	2,998	1,439	85%
2023	3,704	1,794	3,148	1,511	85%
2024	3,890	1,884	3,305	1,586	85%
2025	4,084	1,978	3,470	1,665	85%
2026	4,288	2,077	3,644	1,749	85%
2027	4,503	2,181	3,826	1,836	85%
2028	4,728	2,290	4,017	1,928	85%

Sursă: Informații privind Regiunea de Dezvoltare Nord-Est, PIB per capita

**Tabel 3.3-9: Venit brut pe gospodărie, decilă medie și de venit # 1, Nivel național și Bacău, 2005-2028. Scenariu echilibrat. Prețuri fixe pentru anul 2007.**

An	Medie națională, RON pe lună pe gospodărie	Decila națională # 1, RON pe lună pe gospodărie	Bacău, medie, RON pe lună pe gospodărie	Bacău, Decila # 1, RON pe lună pe gospodărie	Bacău procent din media națională
	<b>Istoric</b>				
2005	1,212	587	1024	491	85%
2006	1,386	671	1177	565	85%
2007	1,697	822	1442	692	85%
	<b>Proiecții</b>				
	<b>1.055</b>	<b>1.055</b>	<b>1.055</b>	<b>1.055</b>	<b>1.055</b>
2008	1,748	847	1,485	713	85%
2009	1,800	872	1,530	734	85%
2010	1,854	898	1,576	756	85%
2011	1,910	925	1,623	779	85%
2012	1,967	953	1,672	802	85%
2013	2,026	982	1,722	826	85%
2014	2,087	1,011	1,773	851	85%
2015	2,150	1,041	1,827	877	85%
2016	2,214	1,073	1,881	903	85%
2017	2,281	1,105	1,938	930	85%
2018	2,349	1,138	1,996	958	85%
2019	2,420	1,172	2,056	987	85%
2020	2,492	1,207	2,118	1,016	85%
2021	2,567	1,243	2,181	1,047	85%
2022	2,644	1,281	2,247	1,078	85%
2023	2,723	1,319	2,314	1,110	85%
2024	2,805	1,359	2,383	1,144	85%
2025	2,889	1,399	2,455	1,178	85%
2026	2,976	1,441	2,529	1,213	85%
2027	3,065	1,485	2,604	1,250	85%
2028	3,157	1,529	2,683	1,287	85%

Sursă: Informații privind Regiunea de Dezvoltare Nord-Est, PIB per capita

### 3.4. Proiecția necesarului termic

#### 3.4.1. Introducere

Pe baza datelor privind situația actuală (Capitolul 2), rezultatele proiecțiilor socio-economice (Capitolul 3.3) și întâlnirile cu SC CET Bacău și Municipality Bacău a fost realizată o proiecție a necesarului termic viitor pentru 2009-2028. Au fost luate în considerare criteriile specifice de proiectare pentru sistemul de termoficare pentru Bacău, precum și un număr de ipoteze tehnice și cele privind piața. Proiecțiile privind necesarul termic sunt necesare pentru a determina nevoile viitoare în ceea ce privește capacitatea ca bază pentru proiectarea echipamentelor noi și a analizei financiare/economice pentru diferite scenarii de dezvoltare și opțiuni de investiții.

Necesarul termic viitor este de fapt un produs al intensității estimate al energiei termice/consumul unitar al consumatorilor conectați la sistemul de termoficare și al numărului și mărimea consumatorilor (zonă încălzită estimată). În plus, trebuie avute în vedere dezvoltarea și condițiile rețelelor de termoficare precum și pierderile aferente de căldură.

#### 3.4.2. Necesari termic casnic și noncasnic

##### Corecția zilelor grade căldură

Zilele grade căldură reflectă necesarul de energie necesar pentru încălzirea clădirilor de locuit și de birouri. Acestea rezultă din urmărirea zilnică ale temperaturii și se consideră că cerințele de termoficare pentru o anumită structură, într-o anumită locație sunt direct proporționale cu numărul de zile grade căldură.

În România, numărul gradelor căldură pentru o anumită zi este definit ca diferența între 18°C și temperatura medie de afară pentru ziua respectivă. Temperatura de 18° C este utilizată ca un punct de referință pentru că experiența dovedește faptul că nu este necesară încălzirea dacă temperatura medie de afară este de 18° C sau mai mult. În general, locuitorii și echipamentele utilizate într-o clădire generează suficientă căldură pentru a ridica temperatura la un nivel de confort necesar.

Pentru început, consumul zilnic de energie termică descris în capitolul 2 trebuie ajustat conform principiului zile grade căldură, luând în considerare fluctuațiile climatice de la un an la altul. Consumul anual de energie termică pentru termoficare trebuie ajustat la diferența dintre numărul de zile grade numărate de-a lungul unui an și numărul de zile grade din anul de referință metrologic „standard” pentru aceeași locație geografică.

Parametrii de proiectare pentru temperatura de bază pot fi găsiți în baza de date internațională privind clima RET Screen, pe bază de date de la NASA. Potrivit bazei de date, numărul de zile grade căldură în Bacău pentru sezonul de termoficare în anul de referință este de 2.990 pentru întregul an care constituie sezonul de încălzire. Astfel, numărul anual de zile grade căldură pentru 2005 și ultimul an de producție – 2007 – poate fi determinat pe baza datelor privind temperatura. Tabelul 3.4-1 de mai jos prezintă calculul numărului lunar și total de zile grade pentru Bacău în 2007. Calculul zilelor grade pornește de la temperatura de referință de 18°C.

**Tabel 3.4-1: Zile grade pentru Bacău 2005 și 2007**

Lună	Ande referință [°C*zile]	2005 Zile grade [°C*zile]	2007 Zile grade [°C*zile]
1	-	558	436
2	-	605	474
3	-	504	373
4	-	277	266
5	-	0	0
6	-	0	0
7	-	0	0
8	-	0	0
9	-	0	0
10	-	257	266
11	-	450	505
12	-	557	656
<b>Total</b>	<b>3.190</b>	<b>3.208</b>	<b>2.976</b>

Sursă: NASA

Numărul de zile grade în sezonul de termoficare în anul 2007 a fost cu aproximativ 7% sub numărul aferent anului de referință.

Pentru a stabili necesarul termic pentru termoficarea de-a lungul unui an obișnuit (de referință), consumul real de energie termică pentru termoficare în 2007 este înmulțit cu un factor de corecție de 1,06.

### **Economisire de energie**

Proiecția necesarului termic viitor pentru consumatorii conectați la sistemul de termoficare trebuie să ia în considerare măsuri pentru economisirea de energie în clădiri.

Potrivit Strategiei Energetice pentru România 2007-2020, potențialul mediu de economisire de energie în sectorul de locuit se estimează că este în procent de 41,5% din consumul total. Acest potențial de economisire este rezultatul unei izolații termice necorespunzătoare a clădirilor, iar în ceea ce privește locuințele alimentate de sistemul de termoficare se datorează lipsei de stimulente pentru economisirea de energie datorită absenței contoarelor individuale pentru consumul de energie termică. Potențialul de

economisire este de asemenea dovedit și prin faptul că mai mult de 50% din clădirile din România au o vechime de mai mult de 20 de ani și doar 10% au o vechime mai mică de 10 ani.<sup>2</sup>

La nivel european, țările membre UE, au ajuns la o înțelegere privind aprobarea eficienței energetice generale în UE de 20% până în 2020. Se admite că, creșterea eficienței energetice este modalitatea cea mai ieftină și eficientă din punct de vedere al costurilor pentru reducerea emisiilor de gaz și îmbunătățirea siguranței alimentării cu energie. Reducerea cu 20% ar trebui abordată din punctul de vedere al dezvoltării fără nicio acțiune. De asemenea, planul de acțiune al Comisiei Europene (EC) din 2006 precizează faptul că potențialul general de eficiență energetică al UE (cu un rezultat socio-economic pozitiv) este echivalent cu 25-30% din sectorul rezidențial, de servicii, industrie și transport considerate ca un întreg.

În mod normal clădirile au o durată de exploatare lungă. Astfel, este important ca noile clădiri să aibă un nivel bun de eficiență energetică pentru a contribui la reducerea cerințelor privind energia termică, prin urmare a costurilor legate de energie suportate de consumator în viitor. Noua directivă privind performanța energetică a clădirilor adoptată de UE recomandă ca statele membre să evalueze posibilitățile de restrângere a cerințelor privind energia, o dată la cinci ani.

Cu toate acestea, cel mai mare potențial de economisire se află în clădiri. Pot fi realizate economisiri copleșitoare la un preț bun, în special dacă se implementează împreună cu conversia, îmbunătățirea, renovarea etc. Astfel, având în vedere Directiva UE privind performanța energetică a clădirilor, Guvernul trebuie să ia în considerare posibilitățile de restrângere a cerințelor privind energia prin îmbunătățiri etc ale clădirilor existente.

Directiva UE privind performanța energetică a clădirilor stabilește cerințe privind:

- aplicarea cerințelor minime privind performanțele energetice ale clădirilor noi;
- aplicarea cerințelor minime privind performanțele energetice ale clădirilor vechi mari care fac obiectul unor renovări majore;
- certificarea energetică a clădirilor.

Legislația națională adoptă directiva și pune în aplicare aceste cerințe la nivel local.

### Exemple de eficiențe energetice și potențial de economisire de energie în clădirile de locuințe

Învelișurile clădirii a majorității clădirilor construite înainte de 1990 sunt izolate necorespunzător. Pentru astfel de clădiri ar trebui îmbunătățită performanța termică din perspectiva cost/beneficiu. Tabelul 3.4-2 prezintă o ierarhizare a măsurilor de îmbunătățire termică de la măsuri simple, necostisitoare la unele mai complicate și costisitoare cu estimarea costurilor investiționale, economisire din punctul de vedere al energiei și banilor și estimarea modalităților simple de ramburs.

Toate aceste măsuri vor contribui la îmbunătățirea eficienței energetice și vor duce la economisire de energie. În cazul unui tarif de energie termică bazat pe consum, primele trei măsuri enumerate vor avea o perioadă simplă de ramburs de mai puțin de 10 ani. Restul măsurilor vor avea o perioadă simplă de ramburs de 14 până la 83 ani, având în vedere prețurile actuale ale energiei, perioadă care face parte din durata de viață a clădirii, însă nu este considerată „economică” dintr-o perspectivă economică privată. Cu toate acestea, măsurile prezintă interes în ceea ce privește reechiparea și îmbunătățirea majoră a clădirilor.

**Tabel 3.4-2 Măsuri de îmbunătățire termică cu costuri investiționale estimate, economisire în ceea ce privește energia și banii și perioadele simple de ramburs aferente**

Măsuri/investiții/ beneficii	Investiții [EUR/m <sup>2</sup> apartament]	Economisire anuală [MWh/m <sup>2</sup> ]	Economisire anuală [%]	Economisire anuală [EUR/m <sup>2</sup> ] <sup>1)</sup>	Ramburs [Ani]
Curățarea izolației	0,5 <sup>2)</sup>	0,011	5%	0,55	0,9

<sup>2</sup> Eficiență Energetică în Sectorul de Locuințe din România – Situația existentă și perspective, Camelia Burlacu, S.C. Electrica Serv S.A. Bucharest.

-ferestrelor și a altor orificii					
Echiparea ferestrelor existente	3,3 <sup>2)</sup>	0,034	15%	1,69	2,0
Noi ferestre eficiente din punct de vedere energetic	11,4 <sup>3)</sup>	0,034	15%	1,69	6,7
Izolație externă pentru pereții exteriori (a frontoanelor întâi)	23,0 <sup>2)</sup>	0,034	15%	1,69	14
Izolația internă a casei scăriilor și a coridoarelor	6,9 <sup>2)</sup>	0,006	3%	0,30	23
Echiparea sau înlocuirea ușilor de la intrare	3,8 <sup>3)</sup>	0,0022	1%	0,11	35
Izolația acoperișului exterior de pe acoperișurile de beton ale apartamentelor	45,0 <sup>2)</sup>	0,015	7%	0,75	60
Izolația tavanelor din subsolurile reci	25,0 <sup>2)</sup>	0,006	3%	0,30	83

- 1) pe baza unui tarif de 49,7 EUR/MWh, reprezentând costul real de producție al termoficării pentru SC CET Bacău, inclusiv transport și distribuție, 2007,
- 2) sursă: Companie locală de proiectare specializată în modernizarea de apartamente,
- 3) sursă: pagină web a unor furnizori locali.

În afara măsurilor pentru îmbunătățire termică prezentate mai sus, introducerea consumului contorizat în apartamentele individuale combinată cu introducerea de supape termoregulate va avea în mod normal ca rezultat o reducere cu 20% a consumului de energie termică. Investiția pentru o astfel de îmbunătățire este de aproximativ 4 EUR pe m<sup>2</sup> de apartament și perioada simplă de ramburs este de aproximativ 15 luni. Această soluție are drept valoare adăugată un climat interior îmbunătățit care va duce la o sănătate mai bună a locuitorilor.

### Proiecții privind intensitatea termică 2009-28

Pe baza măsurilor și obiectivelor naționale și europene menționate mai sus au fost agreate cu CET Bacău și Municipality Bacău următoarele proiecții privind necesarul termic al consumatorilor conectați la sistemul de termoficare:

- O reducere cu 30% a consumului specific de căldură (GJ/m<sup>2</sup>) de-a lungul unei perioade de 10 ani (distribuită cu 3 %- puncte pe an între 2009 - 2018).

Intensitatea termică va descrește față de cea actuală, aproximativ 48 GJ/100 m<sup>2</sup> la 33,5 GJ/100 m<sup>2</sup> în 2019 apoi se va stabili la acest nivel de-a lungul întregii perioade de planificare rămase. Cifrele date sunt transformate în date pentru anul de referință. Această proiecție se bazează pe:

- O economisire de energie de 25% datorită îmbunătățirilor eficienței energetice în concordanță cu Strategia Națională Energetică a României care prevede o economisire de 41,5% începând cu 2007. Din 41,5%, o economisire de 11,5% a fost deja obținută în 2007 datorită introducerii consumului contorizat de căldură și apă caldă în majoritatea apartamentelor de bloc.
- Se mai estimează o economisire de 5% din cauza încălzirii globale în concordanță cu creșterea temperaturii medii înregistrată în ultimii ani. În comparație cu anul de referință care se bazează pe înregistrările metrologice istorice și nu la în considerare creșterile de temperatură înregistrate



În ultimii ani se estimează că temperatura medie pentru sezonul de termoficare pe timpul perioadei de planificare de 20 de ani va fi cu aproximativ 0,7° C mai mare, care va duce la o nouă reducere a necesarului termic de 5%.

### **Suprafața încălzită**

În afara necesarului termic specific al consumatorilor de energie termică (exprimată ca intensitate termică) trebuie luate în considerare rata de conectare și mărimea masei clădirii conectate la sistemul de termoficare.

O nemulțumire generală a consumatorilor conectați la sistemul de termoficare în Bacău în urmă cu câțiva ani a dus la deconectări și astfel la o descreștere a necesarului de energie în sistemul de termoficare. Majoritatea companiilor de termoficare din România au înregistrat în aceeași perioadă, ca și Bacău, deconectări de la sistemul de termoficare.

În ultimul deceniu, mulți consumatori s-au deconectat de la sistemul de termoficare și și-au instalat cazane pe gaz. Apartamentele deconectate sunt acum încălzite cu cazane pe gaz.

Au existat câteva motive pentru care oamenii s-au deconectat de la sistemele de termoficare. Printre cele mai importante se numără:

- Prețul scăzut al gazului natural în comparație cu termoficarea și alți combustibili (deformarea pieței generate de prețuri mici artificiale ale gazului natural datorită subvențiilor).
- Starea necorespunzătoare a instalațiilor de termoficare (aproape de sfârșitul duratei de viață), care cauzează întreruperi necontrolate a încălzirii și alimentării cu apă caldă precum și o calitate slabă a acesteia.

Majoritatea sistemelor de termoficare au fost înființate înainte de 1970. Înlocuirea conductelor de recirculare pentru apă caldă a fost interzisă de regimul politic de înainte de 1990 pentru a economisi costurile de reparare, fără a lua în considerare consumul mai ridicat de apă fierbinte datorită lipsei acestor conducte.

Deși, în condiții normale, consumatorii primesc o cantitate suficientă de apă caldă de robinet și la o temperatură acceptabilă de 60°C la ieșirea din stație, nivelul serviciului din punctul de vedere al calității și confortului este doar parțial satisfăcător. Din cauza vechimii instalațiilor și lipsa recirculării și a schimbătoarelor de căldură ineficiente, temperatura la consumator este deseori limitată la 40-45 °C. În plus, datorită lipsei recirculării, s-ar putea să dureze câteva minute până să curgă apa caldă în perioadele cu consum limitat.

Probabil că și libertatea dobândită după 1989 a dus la dorința de independență față de alimentarea în sistem centralizat și comunal.

Situația s-a schimbat în ultimii ani, cu rate de deconectare mult mai reduse și tendința de reconectare a unor consumatori. Printre motivele cele mai probabile trebuie menționată creșterea abruptă a prețurilor gazului și dependența acută de importul de gaze din Rusia. De asemenea, au influențat situația și duratele de viață mult mai scurte decât estimate în prealabil a cazanelor individuale pe gaz (10-15 ani).

În același timp, reabilitarea în plină desfășurare a stațiilor și a rețelelor crește încrederea și calitatea alimentării cu termoficare, asigurând astfel un confort mai ridicat al consumatorilor conectați la sistemul de termoficare.

În timpul a patru ani, între 2003 și 2007, numărul de consumatori conectați a rămas aproape constant. Există totuși o tendință de deconectare însă aceasta a fost contracarată prin includerea unui număr de sisteme „insulă” în rețeaua principală. Ca rezultat, numărul total de locuințe conectat la sistemul principal de termoficare a crescut cu 1,6% de la 25.100 în 2003 la 25.500 în 2007.

Pe baza recentei dezvoltări a ratei de deconectare (descrisă în Capitolul 2.9) și a centralelor municipale pentru promovarea sistemului de termoficare se estimează că piața de termoficare va fi stabilizată astfel încât zona încălzită va fi în medie constantă de-a lungul perioadei de planificare de 20 de ani.

Proiecția se bazează pe următoarele considerente pentru toate categoriile de consumatori:

- Conectarea tuturor instituțiilor publice la sistemul de termoficare (atât reconectări cât și conectări ale instituțiilor la rețeaua de distribuție).
- Stimularea reconectării la sistemul de termoficare.
- Stabilizarea pieței potrivit legislației românești, Legea nr. 325, Articol 8i, Secțiunea 2, care permite municipalității să ceară ca într-o clădire cu mai multe etaje să fie aplicat un singur tip de alimentare cu căldură.
- Expectative privind îmbunătățirea competitivității sistemului de termoficare în comparație cu alimentarea individuală cu gaz, luând în considerare liberalizarea prețurilor gazului și încălzirii centralizate începând cu 2009. Competitivitatea sistemului de termoficare depinde în mare măsură de mărimea diferenței între prețul pentru consumatorii Individuali (mici) și prețul obținut de SC CET Bacău, unde o mare parte din producția de energie termică se bazează pe gaz natural.

În afară de reconectarea vechilor consumatori, conectarea de noi clădiri este considerată ca parte din dezvoltarea viitoare.

### 3.4.3. Pierderi în rețeaua de termoficare

Pentru realizarea proiecțiilor privind pierderile de căldură în sistemul de termoficare au fost luate în considerare următoarele aspecte:

- starea rețelelor primare și secundare existente,
- parametrii de proiectare pentru noile conducte (pierderi de căldură),
- redimensionarea conductelor,
- potențialul de a trece de la un sistem de două conducte la un sistem de patru conducte,
- starea substațiilor înainte și după reabilitare.

#### Reabilitarea rețelelor

Rețeaua primară transportă căldură de la CET Bacău la substații/rețelele de distribuție. Întreaga rețea de transport are o lungime geografică de 66 km, din care aproximativ 10% au fost reabilitați în ultimii ani. În 2007, pierderea totală de căldură din rețelele de transport a fost de aproximativ 13% din căldura livrată de la CET Bacău.

Rețelele de distribuție transportă căldură de la substații la consumatorii de energie termică în sistem centralizat. Acestea au o lungime geografică totală de 205 km. În 2007, pierderile totale de căldură din rețeaua secundară au fost de aproximativ 23% din căldură furnizată de CET Bacău. Până în 2007, aproximativ 48% din rețeaua de distribuție a fost echipată, ca un sistem de patru conducte cu conducte separate pentru termoficare respectiv apă caldă menajeră.

Trebuie menționat faptul că, costurile investiționale pentru sistemul de patru conducte sunt cu 30-40% mai mari decât cele pentru sistemul de două conducte, în care apa caldă menajeră este pregătită la nivel local, la conexiunea cu fiecare clădire. În plus, pierderea anuală de căldură dintr-un sistem de patru conducte este cu 15-20% mai mare decât pierderea dintr-un sistem de două conducte. În concluzie, costurile de operare și întreținere a unui sistem de două conducte sunt cu mult mai mici decât cele pentru soluția cu un sistem de patru conducte, unde coroziunea conductelor de distribuție a apei calde de robinet constituie o problemă majoră. Astfel, se recomandă să se ia în considerare trecerea în viitor la opțiunea de două conducte în vederea creșterii eficienței generale a sistemului de termoficare și de a reduce costurile și consumul brut de energie.

Din cauza progresului lent în ceea ce privește reabilitarea rețelei comparativ cu vechimea conductelor, până la această oră nu au fost înregistrate scăderi ale pierderilor generale de căldură. Din cauza faptului că, în același timp, a descrescut și consumul de energie termică, procentul relativ de pierderi de căldură a crescut în ultimii ani.

Continuarea reabilitării a rețelelor de transport și distribuție va duce la reducerea continuă a pierderilor datorită echipării conductelor, și instalarea de noi pompe preizolate. În plus, noile pompe vor fi redimensionate la o dimensiune mai mică decât cele actuale care au fost proiectate pentru un necesar termic mai mare și un debit operațional fix.

Pe baza informațiilor de la CET Bacău se presupune că reabilitarea întregilor rețele de transport și distribuție va fi realizată în termen de 5 ani (cu un procent egal de conducte reabilitate în fiecare an). Drept consecință, pierderea totală actuală de căldură de 36% (transport și distribuție) se estimează că va scădea gradual la 15% (în comparație cu producția totală de energie termică din 2007 transpusă într-un an de referință) începând cu 2013.

### **Modernizarea substațiilor**

În general, majoritatea stațiilor schimbătoare de căldură (substațiile) sunt operate la un standard acceptabil. În Bacău 34 din 57 de substații sunt complet reabilitate, iar 19 sunt parțial reabilitate (fără automatizare). Reabilitarea se realizează prin instalarea de schimbătoare de căldură și pompe noi eficiente din punct de vedere energetic. Astfel, consumul de energie electrică este redus considerabil pentru că pompele existente sunt de obicei supradimensionate, nu sunt echipate cu dispozitive de reglare a variatoarelor de viteză și sunt ineficiente în comparație cu pompele noi. De asemenea, reabilitarea va duce la reducerea pierderilor de căldură datorită unei reglări îmbunătățite a temperaturii (temperatură de furnizare mai scăzută) pentru sistemul de distribuție și capacitate crescută a schimbătoarelor de temperatură rezultând în temperaturi de furnizare și de retur mai mici în rețeaua de transport.

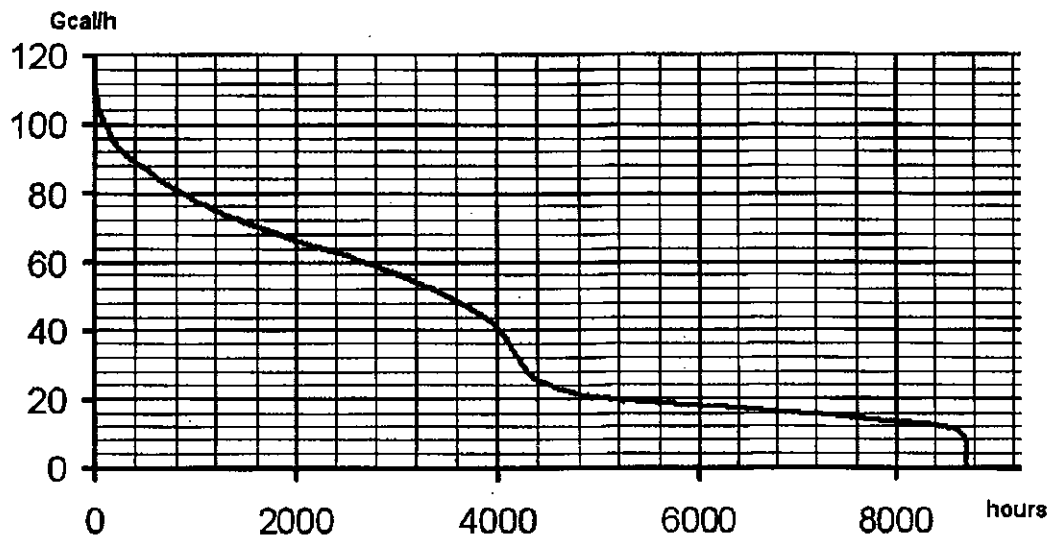
#### **3.4.4. Rezumat al proiecțiilor privind necesarul termic**

##### **Instrumentarea proiecției privind necesarul termic**

Proiectele de termoficare sunt planificate cu ajutorul curbei de durată a sarcinii termice standard reprezentând modelul de sarcină pe care cel mai probabil sistemul va trebui să îl îndeplinească. Figura 3.4.4-1 de mai jos prezintă o curbă de durată a sarcinii termice pentru perioada mai 2007 – aprilie 2008 pentru energia termică furnizată de CET Bacău (nu sunt incluse sistemele „insulă”). Curbă este generată pe baza unor înregistrări orare ale furnizării de energie termică către rețeaua de transport.

**Figura 3.4.4-1: Curbă de durată a sarcinii termice, Bacău, sistem principal, 2007**

Load duration curve of CHP plant (CET Bacau) in 2007 year



Sursă: SC CET Bacău

Drept bază pentru proiecția inclusă în Master Plan, curba de durată a sarcinii termice disponibile pentru anul 2007 a fost transformată într-o curbă standard ce reprezintă un an metrologic standard prin scalarea părții cu sarcina termică care depinde de temperatura exterioară (de condițiile metereologice) pentru a se potrivi cu temperaturile dintr-un an metereologic standard (an de referință).

Proiecția generală a necesarului termic viitor este calculată pe baza ipotezelor de mai sus privind dezvoltarea intensității termice, a suprafeței încălzite și a pierderilor din rețea.

Tabelul 3.4.4-2 arată producția corespunzătoare de energie termică (pe centrală) și proiecțiile necesarului (vânzările de energie termică) bazate pe dezvoltarea intensității termice, a suprafeței încălzite, a pierderilor din rețea și necesarul termic rezultat (inclusiv apa caldă menajeră) și pierderile din rețea. Proiecția include și sistemele „insulă”.

**Tabel 3.4.4-2 Proiecția privind intensitatea termică pentru consumatorii de termoficare în Bacău 2008-2028 [GJ/100 m<sup>2</sup>]**

An	Intensitate termică [GJ/100 m <sup>2</sup> ]	Suprafață încălzită [Mil. m <sup>2</sup> ]	Necesar termic [TJ]	Pierderi din rețea [TJ]	Producție de energie termică [TJ]
2008	47,9	1,93	923	469	1.392
2009	46,5	1,93	897	417	1.314
2010	45,0	1,93	869	365	1.234
2011	43,6	1,93	841	313	1.154
2012	42,1	1,93	813	261	1.074
2013	40,7	1,93	786	209	995
2014	39,3	1,93	758	209	967
2015	37,8	1,93	730	209	939
2016	36,4	1,93	703	209	912
2017	34,9	1,93	674	209	883
2018	33,5	1,93	647	209	856
2019	33,5	1,93	647	209	856
2020	33,5	1,93	647	209	856

An	Intensitate termică [GJ/100 m2]	Suprafață încălzită [Mil. m2]	Necesar termic [TJ]	Pierderi din rețea [TJ]	Producție de energie termică [TJ]
2021	33,5	1,93	647	209	856
2022	33,5	1,93	647	209	856
2023	33,5	1,93	647	209	856
2024	33,5	1,93	647	209	856
2025	33,5	1,93	647	209	856
2026	33,5	1,93	647	209	856
2027	33,5	1,93	647	209	856
2028	33,5	1,93	647	209	856
<b>Total</b>			15.111	5169	20.280

Pe baza scenariului realizat privind necesarul termic au fost efectuate proiecții ale necesarului termic, prin ajustarea necesarului termic actual, estimând un raport constant între necesarul termic anual și necesarul de capacitate de căldură aferent.

Tabelul 3.4.4-2 prezintă proiecția privind capacitatea termică necesară pentru sistemul principal (maximă pe timp de iarnă, medie și minimă pe timp de vară).

**Tabel 3.4.4-2 Proiecția privind capacitatea termică necesară pentru sistemul principal (fără sistemele „insulă”)**

Proiecție pe baza anului climatic de referință	Producție energie termică [TJ]	Necesar termic [MW]	Necesar capacitate termică maximă pe timp de iarnă [MWt]	Necesar capacitate termică medie pe timp de vară [MWt]	Necesar capacitate termică minimă pe timp de vară [MWt]
2008	1.241	811	125	14	10
2028	761	569	90	8	5

Necesarul maxim de capacitate termică pe timp de iarnă este utilizat pentru proiectarea facilităților de producție de energie termică.

Necesarul termic minim și mediu pe timp de vară este utilizat pentru proiectarea de capacități de sarcină de bază cum ar fi de exemplu unitățile de cogenerare cu ciclu combinat sau de turbină pe gaz.

### Concluzie

Proiecțiile socio-economice (Capitolul 3.3) prevăd o situație stabilă în Bacău cu o bună dezvoltare economică și o mică descreștere a numărului populației. Venitul mediu pe gospodărie în Bacău este cu mult sub media națională, ceea ce se reflectă printr-un consum mai mic de energie termică pe gospodărie.

Datorită creșterii economice previzionate în județul Bacău, care se estimează că va fi mai mare decât creșterea prețului energiei termice de-a lungul perioadei de planificare de 20 de ani și datorită angajamentului exprimat al autorităților locale să sprijine menținerea și dezvoltarea pieței de termoficare, zona de clădiri din Bacău încălzită prin termoficare este mai mult ca sigur că se va stabili la nivelul actual în timpul perioadei de planificare. În ultimii ani, municipalitatea Bacău a realizat investiții specifice, în principal legate de sursele de energie termică și substații. Este pus la un plan clar pentru reabilitarea

ulterioară a sistemului de termoficare. Mai mult, municipalitatea Bacău a început alocarea de fonduri pentru extinderea furnizării de termoficare la noi consumatori. Pentru aceasta, municipalitatea Bacău a emis hotărârea locală nr. 241/2008 privind stabilizarea, consolidarea și dezvoltarea pieței de termoficare în Bacău. La începutul anului 2009 va fi elaborat un studiu de fezabilitate privind conectarea tuturor instituțiilor publice la sistemul de termoficare.

În același timp, intensitatea termică va scădea în concordanță cu Strategia Națională Energetică din România și necesarul termic rezultat va scădea gradual aproximativ 30% comparativ cu nivelul actual în cadrul perioadei de planificare. Se estimează că necesarul termic va rămâne sub media națională de-a lungul perioadei de planificare.

Necesarul maxim de capacitate termică (sistemul principal) va scădea de la prezentul nivel de aproximativ 125 MWt la 90 MWt.

## 4 Obiective naționale și ținte municipale

### 4.1. Rezumat

Sectorul energetic național trebuie să facă față unor provocări atât globale cât și naționale: securitatea alimentării cu energie, creșterea competiției economice și reducerea impactului asupra mediului înconjurător. România trebuie să facă față acestor provocări, de aceea au fost elaborate strategiile, planurile și programele, desemnând ținte specifice ce trebuie atinse pentru conformarea cu toate cerințele în sectorul energetic și cel de mediu. Capitolele 4.2-4.5 de mai jos prezintă o scurtă descriere a acestor strategii, planuri și programe la nivel național și regional și identifică sarcini specifice municipale ce trebuie atinse în Bacău privind reabilitarea sistemului de termoficare.

### 4.2. Obiectivele de mediu privind sistemul național de termoficare

Obiectivele naționale de mediu legate de sectorul de termoficare sunt prezentate în următoarele documente:

#### 1) *Tratatul de Aderare*

Tratatul de aderare, semnat la data de 25 aprilie 2005, include angajamentul ferm al României de a implementa întregul acquis comunitar și prevede perioade de tranziție pentru unele angajamente de mediu. În urma negocierilor de aderare, s-au obținut următoarele perioade de tranziție pentru sectoarele de mediu:

- pentru sectorul apelor și a apelor menajere - până la 2018;
- pentru sectorul managementul deșeurilor - până la 2017;
- pentru sectorul poluarea aerului (implementarea Directivei 2001/80/EC)- până la 2017.

Perioadele specifice de tranziție pentru emisiile de SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> și praf aprobate pentru sistemele de termoficare/IMA-uri care nu se conformează Directivei privind IMA sunt incluse în Anexa 2.6.2-2, în vreme ce perioadele de tranziție pentru depozitele de zgură și cenușă ale sistemului de termoficare, care nu sunt conforme cu Directiva privind depozitarea deșeurilor, sunt incluse în Anexa 2.6.2-4.

#### 2) *Programul Operațional Sectorial de Mediu (POS Mediu)*

POS Mediu contribuie la implementarea celei de-a treia priorități a Planului Național de Dezvoltare 2007-2013: „Protejarea și îmbunătățirea mediului înconjurător” și la îndeplinirea priorității tematice „Dezvoltarea infrastructurii de bază la standarde europene” stabilite în Cadrul Strategic Național de Referință. SOP-ENV este bazat în totalitate pe scopurile și prioritățile politicii de mediu și infrastructură ale UE și reflectă atât obligațiile internaționale ale României cât și interesele specifice naționale.

Obiectivul global al POS Mediu este de a îmbunătăți standardele de viață și de mediu, concentrându-se în mod particular asupra îndeplinirii acquis-ului comunitar. SOP-ENV se concentrează asupra acelor sectoare de mediu care au cel mai mare impact negativ, unde România este rămasă în urmă în mod semnificativ, și unde investițiile probabile pe termen mediu, cu toate că sunt costisitoare, au un potențial ridicat de a contribui la o economie de durată, adresându-se în mod particular situației din următoarele sectoare: apă/apă uzată, deșeurile, poluarea solului, poluarea aerului, biodiversitate și protecția naturii, inundații, eroziunea falezelor.

Unul din obiectivele specifice ale POS Mediu este reducerea impactului negativ asupra mediului înconjurător și diminuarea schimbărilor climatice cauzate de sistemul de termoficare în cele mai poluate localități până în 2015. Pentru a atinge aceste obiective, s-a identificat următoarea Axă Prioritară: Axă Prioritară 3 „Reducerea poluării și diminuarea schimbărilor climatice prin restructurarea și reînnoirea sistemului urban de termoficare ducând la o eficiență energetică în punctele cheie de mediu la nivel local”.

Obiectivele specifice ale Axei Prioritare 3 a POS Mediu sunt:

- diminuarea schimbărilor climatice și reducerea emisiilor poluante provenite din instalațiile de încălzire urbane în punctele cheie de mediu la nivel local,
- îmbunătățirea nivelului de concentrație a poluanților din sol în localitățile vizate,
- îmbunătățirea stării de sănătate a populației în localitățile vizate.

Următorul tabel prezintă indicatorii de realizare a Axei Prioritare 3 a POS Mediu:

	Unitate	Referință	An de referință	Țintă (2015)
<b>Outputuri</b>				
Sistem de termoficare reabilitat	No.	0	2006	8
Studii opționale elaborate	No.	0	2006	15
<b>Rezultate</b>				
Locații în care calitatea aerului este îmbunătățită datorită reabilitării sistemului de termoficare	Nr.	0	2006	8
Reducerea emisiilor de SO <sub>2</sub> provenite din sistemul de termoficare datorită intervențiilor POS	Tone	80,000	2003	15,000
Reducerea emisiilor de NO <sub>x</sub> provenite din sistemul de termoficare datorită intervențiilor POS	Tone	7,000	2003	4,000

Tabel 4.1. Indicatori Axa Prioritară 3 a POS Mediu

Potrivit evaluării investițiilor necesare pentru conformarea cu acquis-ul de mediu până în 2018 (ceea ce coincide cu ultimele perioade de tranziție acordate României) sunt necesare aproximativ 29 miliarde de EUR, din care, pentru calitatea aerului aproximativ 5 miliarde de EUR. Bugetul total al POS Mediu pentru perioada 2007-2013 este de 5,6 miliarde EUR (4,5 miliarde EUR sprijin din partea Comunității și 1,1 miliarde EUR contribuție națională), cu mult sub necesarul estimat pentru această perioadă.

### 3) Planul Național de Alocare (PNA)

Directiva 2003/87/EC stabilește un plan de alocare a cotelor de emisii poluante în cadrul Comunității, denumit Schema Uniunii Europene privind Comercializarea Certificatelor de Emisii de Gaze cu Efect de Seră (EU-ETS). România a stabilit un **Plan Național de Alocare (PNA)** pentru participarea la EU-ETS în perioada 2007 și între 2008-2012. Cadrul legal pentru implementarea EU-ETS în România este reglementat de HG 780/2006 privind stabilirea Planului Național de Alocare a cotelor de emisii poluante, care transpune Directiva 2003/87/EC.

PNA-ul stabilește cantitatea totală a cotelor de emisii poluante pentru România ce urmează a fi emise în România în 2007 și între 2008-2012, precum și modul în care vor fi distribuite respectivele cote sectoarelor și instalațiilor supuse planului. Prin ratificarea Protocolului de la Kyoto, România s-a angajat să reducă emisiile de gaze poluante cu o valoare de până la 8% comparativ cu anul de referință 1989.

Lista instalațiilor și a cotelor de emisii poluante propuse pentru perioada 2008-2012 este inclusă în Anexa 4.2-1.

### Concluzie

Luând în considerare starea actuală a sistemului de termoficare prezentată în Capitolul 2, Municipality Bacău trebuie să facă un efort financiar considerabil pentru a implementa îmbunătățirile sistemului de termoficare necesare pentru a se respecta limitele de conformare și perioada stabilite de Tratatul de Aderare precum și de altă legislație relevantă în vigoare.

Capitolele 4.3 și 4.4 de mai jos descriu alte obiective relevante privind domeniul de termoficare incluse în strategiile naționale și regionale, precum și ținte de atins privind sistemul de termoficare la nivelul Municipiului Bacău cu scopul de a garanta concordanța cu obiectivele atinse în documentele strategice menționate mai sus.

### 4.3. Note de trimitere către planuri și strategii naționale și regionale precum și către alte strategii și planuri relevante



**Strategia Energetică pentru România în perioada 2007-2020**, aprobată prin HG 1069/2007, are ca obiectiv global siguranța furnizării de energie pe termen mediu și lung, la cele mai mici prețuri posibile, respectând calitatea și condițiile de siguranță și principiile unei dezvoltări durabile.

Două dintre obiectivele strategice, relevante pentru acest proiect prezentate mai jos, sunt luate în considerare când se propun și proiectează programele de investiții prioritare pe termen lung.

#### 1) Siguranța furnizării energiei

- asigurarea necesarului de resurse energetice,
- limitarea dependenței de resurse importate,
- diversificarea resurselor energetice importate.

#### 2) Dezvoltare durabilă

- creșterea eficienței energetice,
- promovarea energiei bazate pe resurse regenerabile de energie,
- promovarea producției de energie termică și electrică în cogenerare, în special în cadrul instalațiilor de eficiență mare,
- reducerea impactului negativ al sectorului energetic asupra mediului înconjurător,
- folosirea rațională și eficientă a resurselor primare.

Noua politică energetică propusă de UE stabilește următoarele norme:

- o reducere cu 20% a emisiilor de gaze poluante până în 2020, comparativ cu 1990;
- o creștere a procentului de energie din resurse regenerabile din totalul consumului de energie de la 7% în 2006, la 20% până în 2020;
- o creștere a proporției de energie din biomasă din totalul consumului de energie de cel puțin 10% până în 2020;
- o reducere de 20% a consumului total de energie primară până în 2020.

**Strategia națională privind furnizarea de energie termică pentru localități folosind sisteme centralizate de producere și distribuție**, aprobată prin HG 882/2004, definește obiective, identifică soluții și stabilește politici adecvate pentru îndeplinirea scopului fundamental – crearea condițiilor propice pentru cetățeni de a avea acces la alimentarea cu energie termică și apă caldă la standarde de calitate ridicată și pe o bază nediscriminatorie.

Obiectivele principale ale Strategiei naționale privind furnizarea de energie termică sunt:

- Modificarea și completarea cadrului legal referitor la serviciile publice de furnizare a energiei termice,
- Reorganizarea operatorilor și îmbunătățirea performanțelor operaționale și financiare,
- Elaborarea strategiilor privind sistemele locale de termoficare,
- Creșterea implicării autorităților publice locale în modernizarea sistemelor de termoficare,
- Stabilirea și dezvoltarea pieței de distribuție de termoficare,
- Reducerea consumului de energie termică prin reducerea pierderilor de căldură la clădiri,
- Promovarea folosirii resurselor regenerabile de energie.

**Strategia națională privind utilizarea resurselor regenerabile de energie**, aprobată prin HG 1535/2003, susține integrarea în sistemul energetic național a resurselor regenerabile cu scopul de a crește independența față de combustibilii de import și de a satisface angajamentele cu privire la emisiile de gaze poluante la nivel național. În mod special, este subliniată folosirea biomasei în noile instalații de biomasă sau de cogenerare, luând în considerare că prin folosirea biomasei se poate acoperi circa 70% din angajamentul României de a folosi resurse regenerabile.

**Programul național de termoficare 2006-2009, calitate și eficiență**, actualizat cu **Programul național de termoficare 2006-2015, căldură și confort**, are ca obiectiv general creșterea eficienței energetice a sistemului municipal de termoficare și a calității serviciilor de încălzire propuse, cu scopul de

a reduce consumul de combustibil cu cel puțin 1 milion de Gcal/an (circa 100.000 tone/an), comparativ cu consumul național în 2004.

Obiectivele principale pentru modernizarea sistemului de termoficare urmate de implementarea programului național sunt:

- reducerea semnificativă a prețului energiei termice și a apei calde menajere pentru consumatori precum și servicii de calitate înaltă,
- capacitatea de producție proiectată în concordanță cu necesarul termic actual și viitor,
- instalații cu eficiența totală a producției de minim 80%, cu excepția instalațiilor care folosesc biomasă în cogenerare, unde este necesară o eficiență minimă de 70%,
- reducerea pierderilor din rețelele de transport și distribuție la maxim 15%,
- reducerea poluării aerului.

Fiecare autoritate publică locală trebuie să elaboreze strategii locale de termoficare luând în considerare:

- folosirea tuturor tipurilor de combustibil, inclusiv a biomasei și incinerarea/colincinerarea deșeurilor menajere,
- reducerea poluării aerului, reducerea etapizată a depozitării zgurei și cenușii umede,
- folosirea BAT la producerea energiei termice.

**Strategia națională privind eficiența energetică**, aprobată prin HG 163/2004 și primul **Plan național de acțiune pentru eficiență energetică 2007-2010** reprezintă cadrul legal pentru dispoziții de promovare a eficienței energetice în concordanță cu cerințele UE. Ținta pentru îmbunătățirea eficienței energetice la utilizatori este reducerea consumului de energie de minim 9% până în 2016, potrivit Directivei 2006/32/CE, comparativ cu consumul de energie mediu în perioada 2001-2005.

Planul național de acțiune pentru eficiență energetică stabilește ținte intermediare de atins, minim 940.000 tone (reprezentând 4,5% din consumul mediu în perioada 2001-2005) și o țintă finală de 1,876 milioane tone (reprezentând 9% din consumul mediu în perioada 2001-2005) până la sfârșitul anului 2016.

Pentru sectorul de termoficare, măsurile specifice pentru îmbunătățirea eficienței energetice indicate în Planul național pentru eficiență energetică sunt:

- reabilitarea energetică a clădirilor supraetajate,
- folosirea resurselor regenerabile de energie la producerea energiei termice și energiei electrice,
- cogenerare de înaltă eficiență.

**Strategia națională privind protecția atmosferei** a fost aprobat prin HG 731/2004 și **Planul național pentru protecția atmosferei** a fost aprobat prin HG 738/2004.

Obiectivele Strategiei naționale privind protecția atmosferei sunt:

- Îmbunătățirea calității aerului în zonele care nu se supun limitelor fixate de normele legale pentru indicatorii calității aerului,
- Adoptă măsurile necesare pentru a minimiza și în final pentru a elimina efectele negative asupra mediului înconjurător inclusiv efectele transfrontaliere,
- Îndeplinește obligațiile asumate în acordurile și tratatele internaționale la care participă România.

**Planul național de dezvoltare 2007-2013** reprezintă documentul de planificare strategică și programare multianuală care planifică și stimulează dezvoltarea economică și socială a României în conformitate cu politicile de coeziune ale UE. Obiectivul global al PND este reducerea discrepanțelor socio-economice dintre România și alte state membre ale UE.

PND include următoarele 6 obiective specifice:

- ca prioritate principală, creșterea competitivității pentru o eficiență energetică îmbunătățită și folosirea resurselor regenerabile de energie cu scopul de a reduce impactul schimbărilor climatice,

- o dezvoltare durabilă a infrastructurii de transport,
- protecția mediului înconjurător,
- cuprindere socială și creșterea capacităților administrative,
- dezvoltarea economiei rurale,
- dezvoltare regională.

Investment projects implemented under **SOP-ENV Priority Axis 3** will, besides reduction of air pollution, lead to other environmental improvements in the waste and water sectors, thus having a positive impact on achieving the objectives set in **other SOP-ENV Priority Axes**, as follows:

- Axa Prioritară 1 POS Mediu „Extinderea și modernizarea infrastructurii de apă și apă menajeră”: reabilitarea/închiderea depozitelor de zgură și cenușă vor duce la îmbunătățirea calității apei subterane prin reducerea infiltrărilor de ape poluate rezultate din procesul de eliminare prin depozitare utilizând metoda umedă;
- Axa Prioritară 2 POS Mediu „Dezvoltarea sistemului integrat de gestionare a deșeurilor și reabilitarea locațiilor poluate”: închiderea depozitelor de cenușă și zgură va contribui la realizarea obiectivelor globale ale Axei Prioritare 2 – reducerea numărului de depozite neconforme.

Mai mult, investițiile prevăzute vor contribui la realizarea altor obiective fixate în alte **programe operaționale**, după cum urmează:

- POS-Competiție Economică Ridcată, Axa Prioritară 4 „Creșterea eficienței energetice și securitatea furnizării în contextul diminuării schimbărilor climatice”. Investițiile în măsuri de eficientizare energetică vor duce la reducerea consumului de combustibil și la reducerea de emisii poluante, contribuind la reducerea impactului asupra schimbărilor climatice. Identificarea posibilităților de folosire a resurselor regenerabile este una din obiectivele specifice ale Axei Prioritare 4.
- ROP, Axa Prioritară „Susținerea dezvoltării durabile a orașelor” cu obiectivul global de a crește calitatea vieții prin reabilitarea infrastructurii urbane și prin îmbunătățirea serviciilor urbane. Investiții în reabilitarea termică a clădirilor supraetajate contribuie la realizarea obiectivelor Axei Prioritare 1.

**Planul Regional de Dezvoltare (PRD) 2007-2013** pentru Regiunea de Dezvoltare Nord-Est reprezintă instrumentul prin care Regiunea de Dezvoltare Nord-Est își promovează prioritățile și interesele socio-economice și contribuie la PRD.

Obiectivul general al PRD pentru Regiunea de Dezvoltare Nord-Est este reducerea discrepanțelor dintre regiunile de dezvoltare din România și Regiunea de Dezvoltare Nord-Est prin creșterea competitivității la nivel regional.

Una din prioritățile PRD pentru Regiunea de Dezvoltare Nord-Est este Prioritatea 1 „Dezvoltarea și modernizarea infrastructurii și protecția mediului”, cu următoarele măsuri relevante pentru proiectul nostru:

- Măsura 1.4 „Reabilitarea și modernizarea infrastructurii de mediu” prin:

- gestionarea deșeurilor menajere și industriale,
- implementarea programelor pentru combaterea poluării aerului.

- Măsura 1.5 „Dezvoltarea infrastructurii energetice” prin:

- reabilitarea sistemelor de termoficare,
- utilizarea resurselor regenerabile de energie (biomasă etc) în sursele de producere de energie.

**Planul regional de gestionare a deșeurilor 2006-2013** pentru Regiunea de Dezvoltare Nord-Est, aprobat în Monitorul Oficial 1364/1499 din 2006, stabilește următoarele obiective:

- Protejarea mediului înconjurător și a sănătății populației prin închiderea și monitorizarea ulterioară a depozitelor de deșeuri neconforme,
- Reducerea cantității de deșeuri eliminate prin depozitare,
- Creșterea potențialului energetic prin incinerarea sau co-incinerarea deșeurilor.

#### 4.4. Planuri municipale în sectorul de termoficare

Țintele municipale pentru sectorul de termoficare sunt scăzute direct din țintele naționale pentru sectorul energetic și de mediu, după cum urmează:

##### Ținte locale pentru sectorul de mediu

Prin derogare de la Articolul 4(3) și Partea A a Anexelor III, IV, VI și VII a Directivei 2001/80/EC valorile limită ale emisiilor poluante pentru dioxid de sulf, oxid de azot și praf (**Directiva IMA**) nu se vor aplica pentru CET Bacău până la datele specificate pentru fiecare IMA (așa-numita perioadă de tranziție):

IMA	Poluant	Termen limită pentru conformare
IMA 1, 1 cazan cu abur x 345 MWth	SO <sub>2</sub>	31 decembrie 2012
IMA 1, 1 cazan cu abur x 345 MWth	praf	31 decembrie 2009

Tabel 4.2: Perioade de tranziție CET Bacău

Autorizația Integrată de mediu pentru CET Bacău stabilește următoarele valori limită pentru emisii (ELV) și limitele de emisie pentru fiecare din cele trei IMA-uri:

Instalație	Poluant	Limite de emisii admise (t/an)	VLE (mg/Nm <sup>3</sup> )	Termen limită pentru conformare
IMA 1	SO <sub>2</sub>	1.281	1.028	31 decembrie 2012
	NO <sub>x</sub>	1.057	600	Fără tranziție
	Praf	156	100	31 decembrie 2009
IMA 2	SO <sub>2</sub>	127	35	Fără tranziție
	NO <sub>x</sub>	42	300	Fără tranziție
	Praf	1	5	Fără tranziție
IMA 3	SO <sub>2</sub>	0	35	Fără tranziție
	NO <sub>x</sub>	20	300	Fără tranziție
	Praf	1	5	Fără tranziție

Tabel 4.3: Valori limită de emisii pentru CET Bacău

Conform **Planului Național de Alocare**, cotele de emisii de CO<sub>2</sub> pentru CET Bacău pentru perioada 2008-2012 sunt după cum urmează:

Instalație	Cote de emisie 2008-2012
CET CHIMIEI Bacău	1.389.809
CET LETEA Bacău	37.093

Tabel 4.4. Cote de emisie CO<sub>2</sub> pentru CET Bacău

**Directiva EU 1999/31/EC privind depozitarea deșeurilor** este transpusă în România prin HG nr. 349/2005 ce include un calendar de încetare a activității pentru instalațiile industriale existente de eliminare a deșeurilor lichide nepericuloase.

În județul Bacău depozitul amplasat în Furnicari aparținând CET Bacău are termen limită pentru încetarea activității 31.12.2012.

##### Ținte locale privind politica sectorului energetic

Țintele ce trebuie atinse în sectorul energetic la nivel național și regional sunt:

- reducerea consumului de energie primară (țintă UE – reducerea cu 20% până în 2020),

- reducerea consumului de energie finală (țintă UE – reducere minimă de 9% până la sfârșitul lui 2016 comparativ cu consumul mediu pentru perioada 2001-2005),
- creșterea eficienței cu minim 80% a unităților de producție (minim 70% pentru folosirea biomasei în regim de cogenerare),
- reducerea pierderilor la maxim 15% în rețelele primare și secundare de termoficare,
- creșterea procentului de consum total de energie acoperită din resurse regenerabile cu 20% până în 2020 (țintă UE).

**Ținte privind serviciul de furnizare de energie termică și apă caldă menajeră (ținte specifice pentru municipiul Bacău)**

- Suprafață încălzită constată de-a lungul a 20 ani comparativ cu 2007
- Acoperire 100% a necesarul termic viitor
- Continuitate de 100% a alimentării
- Reducere de 30% a consumului specific de energie termică în următorii 10 ani
- Toate instituțiile publice din Bacău conectate la sistemul de termoficare în următorii ani

**4.5. Concluzie**

Sistemele de termoficare au un impact socio-economic mai mare, după cum se arată în diferitele strategii, planuri și programe naționale datorită combinării impactului în sectoarele energetic, de mediu și cel al serviciilor publice. Sistemele de termoficare sunt servicii publice care trebuie, pe de o parte, să asigure generarea și furnizarea de energie termică continuă consumatorilor, la un nivel de preț rezonabil, și pe de altă parte, să asigure o generare eficientă și furnizare a energiei și un impact redus asupra mediului înconjurător și asupra sănătății populației. Pentru a îndeplini aceste cerințe, au fost identificate în capitolul 4.4 ținte specifice pentru reabilitarea sistemului de termoficare din Bacău.

Obiectivele, rezultatele și indicatorii specifici pe baza cărora au fost identificate țintele în capitolul 4.4 sunt prezentate în tabelul de mai jos.

Obiectiv global	Obiectiv specific	Rezultat	Indicator
Reducerea discrepanțelor de ordin socio-economic dintre România și celelalte țări ale UE	Protecția mediului înconjurător și îmbunătățirea sănătății populației	Reducerea poluării aerului și a impactului asupra schimbărilor climatice	Reducerea emisiilor de SO <sub>2</sub>
			Reducerea emisiilor de NO <sub>x</sub>
			Reducerea emisiilor de praf
			Reducerea emisiilor de CO <sub>2</sub>
		Gestionarea deșeurilor	Închiderea depozitelor neconforme de zgură și cenușă
	Deșeuri inclinate		
	Competivitate crescută	Eficiență energetică crescută/utilizarea combustibililor autohtoni	Reducerea consumului de energie primară
			Reducerea consumului de energie finală
			Folosirea resurselor regenerabile de energie
			Reabilitarea sistemelor de termoficare primare și secundare
			Eficiență crescută a unităților de producție
	Dezvoltare regională / durabilă	Îmbunătățirea serviciilor de distribuție a energiei	Biomasă și deșeuri folosite în sistem de cogenerare
			Clădiri supraetajate reabilitate termic
Reabilitarea infrastructurii de			

		termice și a apei calde către populație	termoficare Acoperire crescută a serviciilor oferite
--	--	--	--

În capitolul 5 sunt prezentate opțiunile propuse pentru a atinge țintele definite într-un mod economic cât mai eficient.

## 5. Analiza opțiunilor

### 5.1. Rezumat

Pentru a sprijini autoritățile de mediu și beneficiarii finali în elaborarea Aplicațiilor ce urmează a fi finanțate în cadrul POS Mediu, Axa Prioritară 3 – Îmbunătățirea sistemelor municipale de termoficare în zonele prioritare selectate, trebuie determinată soluția cu costurile cele mai reduse pentru producția de energie termică. Soluția trebuie în același timp să îndeplinească cerințele pentru Aplicațiile pentru Fondul de Coeziune legate de:

- eficiența energetică și BAT;
- cerințele de mediu.

Capitolul 5 include o analiză a unui set de posibile scenarii și opțiuni pentru reabilitarea întregului sistem de termoficare. Pentru fiecare intervenție sunt estimate costurile investiționale, precum și perioada de implementare având în vedere termenele limită pentru perioadele de tranziție. În final, opțiunile sunt evaluate pe baza unui set de criterii și opțiunile ce urmează să fie implementate sunt recomandate pentru analiză mai detaliată la nivel de SF și ACB.

### 5.2. Metodologie și ipoteze

Analizele opțiunilor cuprind întregul sistem de termoficare și compară diferite alternative pentru dezvoltarea acestuia din punct de vedere tehnic, inclusiv (dar nu doar) IMA-urile sau alte instalații producătoare de energie termică, sisteme de transport și distribuție și transport/eliminare zgură și cenușă. Obiectivul analizelor este de a minimiza costurile generării de energie termică cu respectarea cerințelor de mediu și asigurarea unei calități și siguranțe ridicate a sistemului de termoficare. Pachetul va face parte din strategia municipală pentru dezvoltarea viitoare a alimentării cu energie termică în Bacău.

Toate scenariile și opțiunile sunt evaluate din punctul de vedere al costurilor investiționale și operare și întreținere (perioadă de 20 de ani – 2009-2028) și al impactului asupra mediului (inclusiv CO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, praf, depozitele de zgură și cenușă și alte pericole pentru sănătate).

De asemenea, acestea sunt evaluate și din punctul de vedere al riscurilor de implementare (tehnice, organizaționale) și al conformării cu standardele UE și naționale (inclusiv BAT).

Costurile unitare ale noulor tehnologii derivă din diverse surse în funcție de disponibilitatea informației specifice. Datele se bazează pe experiența din Europa de Est și Vest. Costurile unitare folosite în evaluarea diferitelor opțiuni precum și sursele de informare sunt specificate în Anexa 5.3.2-4 Costuri unitare. Una din sursele de informare utilizate în Catalogul Tehnologiilor 2002 dat de Autoritatea Daneză de Energie, vezi Anexa 5.3.2-3.

În Bacău, mai multe soluții tehnice ar duce la respectarea standardelor de mediu într-un mod care implică costuri reduse, iar în același timp „cea mai bună soluție” va include un număr de soluții tehnice și modificări ale sistemelor de termoficare. În plus, vor fi introduse unele soluții pe termen scurt, cum ar fi de exemplu instalațiile noi pentru producerea de energie termică și dispozitivele pentru reducerea emisiilor. Prin urmare, evaluarea va începe de la o listă de scenarii – combinând un set de soluții tehnice

– opțiuni – disponibile pentru fiecare componentă a sistemului de termoficare (rețele, substații, IMA-uri etc.).

În capitolele următoare sunt tratate următoarele aspecte:

- caracterizarea tehnologiilor – ce tehnologii nu sunt incluse în studiu – argumente pro și contra,
- combinarea tehnologiilor – utilizarea tehnologiilor pe termen scurt, mediu și lung – ce tehnologii sunt combinate și în special ce tehnologii trebuie implementate pentru menținerea operării instalației la „nivel obișnuit”,
- descrierea opțiunilor – o descriere mai detaliată a opțiunilor analizate în raport – inclusiv:
  - obiectivul general al fiecărei opțiuni;
  - punctele tari și slabe ale fiecărei opțiuni propuse – o evaluare preliminară;
  - BAT (cea mai bună tehnologie disponibilă) îndeplinind scopul opțiunii și a celor mai bune tehnologii existente potrivit documentelor BREF;
  - o scurtă descriere tehnică a fiecărei opțiuni;
  - o prezentare a estimărilor de costuri (investiționale și de O&I) pentru îndeplinirea obiectivului;
  - este prezentat un scenariu de referință pentru a compara și evalua alte opțiuni.

Defalcarea estimărilor de costuri pentru fiecare intervenție din fiecare opțiune este detaliată în Anexa 5.3.2-5 Defalcarea Costurilor Intervențiilor.

#### **Aspecte privind BAT**

Atunci când se proiectează cazane noi sau se echipează unele existente trebuie utilizate sisteme de ardere care asigură o eficiență ridicată a cazanului și care includ măsuri primare pentru reducerea generării de emisii de NOX, cum ar fi de exemplu dozarea aerului și a combustibilului, arzătoare avansate cu nivel redus de NOX sau/și reardere în concordanță cu cerințele BAT. Pot fi utilizate sisteme avansate de control computerizat pentru atingerea unei eficiențe ridicate a cazanului cu o ardere îmbunătățită care sprijină reducerea emisiilor pentru a îndeplini cerințele BAT.

Pentru reducerea gazelor cu efect de seră, în special emisiile de CO<sub>2</sub> din centralele cu ardere pe cărbuni și lignit, cele mai bune opțiuni disponibile în prezent sunt tehnicile și măsurile operaționale pentru creșterea eficienței termice.

Îmbunătățirea eficienței termice depinde de fiecare instalație în parte, dar se poate indica o creștere de 3 puncte procentuale pentru a se putea asocia cu utilizarea BAT pentru instalațiile existente pe bază de lignit.

Documentul BREF privind instalațiile mari de ardere nu stabilește standarde privind eficiențele pentru cazanele numai pentru energie termică. Cu toate acestea este descris un număr de măsuri pentru îmbunătățirea eficienței.

#### **Aspecte privind CO<sub>2</sub>**

Pentru perioada 2008-2012, au fost stabilite cotele de emisii privind CO<sub>2</sub> în concordanță cu Planul Național de Alocare. S-ar putea să trebuiască stabilit un mecanism intermediar de schimb între centrale pentru a avea posibilitatea de a utiliza toate cotele existente până în 2012.



Comisia Europeană a înalțat o propunere privind modificarea Directivei 2003/87/EC pentru a extinde după 2012 cota de emisii privind emisiile de gaze cu efect de seră de către Sistemul de Comercializare al Comunității.

După 2012, toate cotele de emisii pentru CO<sub>2</sub> privind producția de energie electrică vor trebui achiziționate prin licitație. Energia termică produsă în cazane eficiente pentru energie termică precum și energia termică produsă în cogenerare eficientă vor primi cote de emisii pentru CO<sub>2</sub> în timp ce energia termică produsă de cogenerare ineficientă sau cazane pentru energie termică nu vor primi cote de emisii pentru CO<sub>2</sub>. Se estimează că limita maximă admisă va fi redusă printr-un factor liniar de 1,74% în fiecare an.

Doar centralele care respectă cerințele BAT privind eficiența termică sau cerințele naționale privind cogenerarea eficientă pot aștepta să primească cote de emisii pentru CO<sub>2</sub> după 2012.

### 5.3. Evaluarea opțiunilor

#### 5.3.1. Caracterizarea opțiunilor

Există un număr de soluții tehnice care sunt relevante pentru îndeplinirea țintelor stabilite de POS Mediu și pentru creșterea eficienței producerii de termoficare în Bacău.

Un **scenariu** definește o strategie specifică pentru reabilitarea sistemului de termoficare. Un scenariu poate avea mai multe opțiuni de implementare.

O **opțiune** reprezintă una din soluțiile tehnice pentru reabilitarea tuturor componentelor sistemului de termoficare propuse în scenariu. O opțiune este un set de intervenții care va duce la atingerea țintelor definite stabilite pentru opțiune.

O **intervenție** reprezintă o investiție specifică, atribuită unei instalații/echipament/lucrare care urmează să fie achiziționată/reabilitat/executată.

Pentru reabilitarea sistemului de termoficare în Bacău, au fost elaborate și comparate două scenarii, după cum urmează:

Scenariu	Descriere
Scenariu 1 (S1)	<b>Sistem centralizat de termoficare</b> , inclusiv surse pentru producția de energie termică, rețea de transport, substații, rețea de distribuție, sisteme „Insulă”
Scenariu 2 (S2)	<b>Sistem descentralizat de termoficare</b> , inclusiv: (co)generare de energie termică în instalații de cazane pe gaz montate în fostele substații; rețele de distribuție, sisteme „Insulă” (surse de producție de energie termică și rețea de transport închise).
Scenariu 3 (S3)	<b>Sistem individual de încălzire</b> (sistemul de termoficare închis, fiecare consumator/clădire are propriul sistem individual de încălzire cu ardere pe gaz)

Table 5.3.1-1: Scenarii pentru reabilitarea sistemului de termoficare în Bacău

Tabelul 5.3.1-2 prezintă posibile opțiuni și intervenții necesare pentru fiecare dintre cele două scenarii relevante pentru reabilitarea sistemului de termoficare din Bacău. În capitolele următoare este dată o descriere mai detaliată a opțiunilor.

Table 5.3.1-2: Scenarios, Options and Interventions for the rehabilitation of the DH system in Bacau

Scenariu	Opțiuni	Descrierea opțiunilor (pe scurt)	Intervenții
Scenariu 1 (S1) Sistem centralizat de termoficare	O1: IMA1 închis, IMA2 rezervă, funcționează IMA3 și turbina pe gaz	IMA 1 este închis, IMA 2 rămâne drept rezervă. Unitățile active sunt IMA 3 și turbina pe gaz. Rețelele de transport și distribuție sunt reabilitate. Depozitul de zgură și cenușă va fi închis.	-închiderea IMA 1 -închiderea depozitului de zgură și cenușă
	O2: Cazanele existente în IMA1 sunt înlocuite cu un cazan nou, IMA2 rezervă, funcționează IMA3 și turbina pe gaz, nou ciclu combinat	Cazanele existente în IMA1 sunt înlocuite de un nou ciclu combinat, IMA 2 rămâne ca rezervă. Unitățile active sunt IMA 3, turbina pe gaz și IMA 1 reprezentat de un nou ciclu combinat de 22 MWe, 18,5 Mwt. Rețelele de transport și distribuție sunt reabilitate. Depozitul de zgură și cenușă va fi închis.	-închiderea depozitului de zgură și cenușă -instalarea unui nou ciclu combinat de 22 MWe, 18,5 Mwt în locul cazanelor existente în IMA1
	O3: Cazanele existente în IMA1 înlocuite de un cazan apă fierbinte pe lignit cu pat fluidizat, IMA2 rezervă, funcționează IMA3 și turbina pe gaz	Cazanele existente în IMA1 înlocuite de un cazan apă fierbinte cu APF, IMA2 rămâne rezervă. Unitățile active sunt IMA 3, turbina pe gaz și IMA 1 reprezentat de un nou cazan apă fierbinte pe lignit cu pat fluidizat, de 23 Mwt. Rețelele de transport și distribuție sunt reabilitate. Depozitul de zgură și cenușă va fi închis.	-închiderea depozitului de zgură și cenușă -instalarea unui cazan apă fierbinte pe lignit cu pat fluidizat de 23 Mwt în locul cazanelor existente în IMA1
Scenariu 2 (S2) Sistem descentralizat de termoficare	O4: Energie termică produsă de cazanele pe gaz instalate în fostele substații	Închiderea CET Bacău 1 și CET Bacău 2, cazane cu ardere pe gaz instalate în fostele substații	-instalarea de cazane pe gaz în fostele substații -reabilitarea rețelei de distribuție -închiderea depozitului de zgură și cenușă
Scenariu 3 (S3) Sistem individual de încălzire	O5: Energie termică produsă de instalațiile locale de cazane la nivel de clădire	Închiderea IMA-unilor, cazane cu ardere pe gaz instalate în fiecare clădire	-instalarea de cazane pe gaz în clădiri -închiderea depozitului de zgură și cenușă

### 5.3.2. Descrierea scenariilor și a opțiunilor

Scenariile sunt prezentate în detaliu mai jos, inclusiv o prezentare a conceptului și scopului opțiunilor, o estimare a punctelor tari și slabe ale fiecărei soluții, o scurtă descriere ce include aspecte tehnice relevante și estimări cu privire la utilizarea BAT (cea mai bună tehnologie disponibilă). În final, descrierile includ o fișă tehnologică ce cuprinde aspectele cele mai relevante. În plus, sunt incluse și curbele de durată a sarcinii termice – diagrame de producție pentru fiecare scenariu – pentru mai multe detalii vezi Anexa 5.3.2-1.

În ultimii ani, operarea sistemului de termoficare a variat mult în ceea ce privește alocarea producerii de energie termică pe diferite unități, cantitatea de energie termică și electrică produsă și consumul de diferiți combustibili.

#### Sistem centralizat de termoficare (Scenariul 1)

##### Ipoteze obișnuite privind toate opțiunile din cadrul Scenariului 1 (Sistem centralizat de termoficare)

IMA1 este total nepotrivit pentru situația actuală privind necesitățile de energie termică în Bacău. În ultimii ani nu a mai existat un necesar de abur industrial și a descrescut și necesarul de termoficare. Energia electrică poate fi produsă de turbinele existente în IMA 1, însă eficiența este mai scăzută decât a producătorilor de energie electrică din grila românească. Astfel, vânzările de energie electrică, în absența unei cogenerări semnificative a devenit neprofitabilă. Drept consecință, în toate opțiunile se consideră închiderea cazanelor existente în IMA1.

Echiparea rețelelor și a substațiilor continuă, precum și reabilitarea sistemului de pompare pentru rețeaua de transport prin instalarea de regulatoare de frecvență.

Centralele termice locale asigură o alimentare continuă de 10 % de energie termică.

Se consideră că toate echipamentele noi îndeplinesc cerințele BAT.

#### Opțiuni pentru gestionarea cenușei

Indiferent de opțiunea aleasă, trebuie încetată stocarea cenușei. Chiar dacă în viitor va fi utilizat lignitul, cenușa trebuie colectată utilizând o metodă uscată și folosită în construcția de drumuri, de către fabricile de ciment sau transformată în agregate utile pentru producerea betonului.

Nu există BAT-uri privind gestionarea cenușei. Tehnologia pentru șlam dens, prezentă în unele proiecte din România nu este încă considerată drept BAT și nu există șanse prea mari nici în viitor.

#### Pompe transport termoficare

În stația de pompare trebuie luate măsuri pentru îmbunătățirea controlului debitului de termoficare. Acestea ar putea consta în instalarea de variatoare de viteză pentru pompe. În funcție de calculul precis a debitelor de apă pentru termoficare, s-ar putea să fie necesară înlocuirea unor pompe cu pompe de capacitate mai mică.

#### Centrale termice locale

Centralele termice locale trebuie menținute în funcțiune pentru că acestea furnizează energie termică în zonele amplasate la distanțe mari de rețea. Aceste centrale trebuie echipate în totalitate. Investițiile necesare sunt următoarele:

- înlocuirea cazanelor existente cu cazane cu abur
- înlocuirea schimbătoarelor existente de căldură cu schimbătoare de căldură cu placă
- înlocuirea pompelor
- automatizare

### **Opțiunea O1 – IMA1 închis, IMA2 ca rezervă, funcționează IMA3 și turbina pe gaz**

#### **Scop și concept**

Unitățile active sunt cazanul apă fierbinte de 116 MWt hot water boiler (IMA 3) și turbina pe gaz existentă. IMA 2 rămâne ca rezervă iar IMA 1 este închis.

#### **Evaluare**

La ora actuală, în CET Bacău se înlocuiește producția de energie termică pe bază de lignit din IMA1 cu producția de la IMA2, IMA3 și din 2007 cu producția de la turbina pe gaz.

Astfel, operarea actuală înseamnă începerea unei noi strategii care nu include utilizarea lignitului în IMA1 pentru că nu este adecvat în ceea ce privește necesarul termic în Bacău.

#### **Scurtă descriere tehnică (Inclusiv referința BAT)**

Sarcina de bază de 16 Gcal/h (18,5 MWt) este acoperită de turbina pe gaz existentă și micile cazane de 3 MWt atașate acesteia (zona superioară a bazei). Sarcina de vârf și de jumătate sunt acoperite de cazanul apă fierbinte de 166 MWt (IMA3) care va fi echipat prin instalarea de arzătoare cu nivel redus de NOx.

#### **Investiții**

Tabelul următor prezintă pe scurt investițiile necesare pentru Opțiunea O1.

Numele investiției	Descriere	Perioadă de investiție	Preț	Comentarii
Reabilitarea rețelelor de transport, inclusiv a pompelor cu variatoare de viteză	-	2009-2012	18 mil. €	
Reabilitarea rețelei de distribuție	-	2009-2012	38,5 mil. €	
Reabilitarea centralelor termice	-	2009-2010	1,63 mil. €	
Închiderea depozitului de cenușă		2011-2012	4,5 mil. €	
<b>Total</b>			<b>62,63 mil. €</b>	

### **Opțiunea O2 – IMA2 rezervă, funcționează IMA3 și turbina pe gaz, nou ciclu combinat instalat în locul cazanelor existente în IMA1**

#### **Scop și concept**

Unitățile active sunt cazanul apă fierbinte de 116 MWt (IMA 3), turbina de gaz existentă și un nou ciclu combinat de 22 MWe, 18,5 MWt în IMA1. IMA2 rămâne drept rezervă iar cazanele existente în IMA1 sunt închise.

### Evaluare

La ora actuală, în CET Bacău se înlocuiește producția de energie termică din IMA1 cu producția de la IMA2, IMA3 și din 2007 cu producția de la turbina pe gaz.

Astfel, operarea actuală înseamnă începerea unei noi strategii care nu include utilizarea cazanelor existente în IMA1 pentru că nu este adecvat în ceea ce privește necesarul termic în Bacău. Potrivit necesarului termic pe timp de vară și curbei termice anuale, una din opțiunile propuse a fi analizate include un ciclu combinat. Scopul este de a maximiza producerea de energie electrică corespunzătoare necesarului termic. Această opțiune va duce la creșterea vânzărilor de energie electrică ceea ce se va reflecta într-un preț mai scăzut al energiei termice pentru populație.

De asemenea, soluția cu ciclu combinat are indexul de cogenerare cel mai ridicat (definit drept distribuirea de energie electrică și energie termică) între 0,95 și 1,2 comparativ cu soluția cu turbina pe gaz și cazanul pentru valorificarea termică a deșeurilor care are un index de cogenerare între 0,55 și 0,65. această soluție va duce, de asemenea, la un bonus financiar pentru energia electrică produsă în cogenerare de mare eficiență.

Din punct de vedere al mediului, soluția cu ciclu combinat duce la emisii de gaze cu efect de seră mai reduse comparativ cu soluția cu turbina pe gaz. Astfel, pe termen lung, soluția cu ciclu combinat este mai eficientă comparativ cu soluția cu turbină pe gaz. Opțiunea O2 propusă, constând într-un ciclu combinat (dimensionat pentru acoperirea sarcinii termice medii), turbină pe gaz existentă și cazan apă fierbinte (pentru a acoperi sarcina termică de vârf pe timp de iarnă) este în concordanță cu programul „Încălzire 2006-2015, încălzire și confort” aprobat prin HG 462/2006 și amendat prin HG 381/2008.

Soluția cu ciclu combinat este de asemenea justificată și din punctul de vedere al siguranței. Cu o sarcină reală de vârf de 110 Gcal/h și una viitoare de 80 Gcal/h și cu echipamentele existente de generare de energie termică, capacitatea totală constă în:

- turbină pe gaz de 18 Gcal/h,
- cazan cu abur (IMA2) de 50 Gcal/h,
- cazan apă fierbinte (IMA3) de 100 Gcal/h.

În cazul unei defecțiuni a IMA3, capacitățile rămase nu pot acoperi necesarul termic pe timp de iarnă.

### Scurtă descriere tehnică (inclusiv referința BAT)

Sarcina de bază de 16 Gcal/h (18,5MWt) este acoperită de noul ciclu combinat. Cazanele mici apă fierbinte de 3 MWt acoperă zona superioară a bazei. Baza de jumătate este acoperită de turbina pe gaz. Sarcina de vârf este acoperită de cazanul apă fierbinte de 116 MWt (IMA3).

**Investiții**

Tabelul următor prezintă pe scurt investițiile necesare pentru Opțiunea O2.

Numele investiției	Descriere	Perioadă de investiție	Preț	Comentarii
Nou ciclu combinat ă n IMA1		2009-2010	22,9 mil. €	
Reabilitarea rețelelor de transport, inclusiv a pompelor cu variatoare de viteză	-	2009-2012	18 mil. €	
Reabilitarea rețelei de distribuție	-	2009-2012	38,5 mil. €	
Reabilitarea centralelor termice	-	2009-2010	1,63 mil. €	
Închiderea depozitului de cenușă		2011-2012	4,5 mil. €	
<b>Total</b>			<b>85,53 mil. €</b>	

**Opțiunea O3 - IMA2 rezervă, funcționează IMA3 și turbina pe gaz, cazan aop fierbinte pe lignit cu pat fluidizat în locul cazanelor existente în IMA1**
**Scop și concept**

Unitățile active sunt cazanul apă fierbinte de 116 MWt (IMA3), turbina existentă și un nou cazan apă fierbinte pe lignit cu pat fluidizat de 23 MWt în locul cazanelor existente în IMA1. IMA2 rămâne drept rezervă iar cazanele existente în IMA1 sunt închise.

**Evaluare**

La ora actuală, în CET Bacău se înlocuiește producția de energie termică din IMA1 cu producția de la IMA2, IMA3 și din 2007 cu producția de la turbina pe gaz.

Astfel, operarea actuală înseamnă începerea unei noi strategii care nu include utilizarea cazanelor existente în IMA1 pentru că nu este adecvat în ceea ce privește necesarul termic în Bacău.

**Scurtă descriere tehnică (inclusiv referința BAT)**

Sarcina de bază de 16 Gcal/h (18,5MWt) este acoperită de turbina pe gaz existentă și cazanele mici de 3 MWt atașate acesteia (zona superioară a bazei). Baza este acoperită de noua AFP pe lignit de 23 MWt din IMA1.

Sarcina de vârf va fi acoperită de IMA3.

IMA2 va rămâne rezervă. Cazanele existente în IMA1 vor fi închise.

Arderea în pat fluidizat oferă posibilitatea de a reduce emisiile de SO<sub>2</sub> și NO<sub>x</sub>.

### Investiții

Tablelul următor prezintă pe scurt investițiile necesare pentru Opțiunea O3.

Numele investiției	Descriere	Perioadă de investiție	Preț	Comentarii
Nouă APF pe lignit în IMA1		2009-2010	15 mil. €	
Reabilitarea rețelelor de transport, inclusiv a pompelor cu variatoare de viteză	-	2009-2012	18 mil. €	
Reabilitarea rețelei de distribuție	-	2009-2012	38,5 mil. €	
Reabilitarea centralelor termice	-	2009-2010	1,63 mil. €	
Închiderea depozitului de cenușă		2011-2012	4,5 mil. €	
<b>Total</b>			<b>77,63 mil. €</b>	

### Scenariul 2 (Opțiunea 4)

#### Scop și concept

Descentralizarea producției de energie termică la nivel de substație implică o soluție în care instalațiile producătoare de încălzire centralizată din CET 1 și CET 2 vor fi închise și vor opera numai rețelele locale de termoficare (rețea de distribuție). Energia termică va fi produsă în puncte termice mai mici la nivel de substație.

Descentralizarea prin transferul surselor de energie termică la substațiile existente se poate realiza prin două modalități:

- a) Producerea de energie termică numai prin cazanele pe gaz
- b) Producerea de energie termică prin motoare cu gaz (cogenerare) și cazane pe gaz drept rezervă și sarcină de vârf.

Pentru a analiza fezabilitatea descentralizării producției de energie termică s-a realizat un calcul de fezabilitate privind prețul energiei termice produse în cazurile a) sau b). Scopul calculului este în primul rând de a obține un indiciu care să arate dacă cogenerarea sau doar producția de energie termică ar fi soluția descentralizată cea mai fezabilă. În plus, calculele furnizează date privind prețul pentru sistemul descentralizat optimizat la nivel de substație care ar putea fi utilizate pentru comparația opțiunii parțial descentralizate (Scenariul 2) cu opțiunile analizate pentru sistemul centralizat de termoficare (Scenariul 1).

Calculul și ipotezele utilizate pentru calcule pot fi găsite în Anexa 5.3.2-2. Soluția descentralizată cu cazan cu gaz numai pentru încălzire (a) se dovedește a oferi un preț de energie termică mult mai mic

decât o soluție cu motor cu gaze la nivel de substație (b). Chiar dacă se include un bonus semnificativ de cogenerare (pentru producție de energie termică și energie electrică) soluția doar cu energie termică (a) este cea mai potrivită.

Prețul echilibrat al energiei termice în soluția cu motor cu gaze (b) inclusiv bonusul de cogenerare este de aproximativ 54 €/MWh de energie termică produsă, în timp ce prețul energiei termice din soluția cu cazan doar pentru căldură este de aproximativ 39 €/MWh. Fără bonusul de cogenerare, prețul echilibrat de energie termică în soluția (b) va crește la aproximativ 60 €/MWh. Pe baza acestei analize, soluția (b) a fost eliminată din cadrul opțiunilor realiste potrivit circumstanțelor actuale.

Prin urmare, evaluarea și estimarea viitoare se va realiza numai pentru soluția (a) care este „soluția substație descentralizată” preferată.

În plus față de renovarea tuturor substațiilor, inclusiv a instalațiilor de cazane cu gaz, soluția substație descentralizată include investiții pentru reabilitarea sistemului existent de termoficare și intervenții suplimentare, inclusiv:

- Reabilitarea și actualizarea rețelei de gaz acolo unde este necesar,
- Reabilitarea rețelelor secundare,
- Alte îmbunătățiri din punct de vedere al mediului – amortizarea zgomotului etc.

#### **Evaluări**

Printre cele mai importante argumente în favoarea descentralizării producției de energie termică la nivel de substație se numără:

- Cantitatea de emisii în aer va scădea în mod considerabil. Cazanele pe gaz în comparație cu cele pe lignit vor duce la emisii mai mici de CO<sub>2</sub> și SO<sub>2</sub>. De asemenea, și unitățile mai mici pe gaz vor duce la emisii mai mici, cu toate că standardele privind emisiile (cotele de emisii) pentru unități mai mici sunt cu mult mai mici/sau chiar nu există în comparație cu cele pentru instalațiile mari de ardere.
- Cazanele mai mici nu fac parte din Sistemul de Comercializare a Emisiilor (ETS), inclusiv planul național de alocare a gazelor cu efect de seră, și contrar cazanelor mari, acestea nu vor intra sub incidența plăților pentru emisiile de CO<sub>2</sub>.
- (Re)investițiile majore în instalațiile centralizate de producție și în rețelele de transport, precum și o mare parte din costurile actuale de operare și întreținere pentru sistemul centralizat de termoficare pot fi evitate în viitor.

Printre cele mai importante argumente care nu sunt în favoarea producției descentralizate de energie termică la nivel de substație se numără:

- Se renunță la experiența existentă în ceea ce privește sistemul de termoficare. Închiderea IMA-urilor și prin urmare îndepărtarea structurii organizaționale din spatele sistemului va face mai dificilă (re)introducerea în viitor a altor sisteme centralizate din cauza lipsei de expertiză privind sistemul centralizat de termoficare și rezistență din partea populației în ceea ce privește aderarea la sistemele centralizate.
- Descentralizarea producției de energie termică la nivel de substație cu cazane mici pe gaz natural va crește dependența de combustibili minerali importați, micșorând astfel siguranța alimentării și



crescând dependența de importurile de gaz din Rusia, singurul furnizor de gaz al României. Această soluție nu oferă o flexibilitate a combustibilului așa cum oferă instalațiile centralizate de termoficare.

- o Consumatorii vor fi expuși la creșteri ale prețului gazului fără posibilitatea de a trece la un combustibil mai ieftin. Prețul gazului natural a crescut în ultimii ani și s-ar putea să crească în continuare din cauza cererii din Europa și Asia.
- o Un sistem descentralizat de încălzire la nivel de substație necesită investiții considerabile la nivel de substație.
- o Transferul producerii de energie termică la cazanele (mici) va elimina cogenerarea de energie termică și de energie electrică în Bacău. Astfel, va crește producția de electricitate la centralele electrice (de condensare) mai mari, posibil micșorând eficiența energetică totală la nivel național.

### Investiții

Tabelul de mai jos prezintă pe scurt investițiile necesare pentru Opțiunea O4.

Numele investiției	Perioada de investiție	Preț [MEUR]	Comentarii
Reabilitarea rețelei de distribuție (parțial)	2009-2012	38,5 mil. €	
Reabilitarea și reconstrucția substațiilor/a centralelor termice	2009-2011	62,4 mil. €	
Închiderea depozitului de zgură și cenușă	2011-2012	4,5 mil. €	
<b>Total</b>		<b>105,4 mil. €</b>	

### Scenariul descentralizat (Scenariul 3)

Pentru a evalua eficiența generală a operării unui sistem mare de termoficare inclusiv a rețelelor primare și secundare, a substațiilor, punctelor termice și a instalațiilor de producere de energie termică, sistemul centralizat este comparat cu alternativa de a gestiona unități individuale pe bază de gaz.

Soluțiile descentralizate trebuie evaluate pentru a justifica îmbunătățirile viitoare și semnificative și astfel, investițiile în infrastructura existentă de termoficare din Bacău.

### Opțiunea O5

#### Scop și concept

Descentralizarea producerii de energie termică la nivel de clădire implică o soluție în care toate componentele sistemului de termoficare vor fi demontate, inclusiv instalațiile de producere de încălzire centrală din CET Sud și CET Centru, rețelele de transmisie și distribuție și toate substațiile. Energia termică va fi produsă de cazane mici la nivel de clădire sau gospodării individuale.

#### Evaluare

Printre cele mai importante argumente în favoarea descentralizării producției de energie termică la nivel de clădire se numără:

- o Cantitatea de emisii în aer va descrește în mod considerabil. Cazanele pe gaz în comparație cu cele pe lignit vor duce la emisii mai mici de CO<sub>2</sub> și SO<sub>2</sub>. De asemenea, și unitățile mai mici pe gaz vor duce la emisii mai mici, cu toate că standardele privind emisiile (cotele de emisii) pentru unități mai mici sunt cu mult mai mici/sau chiar nu există în comparație cu cele pentru instalațiile mari de ardere.
- o Cazanele mai mici nu fac parte din Sistemul de Comercializare a Emisiilor (ETS), inclusiv planul național de alocare a gazelor cu efect de seră, și contrar cazanelor mari, acestea nu vor intra sub incidența plăților pentru emisiile de CO<sub>2</sub>.
- o (Re)investițiile majore în instalațiile centralizate de producție și în rețelele de transport, precum și o mare parte din costurile actuale de operare și întreținere pentru sistemul centralizat de termoficare pot fi evitate în viitor.

Printre cele mai importante argumente care nu sunt în favoarea producției descentralizate de energie termică la nivel de clădire se numără:

- o Se renunță la experiența existentă în ceea ce privește sistemul de termoficare. Închiderea IMA-urilor și prin urmare îndepărtarea structurii organizaționale din spatele sistemului va face mai dificilă (re)introducerea în viitor a altor sisteme centralizate din cauza lipsei de expertiză privind sistemul centralizat de termoficare și rezistență din partea populației în ceea ce privește aderarea la sistemele centralizate.
- o Descentralizarea producției de energie termică la nivel de stație cu cazane mici pe gaz natural va crește dependența de combustibili minerali importați, micșorând astfel siguranța alimentării și crescând dependența de importurile de gaz din Rusia, singurul furnizor de gaz al României. Această soluție nu oferă o flexibilitate a combustibilului așa cum oferă centralele centralizate de termoficare.
- o Consumatorii vor fi expuși la creșteri ale prețului gazului fără posibilitatea de a trece la un combustibil mai ieftin. Prețul gazului natural a crescut în ultimii ani și s-ar putea să crească în continuare din cauza cererii din Europa cât și Asia.
- o Un sistem descentralizat la nivel de clădire necesită investiții considerabile la nivel de clădire.
- o Transferul producerii de energie termică la cazanele (mici) va elimina cogenerarea de energie termică și energie electrică în Bacău Astfel, va crește producția de electricitate la centralele electrice (de condensare) mai mari, posibil micșorând eficiența energetică totală la nivel național.

## Investiții

Tabelul următor prezintă pe scurt investițiile necesare pentru Opțiunea O5.

Numele investiției	Perioada de investiție	Preț [MEUR]	Observații
Cazan de clădire în fiecare bloc de apartamente	2009-2011	48 mil. €	Include rețelele de gaz
Închiderea depozitului de zăgă și cenușă	2011-2012	4,5 mil. €	

Total		52,5	
-------	--	------	--

Tabelul 5.3.2-1 de mai jos prezintă pe scurt prețul investiției totale pentru fiecare opțiune:

Opțiune	Total Investiții (MEUR)
Opțiunea O1	62,63
Opțiunea O2	85,53
Opțiunea O3	77,63
Opțiunea O4	105,4
Opțiunea O5	52,5

**Tabel 5.3.2-1: Total investiții pe opțiuni**

### Evaluarea opțiunilor

Fiecare scenariu și opțiune a fost evaluată luând în considerare cele prezentate în Capitolul 4:

- obiectivele naționale privind sectorul de energie, protecția mediului și dezvoltarea socio-economică,
- țintele municipale și indicatorii de realizare pentru serviciul public de alimentare cu energie termică.

Aceste opțiuni au fost proiectate pe baza strategiilor, programelor și planurilor de acțiune naționale, regionale și locale, precum și directivele UE relevante și legislația națională în vigoare.

### Criterii de evaluare

Pentru evaluarea scenariilor și opțiunilor propuse au fost stabilite trei seturi de criterii de evaluare: unul pentru aspecte financiare, unul pentru aspecte tehnice și unul pentru aspecte sociale.

În cadrul fiecăruia din cele trei grupe, opțiunile au fost evaluate din punctul de vedere al conformării cu criteriile de punctare. Pentru conformare totală au fost acordate 100 de puncte, iar în cazurile în care a existat o conformare cu jumătate din criterii a fost acordat un punctaj de 50 de puncte.

Aspectele tehnice și cele sociale au fost punctate cu un singur punctaj, în timp ce în ceea ce privește criteriile financiare au fost punctate două subcriterii.

Când s-a realizat ponderarea fiecărei celor trei categorii, criteriilor financiar și sociale le-a fost acordată o pondere de 49%, în timp ce criteriul tehnic a primit o pondere de 20%.

Sistemul de ponderare este prezentat în tabelul de mai jos:

Punctaj maxim ponderat	Categorie	Criterii	Punctaj maxim individual	Pondere punctajelor individuale	Pondere maximă punctaj individual	Pondere a grupurilor de punctaje
40	<i>Criterii financiare</i>	Total investiții	200	50%		
		Costuri de operare	200	50%		
		Total financiar	400	50%	100	40%
20	<i>Criterii tehnice</i>	Cogenerare de mare eficiență	200	100%	100	x
		Total tehnic	200	100%	100	20%

40	<b>Criterii sociale</b>	Suportabilitate (preț energie termică)	x	x	100	40%
100	<b>Punctaj maxim TOTAL</b>		x	x	x	x

**Tabel 5.3.1-1: Criterii de evaluare**

Este evident că nu se așteaptă ca nicio opțiune să obțină punctajul maxim de 100 de puncte. Un punctaj de 60-70 puncte este considerat un punctaj mare, în timp ce opțiunea cea mai nepotrivită ar obține un punctaj de 30-50 puncte. 50-60 de puncte sunt considerate ca fiind la nivel mediu.

Orice sistem de punctare pe mai multe criterii, ca cel aplicat în situația de față, este prin definiție subiectiv și nu are pretenția că furnizează un „adevăr obiectiv” în ceea ce privește meritele relative ale diferitelor opțiuni. Cu toate acestea, sistemul de punctare comprimă evaluarea opțiunilor și furnizează un instrument pentru ordonarea aproximativă a acestora în ordinea preferinței.

Toate opțiunile propuse sunt conforme cu cerințele obligatorii de mediu privind emisiile de SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, CO<sub>2</sub> și praf (VLE și valori maxime admise) precum și cu cele privind depozitele de zgură și cenușă. Astfel, în acest sens nu a fost inclus niciun criteriu de evaluare pentru că oricum nu ar fi influențat în niciun fel procesul de evaluare.

### Criterii financiare

#### Total Investiții

Pentru fiecare opțiune a fost calculată investiția totală în instalații, rețelele de transport și distribuție, substații și clădiri.

În procesul de evaluare este folosit următorul tabel de punctare:

**Tabel 5.3.1-2. Punctarea costurilor Investiționale.**

Costuri investiționale	Punctaje
Peste 80 EUR	0
Între 70 și 80 milioane EUR	7
Între 60 și 70 milioane EUR	14
Sub 60 EUR	20

#### Costuri operaționale

Pentru fiecare opțiune au fost calculate costurile operaționale din punctul de vedere al Costului Mediu Incremental (CMI).

În procesul de evaluare este folosit următorul tabel de punctare:

**Tabel 5.3.1-3. Punctarea costurilor operaționale.**

Costuri operaționale, CMI	Punctaj
Peste 28 EUR/GJ	0
Între 22 și 28 EUR/GJ	7
Între 16 și 22 EUR/GJ	14
Sub 16 EUR/GJ	20

Costurile investiționale și costurile operaționale au o pondere de 50% fiecare ca și contribuții la punctajul financiar general. Punctajul financiar general are o pondere de 40% ca și contribuție la evaluarea generală.

### Criterii tehnice

Noua Strategie Energetică pentru România 2007-2020 aprobată prin HG 1069/2007 are două obiective strategice: siguranța alimentării cu energie și dezvoltarea durabilă.

În procesul de evaluare este propus un singur criteriu tehnic pentru atingerea obiectivelor strategice:

**Tabel 5.3.1-5: Criterii tehnice**

Obiectiv strategic	Criteriu de evaluare
Dezvoltare durabilă	Cogenerare de mare eficiență

### Cogenerare de mare eficiență

Opțiunile conțin sau nu livrarea de energie termică produsă prin cogenerare. În cazul opțiunilor centralizate, o mare parte a energiei termice este livrată în cogenerare de mare eficiență, comparativ cu scenariul descentralizat în care nu există cogenerare. Astfel, având în vedere ghidurile UE care sprijină cogenerarea în general și cogenerarea de mare eficiență în ceea ce privește viitoarele modalități de termoficare în viitor s-a decis alocarea a 20 de puncte dacă este prezentă cogenerarea de mare eficiență.

**Tabel 5.3.1-6: Punctarea cogenerării de mare eficiență.**

Evaluare	Punctaj
Fără cogenerare	0
Cogenerare de mare eficiență	20

### Criterii sociale

#### Suportabilitatea (prețul energiei termice)

Din cauza creșterilor recente a prețului combustibilului și a reducerii treptate a subvențiilor este mai mult ca sigur că prețul energiei termice va crește cu mai mult de 60% începând cu 2009 în comparație cu nivelul de preț din 2007. În același timp, se estimează că vor crește și veniturile cu 12%. Presupunând că, la fel ca și în trecut, sistemul social de subvenții va trebui să acopere costurile de încălzire a peste 9% din veniturile pe gospodărie, sistemul de subvenții va trebui să plătească, potrivit prețului căldurii, sumele prezentate în tabelul de mai jos.

Tabelul 5.3.1-7 prezintă subvenția necesară pentru diferite prețuri de energie termică. În cazul unui preț al căldurii de 26 EUR/GJ se estimează că subvenția socială necesară pentru acoperirea costurilor de încălzire a peste 9% din venitul pe gospodărie în Bacău în 2009 este de aproximativ 1,7 milioane Euro pe an. Această sumă primește un punctaj intermediar de 100 puncte și un punctaj final de  $(100-100) = 0$  puncte pentru că este soluția cea mai costisitoare în ceea ce privește nevoile de subvenții. La fel, și pentru nivele de prețuri mai mici sunt estimate și punctate subvențiile necesare. Punctajele finale rezultate sunt adăugate la punctajul pentru ierarhizarea finală.

**Tabel 5.3.1-7: Punctarea suportabilității**

Preț energie termică	% din populație care nu își permite plata facturii de încălzire	Subvenție necesară, milioane EUR/an	Punctaj Intermediar	Punctaj final
26 EUR/GJ	54%	1,7	100	0
24 EUR/GJ	36%	1,2	71	29

22 EUR/GJ	30%	0,8	45	55
20 EUR/GJ	27%	0,4	26	74

Suportabilitatea fiecărei opțiuni este punctată potrivit mediei dintre prețul energiei termice cu un cost scăzut al combustibilului și costul energiei termice cu un cost ridicat al combustibilului:

**Tabel 5.3.1-11** Calculul punctajelor opțiunilor în ceea ce privește suportabilitatea (prețul energiei termice).

Opțiuni	Preț energie termică la cost scăzut al combustibilului	Preț energie termică la cost ridicat al combustibilului	Preț energie termică la cost mediu al combustibilului	Punctaj
O1	21,02	26,86	23,94	29
O2	15,26	23,32	19,29	74
O3	28,73	35,91	32,32	0
O4	29,00	33,25	31,12	0
O5	17,56	20,90	19,23	74

Punctele finale în tabelul de evaluare sunt calculate după cum urmează:  
(Tabel punctaj 5.3.1-11:100)x40 puncte

#### Evaluare și rezultate

Criteriile de evaluare prezentate mai sus au fost aplicate pentru fiecare scenariu și opțiune. Rezultatul evaluării este prezentat în Tabelul 5.3.2-1 de mai jos.

**Tabel 5.3.2-1:** Evaluarea opțiunilor, punctaje și ierarhizare.

Categorie	Criterii	Scenariu S1			Scenariu S2	Scenariu S3
		O1	O2	O3	O4	O5
<b>Criterii financiare</b>	Total investiții	14	0	14	0	20
	Costuri operaționale	7	20	0	0	14
	<b>Total financiar</b>	<b>21</b>	<b>20</b>	<b>14</b>	<b>0</b>	<b>34</b>
Criteriu tehnic	Cogenerare de mare eficiență	20	20	20	0	0
Criteriu social	Suportabilitate	11,6	29,6	0	0	29,6
<b>Total</b>		<b>52,6</b>	<b>69,6</b>	<b>34</b>	<b>0</b>	<b>63,6</b>

După calculul punctajelor totale, ierarhizarea opțiunilor, în ordine descrescătoare este următoarea:

**Tabel 5.3.2-3:** Opțiuni, punctaje și poziție în ordine descrescătoare.

Opțiune	Punctaj	Poziție
O2	69,6	1
O5	63,6	2
O1	52,6	3
O3	34	4
O4	0	5

Potrivit evaluării, Opțiunea O2 are punctajul cel mai mare. Cu toate acestea, analiza multicriteriu este primul filtru utilizat pentru selectarea opțiunilor cele mai probabile a fi analizate în continuare la nivel de studiu de fezabilitate și analiză cost-beneficiu. Astfel, Master Planul recomandă a fi analizate în detaliu la nivel de studiu de fezabilitate și analiză cost-beneficiu următoarele opțiuni:

- Opțiunea O2 și Opțiunea O1 din scenariul descentralizat,
- Opțiunea O4 pentru a fi justificată în continuare, în detaliu, sustenabilitatea scenariului centralizat în fața scenariului descentralizat.

Opțiunea O5, chiar dacă are un punctaj ridicat, se consideră că nu este o opțiune potrivită a fi analizată în continuare pentru că pune în responsabilitatea consumatorului într-o perioadă foarte scurtă de timp investiții majore, precum și probleme tehnice și decizii.

### Aspecte instituționale

#### Scenariul 1

În scenariul centralizat, se va menține organizarea actuală, cu câteva actualizări a echipamentelor tehnice standard.

#### Scenariul 2

În scenariul parțial descentralizat, responsabilitatea CET Bacău va fi redusă în mod semnificativ doar la gestionarea operării și întreținerii instalațiilor de cazane locale mici și a rețelelor de distribuție, precum și a relațiilor cu consumatorii și colectarea plăților.

#### Scenariul 3

În scenariul în totalitate descentralizat, CET Bacău va fi închis.

### 5.4. Opțiunea propusă

Opțiunea cu punctajul cel mai ridicat este Opțiunea O2 din cadrul Scenariului 1 (sistem centralizat de termoficare), incluzând următoarea configurație de surse de energie termică: IMA1 funcționează cu un nou ciclu combinat, IMA2 este rezervă, funcționează IMA3 și turbina pe gaz.

Opțiunea O2 va include următoarele intervenții:

- Nou ciclu combinat de 18,5 MWt și 22 MWe în IMA1,
- Închiderea depozitului de zgură și cenușă,
- Reabilitarea rețelelor de transport inclusiv pompe cu variatoare de viteză,
- Reabilitarea rețelei de distribuție,
- Reabilitarea centralelor termice.

Principalele plânse aferente Opțiunii O2 propuse sunt incluse în Anexa 5.4-1.

Principalele avantaje ale acestei opțiuni sunt următoarele:

- alimentare în siguranță cu energie termică a populației,
- reduce poluarea aerului ducând la o îmbunătățire a sănătății populației (nivelul de SO<sub>2</sub> și NO<sub>x</sub> redus la limitele cerute),
- reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră, în concordanță cu viitoarele cerințe UE privind reducerea după 2012,
- eficiență cât mai ridicată în sistemul centralizat ce operează pe gaz natural,
- cogenerare de mare eficiență.

### 5.5. Concluzie

Ca urmare a analizei detaliate realizate în acest capitol și pe baza rezultatelor analizei financiare și economice prezentate în Capitolul 8, analiza suportabilității prezentate în Capitolul 9 și estimările detaliate ale costurilor investițiilor, precum și pe baza evaluării criteriilor specifice, Opțiunea O2 este recomandată pentru a fi implementată. Planul de investiții pe termen lung pentru opțiunea recomandată este prezentat în Capitolul 7.

Opțiunea O2 include următoarele intervenții:

- nou ciclu combinat d 18,5 MWt și 22 MWe în IMA1,
- închiderea depozitului de zgură și cenușă,
- reabilitarea rețelei de transport inclusiv pompe cu variatoare de viteză,
- reabilitarea rețelei de distribuție,
- reabilitarea centralelor termice.

Master Planul recomandă analiza mai detaliată în SF și ACB a următoarelor opțiuni:

- Opțiunea O2 și Opțiunea O1 din scenariul descentralizat,
- Opțiunea O4 pentru a fi justificată în continuare, în detaliu, sustenabilitatea scenariului centralizat în fața scenariului descentralizat.



## 6. Strategie municipală pentru termoficare

Strategia municipală pentru termoficare în Bacău a fost actualizată în octombrie 2006 și a fost aprobată printr-o decizie a Consiliului Local. Această include următoarele capitole:

- descrierea sistemului existent de termoficare în Bacău;
- condiții și restricții privind stabilirea strategiei locale de alimentare cu energie termică;
- reabilitarea termică a clădirilor și îmbunătățirea sistemului de alimentare cu energie termică la nivel de consumator;
- stabilirea necesarului termic viitor pentru 2007-2027;
- soluții alternative de producere de energie termică;
- soluții alternative pentru transportul și distribuția de energie termică;
- analiza opțiunilor propuse pentru reabilitarea sistemului de termoficare în Bacău;
- analiză privind sensibilitatea;
- concluzii.

Strategia identifică un total necesar de aproximativ 294 MEUR pentru următoarele investiții:

- unitate nouă de cîgenerare, inclusiv: 1 ciclu combinat (1 turbină pe gaz de 43 MWe, 1 turbină cu abur 19 MWe, 3 cazane apă fierbinte de 19,3 MWt fiecare și 1 turbină pe gaz de 14,6 MWe)
- reabilitarea centralelor de cazane locale;
- reabilitarea rețelelor primare și secundare și a substațiilor;
- instalarea de contoare la locuințe;
- reabilitarea instalațiilor interne ale clădirilor;
- instalarea de contoare individuale;
- reabilitarea părților exterioare ale clădirilor.

Strategia specifică următoarele acțiuni strategice principale:

- întreținerea sistemului de termoficare;
- reducerea impactului asupra mediului prin reducerea treptată a utilizării cărbunelui și înlocuirea acestuia cu gaz natural, și păcură ca și combustibil de rezervă;
- economisire de energie prin reabilitarea sistemului de furnizare de termoficare (sursă, rețele de transport și distribuție, clădirile consumatorilor).

În Strategie sunt incluse măsuri specifice pentru investițiile totale de 292 MEUR. Un rezumat al acestor măsuri este prezentat mai jos.

### **Surse de producere de energie termică**

- închiderea cazanului cu ardere pe cărbuni și înlocuirea cu o turbină pe gaz și un ciclu combinat;
- reabilitarea centralelor de cazane locale existente (sistemele „Insulă”).

### **Rețelele de transport și distribuție**

- redimensionarea conductelor, înlocuirea conductelor cu conducte preizolate. Analiza posibilității de a trece la un sistem și module de două conducte.

### **Reabilitarea clădirilor**

- reabilitarea termică a pereților, acoperișurilor, a subsolului;
- înlocuirea geamurilor și a ușilor exterioare;
- reabilitarea instalațiilor interne de termoficare;
- distribuție orizontală individuală de energie termică în clădirile cu mai multe etaje și contorizare individuală.

Recomandarea noastră este în conformitate cu Strategia existentă privind reabilitarea sistemului de termoficare în Bacău.

## 7. Plan de Investiții pe termen lung

### 7.1. Rezumat

Toate opțiunile analizate în Capitolul 5 pot duce la atingerea conformării cu directivele UE subliniate în POS Mediu. Este evaluată modalitatea cea mai eficientă din punctul de vedere al costurilor pentru continuarea funcționării, luând în considerare suportabilitatea populației și în special studiile de fezabilitate.

Pe baza analizei opțiunilor din Capitolul 5, Opțiunea 2 a fost recomandată drept opțiunea care cel mai probabil ar putea duce la dezvoltarea viitoare a sistemului de termoficare din Bacău. Aceasta îndeplinește cerințele Strategiei Municipale în modul cel mai eficient din punctul de vedere al costului în timp ce, în același timp, îndeplinește cerințele directivei UE relevante și a obiectivelor naționale descrise în Capitolul 4.

### 7.2. Măsurile investiționale pe termen lung

Capitolul 5 a identificat toate investițiile necesare pentru reabilitarea întregului sistem de termoficare pentru a se realiza totala conformare cu directivele UE relevante și prioritățile municipale, luând în considerare suportabilitatea Investițiilor de către populație și capacitatea locală de implementare.

Tabelul 7.2-1 de mai jos prezintă măsurile investiționale pe termen lung recomandate care sunt necesare pentru reabilitarea întregului sistem de termoficare din Bacău (Opțiunea 2). Perioada de implementare pentru măsurile propuse este 2009-2015 datorită:

- termenelor limită pentru conformarea cu cerințele privind mediul,
- politica națională privind economisirile de energie în sistemul de termoficare, transpusă în Strategia pentru reabilitarea termoficării.

Costurile cu cheltuielile neprevăzute, asistența tehnică pentru management de proiect și construcție, supervizare și proiectare finală nu sunt incluse în cantitățile investiționale – totuși, acestea vor fi incluse în studiul de fezabilitate precum și în calculul valorii nete actualizate (vezi Capitolul 8.5). Durata de viață a investițiilor este mai mare decât perioada de 20 de ani.

Investițiile propuse asigură conformarea cu cerințele legislative privind mediul și cu politica națională în sectorul de energie.

	<b>Investiții</b>	<b>Valoare MEUR</b>	<b>%</b>
1	Instalarea unui ciclu combinat de 18,5 MWt, 22,2 MWe	22,9	26,84
2	Reabilitarea rețelei de transport	16,45	19,03
3	Pompe cu variatoare de viteză pentru rețeaua de transport termoficare	1,55	1,80
4	Reabilitarea rețelelor de distribuție	38,5	45,15
5	Reabilitarea centralelor termice locale	1,63	1,91
6	Închiderea depozitului de zgură și cenușă	4,5	5,27
	<b>Total</b>	<b>85,53</b>	<b>100</b>

### Tabel 7.2-1: Defalcarea măsurilor investiționale pe termen lung

Totalul de investiții necesare se ridică la 85,53 MEUR (sumele nu includ TVA).

Din cauza investiției majore de implementat într-o perioadă relativ scurtă, există nevoia de a întări capacitatea de gestionare și implementare la nivel local a unităților de implementare care vor fi înființate potrivit recomandării din Capitolul 7.11. Astfel, va fi nevoie de asistență tehnică suplimentară pentru gestionarea și supervizarea proiectului.

În capitolele următoare este prezentată o justificare detaliată a măsurilor propuse:

- Capitolul 2: analiza situației actuale privind sistemul de termoficare,
- Capitolul 4: ținte naționale și municipale,
- Capitolul 5: analiza opțiunilor, inclusiv a criteriilor financiare, de mediu, tehnice și sociale,
- Capitolul 7.9: impactul măsurilor propuse,
- Capitolul 7.10: atingerea țintelor.

Pe scurt, măsurile investiționale pe termen lung, descrise în detaliu în Capitolul 5 vor asigura conformare totală cu cerințele de mediu și vor duce la un serviciu public sigur de alimentare cu energie termică pentru populație la un preț suportabil. Rezultatele principalelor investiții sunt prezentate în Tabelul 7.2-2.

Investiții principale	Rezultate
Instalarea unui ciclu combinat de 18,5 MWt, 22,2 MWe	-creșterea cantității de energie termică din cogenerare livrată -atingerea unei cogenerări de mare eficiență
Reabilitarea rețelei de transport	-creșterea eficienței energetice -reducerea consumului de energie electrică
Pompe cu variatoare de viteză pentru transportul termoficării	-creșterea eficienței energetice -reducerea consumului de energie electrică
Reabilitarea rețelelor de distribuție	-creșterea eficienței energetice -reducerea consumului de energie electrică
Reabilitarea centralelor termice locale	-creșterea eficienței energetice
Închiderea depozitului de zgură și cenușă	-atingerea țintelor de mediu

**Tabel 7.2-2: Rezultatele principalelor investiții**

### Riscuri privind implementarea, operarea și întreținerea

Nu au fost identificate riscuri majore în ceea ce privește implementarea, operarea și întreținerea. Municipality Bacău are deja o experiență vastă în ceea ce privește implementarea de proiecte de investiții la scară largă finanțate de UE prin intermediul programelor de asistență pentru pre-aderare iar noi nu prevedem nicio problemă majoră în înființarea și funcționarea UMP pentru acest proiect.

De asemenea, Bacău are o experiență vastă în implementarea de proiecte la scară largă, demonstrată de proiectul privind turbina pe gaz deja implementat.

### 7.3. Parametrii de proiectare de bază și pre-dimensionare

Parametrii de proiectare de bază pentru orizontul de planificare al MP sunt prezentați mai jos, luând în considerare perioadele de tranziție acceptate pentru conformarea cu directivele UE relevante și mărimea populației din localitatea în cauză. De asemenea, selecția parametrilor de proiectare include aspecte precum:

- Necesarul termic viitor;
- Sarcina minimă, medie și de vârf a producției de termoficare (situația pe timp de vară și de iarnă);
- Valori limită privind poluanții de aer;
- Eficiența cazanului și a cogenerării.

Detaliile privind stabilirea parametrilor de proiectare de bază sunt incluse în Capitolul 3.4. Mai jos este prezentat un rezumat privind parametrii de proiectare.

### Necesarul termic viitor

Pentru estimarea necesarului termic viitor au fost folosiți următorii parametrii:

- Tendințe ale consumului de energie termică specifice pentru locuințe, instituții, industrie etc.;
- Proiecții privind dezvoltarea pieței;
- Pierderi de căldură din rețelele de termoficare.

Tabelul 7.3-1 de mai jos, prezintă proiecția privind necesarul termic pentru perioada 2008-2028. De asemenea, tabelul prezintă și parametrii de proiectare, inclusiv sarcina de vârf pe timp de vară și iarnă pentru perioada de planificare de 20 de ani.

**Tabel 7.3-1 Proiecție privind necesarul termic și parametrii de proiectare, 2008-2028**

An	Necesar termic [TJ]	Pierderi din rețea [TJ]	Producție de energie termică [TJ]	Capacitate termică maximă Necesari iarnă [MWe]	Capacitate termică medie Necesari vară [MWe]
2008	923	469	1.392	125	14
2009	897	417	1.314	119	14
2010	869	365	1.234	114	13
2011	841	313	1.154	110	13
2012	813	261	1.074	105	12
2013	786	209	995	101	12
2014	758	209	967	99,7	11
2015	730	209	939	98,27	11
2016	703	209	912	96,84	10
2017	674	209	883	95,22	9

<b>2018</b>	647	209	856	90	8
<b>2019</b>	647	209	856	90	8
<b>2020</b>	647	209	856	90	8
<b>2021</b>	647	209	856	90	8
<b>2022</b>	647	209	856	90	8
<b>2023</b>	647	209	856	90	8
<b>2024</b>	647	209	856	90	8
<b>2025</b>	647	209	856	90	8
<b>2026</b>	647	209	856	90	8
<b>2027</b>	647	209	856	90	8
<b>2028</b>	647	209	856	90	8

### Valori limită privind poluanții de aer

Valorile limită privind emisiile de SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, praf și CO<sub>2</sub> pentru fiecare IMA sunt specificate în Capitolul 2.

### Eficiența cazanului și a cogenerării

Ordinul ANRE nr.13/2007 stabilește valori de referință armonizate privind eficiența producției separate de energie electrică și termică. De asemenea, HG nr. 219/2007 definește cogenerarea de mare eficiență.

	Agent termic	Eficiență (%)
		Abur/apă fierbinte
	<b>Combustibil</b>	
Solid	Antracit/cocs	88
	Lignit	86
	Turbă	86
	Lemn	86
	Biomasă din agricultură	80
	Deșeurile municipale organice	80
	Deșeurile nereciclabile (municipale și industriale)	80
	Marnă	86
Lichid	CLG, gaz lichefiat	89
	Biocombustibil	89
	Deșeurile organice	80
	Deșeurile nereciclabile	80
Gazos	Gaz natural	90
	Gaz de la rafinării / Hidrogen	89
	Biogaz	70
	Gaz de cocserie, gaz de ardere, alte gaze rezultate din ardere, evacuate și cu recuperare de căldură	80

Tabel 7.3-2: Valori de referință armonizate pentru producerea de energie termică

Eficiență (%)

An dare în folosință		'96	'97	'98	'99	'00	'01	'02	'03	'04	'05	'06-'11
Solid	Combustibil											
	Antracit/cocs	39.7	40.5	41.2	41.8	42.3	42.7	43.1	43.5	43.8	44.0	44.2
	Lignit	37.3	38.1	38.8	39.4	39.9	40.3	40.7	41.1	41.4	41.6	41.8
	Turbă	36.5	36.9	37.2	37.5	37.8	38.1	38.4	38.6	38.8	38.9	39.0
	Lemn	25.0	26.3	27.5	28.5	29.6	30.4	31.1	31.7	32.2	32.6	33.0
	Biomasă din agricultură	20.0	21.0	21.6	22.1	22.6	23.1	23.5	24.0	24.4	24.7	25.0
	Deșuri biodegradabile (municipale)	20.0	21.0	21.6	22.1	22.6	23.1	23.5	24.0	24.4	24.7	25.0
	Deșuri nereciclabile (municipale și industriale)	20.0	21.0	21.6	22.1	22.6	23.1	23.5	24.0	24.4	24.7	25.0
	Marnă	38.9	38.9	38.9	38.9	38.9	38.9	38.9	38.9	38.9	38.9	39.0
Lichid	CLG, gaz lichefiat	39.7	40.5	41.2	41.8	42.3	42.7	43.1	43.5	43.8	44.0	44.2
	Bloccombustibil	39.7	40.5	41.2	41.8	42.3	42.7	43.1	43.5	43.8	44.0	44.2
	Deșuri organice	20.0	21.0	21.6	22.1	22.6	23.1	23.5	24.0	24.4	24.7	25.0
	Deșuri nereciclabile	20.0	21.0	21.6	22.1	22.6	23.1	23.5	24.0	24.4	24.7	25.0
Gazos	Gaz natural	50.0	50.4	50.8	51.1	51.4	51.7	51.9	52.1	52.3	52.4	52.5
	Gaz de la rafinării / Hidrogen	39.7	40.5	41.2	41.8	42.3	42.7	43.1	43.5	43.8	44.0	44.2
	Biogaz	36.7	37.5	38.3	39.0	39.6	40.1	40.6	41.0	41.4	41.7	42.0
	Gaz de cocserie, gaz de ardere, alte gaze rezultate din ardere, evacuate și cu recuperare de căldură	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35

**Table 7.3-3: Valori de referință armonizate pentru producție de energie electrică**

Cogenerarea de mare eficiență este definită după cum urmează: trebuie atinsă o economisire mai mare de 10% din inputul de combustibil primar în comparație cu inputul pentru producția separată de energie electrică și termică, cu eficiența definită în Ordinul ANRE nr. 22/2007.

Eficiența de cogenerare este calculată potrivit următoarei formule:

$$E.C. = [(EE_{COG}/C_{COG})/EF.EE_{SEP} + (ET_{COG}/C_{COG})/EF.ET_{SEP}] - 1$$

unde:

E.C.=economisiri de combustibil împărțite la consumul de combustibil în instalația de cogenerare,

EE<sub>COG</sub>=energie electrică produsă în cogenerare (TJ),

ET<sub>COG</sub>=termoficare produsă în cogenerare (TJ),

EF.EE<sub>SEP</sub>=eficiența producției separate de energie electrică în centrale electrice în România în concordanță cu tabelul de mai sus,

EF.ET<sub>SEP</sub>= eficiența producției separate de energie termică în centrale termice în România în concordanță cu tabelul de mai sus,

C<sub>COG</sub>=combustibilul utilizat pentru producția de energie termică și electrică în cogenerare (TJ).

Parametrii de proiectare de bază pentru IMA3 sunt următorii:

1 cazan apă fierbinte (CAF) de 116 MWt	
flux termic maxim	116 MWt (100 Gcal/h)
combustibil	Gaz natural, combustibil lichid greu
eficiență nominală	94%
temperatură apă intrare	40- 90 <sup>0</sup> C.
temperatură apă ieșire	70- 150 <sup>0</sup> C.
presiune maximă	25 bari
concentrație maximă NOx ieșire	200 mg /Nmc, 3% O2

IMA3 are deja instalate arzătoare cu nivel redus de Nox, astfel nu sunt necesare intervenții în ceea ce privește reducerea emisiilor.

Parametrii de bază recomandați pentru ciclul combinat sunt:

Ciclu combinat de 22,2 MW e	
maxim energie termică livrată	18,5 MWt (16 Gcal/h)
maxim energie electrică livrată	22,2 MWe
tensiune electric	10 kV
combustibil	gaz natural
consum maxim de combustibil	5011 Nmc/h
eficiență nominală generală	82,3 %
temperatură termoficare intrare	40- 90 <sup>0</sup> C.
temperatură termoficare ieșire	70- 150 <sup>0</sup> C.
presiune maximă apă termoficare	25 bari
concentrație maximă NOx ieșire	200 mg /Nmc, 3% O2

#### 7.4. Costuri unitare

Pentru a face estimări competente privind costurile totale pentru stabilirea și utilizarea soluțiilor tehnice prezentate în Capitolul 5, a fost realizat un set de costuri unitare.

Costurile unitare se bazează pe bazele de date privind prețurile din proiecte pe energie electrică desfășurate în țări din Europa de Vest. Cu toate acestea, aceste costuri sunt suplimentate prin costuri specifice colectate din România/noi state membre UE, acolo unde erau disponibile.

Costurile unitare pentru toate tehnologiile relevante pentru producția de energie termică sunt prezentate în Anexele 5.3.2-3 și 5.3.2-4 specificate drept costuri investiționale și de operare și întreținere. În cazul cogenerării sunt prezentate atât eficiențele de producție de energie electrică cât și termică.

Costurile unitare includ toate investițiile relevante în infrastructura fizică, inclusiv clădiri, instalațiile de producție de energie termică și echipamentele auxiliare necesare.

### 7.5. Costuri Investiționale

Pe baza tabelului privind costurile unitare și necesarul de investiții viitoare, în toate scenariile prezentate în Capitolul 5, a fost realizat un tabel care prezintă defalcarea costurilor pentru toate intervențiile – Anexa 5.3.2-5. Tabelul privind investițiile include noi instalații de producție, reabilitarea rețelelor, echipamente pentru prevenirea poluării (pentru a îndeplini standardele privind mediul).

Investițiile necesare pentru opțiunea selectată (Opțiunea O2) sunt însumate în Tabelul 7.2-1 de mai sus, defalcate pe intervenții.

### 7.6. Costuri de operare, întreținere și administrative

Costurile de operare și întreținere sunt împărțite în costuri fixe și variabile.

Costurile fixe sunt descrise în detaliu în Anexa 7.6-1. Printre altele, evoluția costului cu personalul care a scăzut după încheierea echipărilor precum și costurile administrative ale CET Iași sunt prezentate în Anexa 7.6-1.

Punctul de plecare pentru calculul costurilor fixe sunt cheltuielile reale pentru operarea sistemului, inclusiv salariile, costurile de reparații și întreținere, primite de la CET Bacău pentru anii 2006 și 2007.

În cadrul costurilor variabile, vânzările de electricitate sunt luate în considerare ca fiind un venit.

În ceea ce privește CO<sub>2</sub>, în calculele noastre, după 2012, nu au fost incluse niciun fel de venituri/cheltuieli, atunci când se presupune că Opțiunea O2 va îndeplini cu exactitate cerințele prevăzute în legislația ce urmează să intre în vigoare.

Tabelul 7.6-1 de mai jos prezintă o privire de ansamblu asupra costurilor de O&M pentru perioada de planificare de 20 de ani, defalcate pe categoriile principale. Toate costurile sunt exprimate în MEUR. Vânzările de energie electrică sunt incluse cu semn negativ pentru a calcula costurile de O&M nete pentru termoficare.

An	Costuri fixe de O&M (salarii, comunicații, energie electrică, reparații)	Costuri cu combustibilul (gaz natural)	Vânzări de energie electrică	Costuri CO <sub>2</sub> (comercializarea CO <sub>2</sub> )	Total costuri de O&M
----	---	--	------------------------------------	--	-------------------------



2009	21.82	19.00	-26.47	-3.28	11.07
2010	20.71	18.47	-26.11	-3.45	9.62
2011	19.87	17.55	-26.25	-3.57	7.60
2012	19.08	7.77	-25.88	-3.68	-2.72
2013	18.37	7.73	-25.51	0.00	0.59
2014	18.10	7.70	-25.08	0.00	0.71
2015	17.92	7.66	-25.01	0.00	0.57
2016	17.75	7.62	-24.89	0.00	0.48
2017	17.55	7.58	-24.83	0.00	0.30
2018	17.26	7.55	-24.69	0.00	0.11
2019	10.27	7.55	-10.66	0.00	7.16
2020	10.27	7.55	-7.90	0.00	9.92
2021	14.04	7.55	-7.90	0.00	11.07
2022	10.27	7.55	-7.90	0.00	9.92
2023	10.27	7.55	-7.90	0.00	9.92
2024	10.27	7.55	-7.90	0.00	9.92
2025	10.27	7.55	-7.90	0.00	9.92
2026	10.27	7.55	-7.90	0.00	9.92
2027	10.27	7.55	-7.90	0.00	9.92
2028	10.27	7.55	-7.90	0.00	9.92

**Tabel 7.6-1 Costuri de O&I, 2009-2028, defalcate pe principalele categorii**

## 7.7. Grafic de implementare și etapizarea măsurilor

### 7.7.1. Criterii pentru etapizare

The overruling criteria for the phasing of investments are the transition deadlines for the LCPs related to NOx and SO2 reduction.

The phasing of investments in transport and distribution networks and heat substations is made in accordance with the Municipal Strategy for the DH system.

Variable speed drives for main pumps need to be introduced soon due to the rehabilitation of substations and temperature control valves leading to a change from constant to variable flow.

### 7.7.2. Grafic de implementare și plan de etapizare

Unitățile existente din IMA vor fi închise înainte de data limită – 31.12.2012 și înlocuite cu ciclu combinat nou.

Graficul de implementare pentru finalizarea măsurilor de mediu este:

Graficul de implementare pentru CET Bacău

Nr	Măsura	Termen de finalizare
1	IMA ce îndeplinește condițiile de emisii de SO2	31.12.2012

2	IMA ce îndeplinește condițiile de emisii de praf	31.12.2009
3	Închiderea depozitului de zgură și cenușă	31.12.2012

În Tabelul 7.7-1 de mai jos se detaliază suma totală a investiției pentru întregul proiect (exprimat în milioane Euro) pentru sistemul de termoficare din Bacău. Investiția totală este de aproximativ 85,28 MEUR din care 54,03 MEUR trebuie să se investească în prima perioadă, între 2009 și 2011 (Faza 1) pentru a îndeplini cerințele urgente de mediu și operaționale și pentru a continua programul planificat de reabilitare a rețelei de transport și distribuție precum și a substațiilor. Suma rămasă (31,25 MEUR) va fi investită în a doua perioadă, între 2012 și 2015 (Faza 2) pentru a termina reabilitarea planificată a rețelei de transport și distribuție. Nu sunt prevăzute reinvestiții în Faza 3, fiindcă durata de viață a investițiilor fiind mai lungă de 20 ani.

**Tabel 7.7-1 Plan de investiții Opțiunea 02 [MEUR]**

Numele Investiției	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016-2028
Instalarea unui ciclu combinat de 18,5 MWt, 22,2 MWe		22,9						0
Reabilitarea rețelei de transport	4,5	4,5	4,5	4,5				0
Variatoare de viteză pentru transportul termoficării		1,55						0
Reabilitarea rețelei de distribuție	9,6	9,6	9,7	9,6				0
Reabilitarea centralelor de cazane locale	0,81	0,81						0
Închiderea depozitului de zgură și cenușă		2,25	2,25					
<b>Total</b>	<b>14,91</b>	<b>41,61</b>	<b>16,45</b>	<b>16,45</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Faza</b>	<b>Faza 1 (72,97)</b>			<b>Faza 2 (16,45)</b>			<b>Faza 3 (0)</b>	

### 7.8. Impactul măsurilor propuse

Acest capitol evaluează impactul măsurilor propuse din punctul de vedere al mediului, sănătății populației, aspectelor socio-economice și al securității și alimentării cu energie termică. Evaluarea se bazează pe țintele și obiectivele definite în Capitolul 4, precum și pe principalele avantaje identificate în Capitolul 5.

### 7.8.1. Impactul asupra mediului

Investițiile propuse în Opțiunea O2 au un impact pozitiv semnificativ asupra calității aerului, contribuind la reducerea emisiilor de SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> și CO<sub>2</sub>.

#### a) Reduction of SO<sub>2</sub> emissions

Tabelul 7.8.1-1 prezintă concentrațiile și cantitățile estimate de emisii de SO<sub>2</sub> pentru operarea la capacitate normală, precum și limitele introduse de autorizația integrată de mediu. Tabelul include și estimarea reducerii emisiilor de SO<sub>2</sub> ca urmare a implementării investițiilor propuse.

CET	IMA	Estimare emisii SO <sub>2</sub>		Limite SO <sub>2</sub>		Reducere emisii SO <sub>2</sub>	
		Conc. (mg/Nm <sup>3</sup> )	Cant. (tone/anr)	Conc. (mg/Nm <sup>3</sup> )	Cant. (tone/anr)	Conc. (mg/Nm <sup>3</sup> )	Cant. (tone/an)
CET Bacău	IMA1	3300	1920	0	0	3300	1920
	IMA2	0	0	0	0	0	0
	IMA3	0	0	0	0	0	0
<b>TOTAL</b>	<b>Total reducere emisii SO<sub>2</sub>:</b>				<b>3100</b>	<b>1920</b>	

Tabel 7.8.1-1: reducerea emisiilor de SO<sub>2</sub>, CET Bacău

Prin implementarea investițiilor propuse în Opțiunea O2, emisiile totale de SO<sub>2</sub> vor fi reduse cu aproximativ 1920 t/an.

#### b) Reducerea emisiilor NO<sub>x</sub>

Tabelul 7.8.1-2 prezintă concentrațiile și cantitățile estimate de emisii NO<sub>x</sub> pentru operarea la capacitate normală, precum și limitele introduse de autorizația integrată de mediu. Tabelul include și estimarea reducerii emisiilor de NO<sub>x</sub> ca urmare a implementării investițiilor propuse.

CET	IMA	Estimare emisii NO <sub>x</sub>		Limite NO <sub>x</sub>		Reducere emisii NO <sub>x</sub>	
		Conc. (mg/Nmc)	Cant. (tone/an)	Conc. (mg/Nmc)		Conc. (mg/Nmc)	Cant. (tone/an)
CET Bacău	IMA1	310	380	200	20	110	360
	IMA2	220	20	0	0	220	20
	IMA3	165	10	165	3	0	7
<b>TOTAL</b>	<b>Total reducere emisii NO<sub>x</sub>:</b>						<b>387</b>

Tabel 7.8.1-2: reducerea emisiilor de NO<sub>x</sub>, CET Bacău

Prin implementarea investițiilor propuse în Opțiunea O2, emisiile totale de NO<sub>x</sub> vor fi reduse cu aproximativ 387 t/an.

#### c) Reducerea emisiilor de CO<sub>2</sub>

Sistemul reabilitat de termoficare va reuși o reducere de 130.000 tone/an a emisiilor de CO<sub>2</sub>, rezultând un procent de 60% sub pragul actual de emisii stabilit prin Planul Național de Alocare până în 2012. În plus, emisiile viitoare de CO<sub>2</sub> vor respecta o descreștere anuală de 1,74% începând cu 2012 și vor respecta limitele de înaltă eficiență a producție în regim compus și doar de termoficare. Ca și o consecință, sistemul reabilitat de termoficare va îndeplini viitoarea Directiva pentru CO<sub>2</sub> de după 2012.

#### d) Reducerea emisiilor de praf

Tabelul 7.8.1-3 prezintă concentrațiile și cantitățile de emisii de praf estimate la operare la capacitate normală, precum și limitele stabilite în Autorizația Integrată de Mediu. Tabelul mai include de asemenea reducerea estimată a emisiilor de praf în urma implementării investițiilor propuse.

CET	IMA	Estimare emisii praf		Limite praf		Reducere emisii praf	
		Conc. (mg/Nmc)	Cant. (tone/an)	Conc. (mg/Nmc)		Conc. (mg/Nmc)	Cant. (tone/an)
CET Bacau	IMA1	105	82	0	0	105	82
	IMA2	0	0	0	0	0	0
	IMA3	0	0	0	0	0	0
<b>TOTAL</b>	<b>Total reducere emisii praf:</b>				<b>105</b>	<b>82</b>	

Tabel 7.8.1-3: Reducerea emisiilor de praf, CET Bacău

Prin implementarea investițiilor propuse în Opțiunea O2, emisiile totale de praf vor fi reduse cu aproximativ 82 t/an.

#### 7.8.2. Sănătatea populației

Având în vedere Ordinul de ministru nr. 350/2007 privind aprobarea listelor de aglomerări inclusiv situația calității aerului ambiant în localitățile din regiunile 1 - 7, potrivit prevederilor OM 745/2002, Bacăul a fost considerată o aglomerare și este inclus pe lista 1 - zone unde nivelele de concentrații pentru anumiți poluanți sunt mai mari decât valoarea limită precum și marginile de toleranță pentru SO<sub>2</sub> și PM<sub>10</sub>.

Prin implementarea investițiilor propuse în Opțiunea O2, calitatea aerului ambiant va fi îmbunătățită ducând la condiții îmbunătățite pentru sănătatea populației.

#### 7.8.3. Socio-economic

Din cauza creșterii recente a prețului combustibilului și reducerea treptată a subvențiilor pentru energie termică este mai mult ca sigur că prețul energiei termice va crește cu mai mult de 60% începând cu 2009 în comparație cu nivelul de preț din 2007. Dintre opțiunile centralizate, Opțiunea O2 asigură prețul energiei termice cel mai mic pentru populație, precum și sumele cele mai mici pentru subvențiile pentru energie termică pe an pentru municipalitate.

#### 7.8.4. Security of supply

Opțiunea O5 asigură un grad ridicat de siguranță al alimentării cu energie termică datorită:

- Un preț mai disponibil al termoficării care ajută la reducerea la minim a deconectărilor și încurajarea noilor conectări. (stabilizarea pieței). Acest lucru va duce la o furnizare și producție constantă a termoficării.

#### 7.9. Atingerea țintelor

Capitolul 4 definește trei grupe de ținte municipale care trebuie atinse prin implementarea opțiunii propuse. Atingerea acestor ținte este determinată mai jos.

#### Ținte de mediu

##### a) Ținte POS Mediu

POS Mediu definește ținte specifice care trebuie atinse până în 2015 față de anul de referință datorită intervențiilor POS Mediu. Contribuția Opțiunii O2 la atingerea țintelor POS Mediu este prezentată în Tabelul 7.9-1.

	Unitate	An de referință	Reducere țintă (2015)	Contribuție la reducerea țintă (cantitate) 2011 - 2015	Contribuție la reducerea țintă (% din ținta POS Mediu)
<b>Outputuri</b>					
Sisteme de termoficare reabilitate	Nr.	2006	8	1	12,5%
Studii realizate în cadrul opțiunii	Nr.	2006	15	1	6,6%
<b>Rezultate</b>					
Locații în care calitatea aerului este îmbunătățită datorită reabilitării sistemelor de termoficare	Nr.	2006	8	1	12,5%
Reducerea emisiilor de SO <sub>2</sub> din sistemele de termoficare datorită intervențiilor POS Mediu	Tone	2003	65,000	1.920x5=9.600	15%
Reducerea emisiilor de NO <sub>x</sub> din sistemele de termoficare datorită intervențiilor POS Mediu	Tone	2003	3,000	387x5=1.935	64%

Tabel 7.9-1: Contribuția la atingerea țintelor de POS Mediu

#### b) Ținte locale din sectorul de mediu

Autorizațiile integrate de mediu pentru CET Bacău stabilesc VLE și limite maxime admise specifice pentru emisiile de SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> și praf pentru fiecare IMA, după cum este descris în detaliu în Capitolul 4.

Atingerea țintelor privind emisiile de SO<sub>2</sub> și NO<sub>x</sub>, după implementarea Investițiilor propuse în Opțiunea O2, este prezentată în Tabelele 7.9-2 și 7.9-3 de mai jos:

IMA	IMA	VLE	Valoare maximă admisă	Concen. nouă	Cantit. nouă	Atingerea concen.
IMA1	1028	1281	0	0	DA	DA
IMA2	35	127	0	0	DA	DA
IMA3	35	0	35	0	DA	DA

Tabel 7.9-2: Atingerea țintelor privind emisiile de SO<sub>2</sub>

IMA	IMA	VLE	Valoare maximă admisă	Concen. nouă	Cantit. nouă	Atingerea concen.
IMA1	600	1057	200	20	DA	DA
IMA2	300	42	0	0	DA	DA
IMA3	300	20	200	20	DA	DA

Tabel 7.9-3: Atingerea țintelor privind emisiile de NO<sub>x</sub>

IMA	IMA	VLE	Valoare maximă admisă	Concen. nouă	Cantit. nouă	Atingerea concen.
IMA1	100	156	0	0	DA	DA
IMA2	5	1	0	0	DA	DA
IMA3	5	1	0	0	DA	DA

**Tabel 7.9-4: Atingerea țintelor privind emisiile de praf**

Sistemul de termoficare reabilitat va atinge o reducere de emisii de CO<sub>2</sub> de 130.000 tone/an, rezultând emisii de CO<sub>2</sub> cu 60% sub actuala limită maximă admisă până în 2012 stabilită de Planul Național e Alocare. De asemenea, viitoare emisii de CO<sub>2</sub> vor urma o descreștere anuală de 1,74% începând cu 2012 și respectă limitele privind cogenerarea de eficiență mare și a producției de energie termică. Astfel, sistemul de termoficare reabilitat va fi în concordanță cu propunerea de Directivă privind CO<sub>2</sub> după 2012.

Depozitul de zgură și cenușă se va închide după 2012, astfel se va îndeplini termenul de conformare.

#### Ținte locale din sectorul energetic

În ceea ce privește țintele locale din sectorul energetic identificate în Capitolul 4, evaluarea atingerii acestora este prezentată în Tabelul 7.9-4.

Țintă	Cuantificarea atingerii țintelor	Evaluarea atingerii
Reducerea consumului de energie primară (reducere de 20% până în 2020 – țintă UE)	Reducere cu 30-40% a consumului de energie primară în comparație cu cel din 2007	Da
Eficiență crescută a unităților de producție la minim 80% (minim 70% pentru biomasa în cogenerare)	Eficiență de 93% a cazanelor pentru producția de energie termică	Da
Reducerea la maxim 15% a pierderilor de căldură în rețelele primare și secundare de termoficare	15% pierderi de căldură în rețelele primare și secundare în comparație cu cele din 2007	Da

**Tabel 7.9-4: Atingerea țintelor locale din sectorul energetic**

#### Ținte privind serviciul de alimentare cu energie termică și apă caldă menajeră

Pentru țintele privind serviciul de alimentare cu energie termică și apă caldă menajeră identificate în Capitolul 4, estimarea atingerii acestora este prezentată în Tabelul 7.9-5 de mai jos.

Țintă	Cuantificarea estimării atingerii țintelor	Evaluarea atingerii
Suprafață încălzită în mod constant peste 20 ani	Suprafața încălzită va rămâne constantă în perioada 2009-2028	Da
100% acoperire a necesarului termic viitor	Producție de energie termică de 1856 TJ by 2028	Da

Producție de 856 TJ by 2028 (necesar termic maxim iarna 93 MWt și necesar termic mediu vara 10 MWt)	(necesar termic maxim iarna 93 MWt și necesar termic mediu vara 10 MWt) ceea ce va acoperi necesarul termic viitor	
Continuitate 100% a alimentării	Alimentare continuă cu energie termică pe durata sezonului rece și alimentare continuă cu apă caldă menajeră pe durata întregului an, ceea ce va asigura o continuitate de 100% a alimentării	Da

Tabel 7.9-5: Estimarea atingerii țintelor privind alimentarea cu energie termică și apă caldă menajeră

### Concluzie

Ca urmare a implementării propuse Opțiunii O2, toate țintele municipale identificate în Capitolul 4 sunt atinse, cu respectarea termenelor limită stabilite de diferite acte legislative (vezi și Capitolul 7.7). De asemenea, proiectul va aduce o contribuție semnificativă la atingerea țintelor POS Mediu.

### 7.10. Cerințe instituționale

Cadrul instituțional trebuie să asigure capacitatea beneficiarului de a implementa proiectul de infrastructură propus și de a gestiona operarea infrastructurilor modernizate.

La nivel local, este necesar să fie definite clar rolurile și responsabilitățile Autorității Locale și a Operatorului privind pregătirea și implementarea proiectului.

Potrivit POS Mediu – Axa Prioritară 3, beneficiarul sprijinului UE este Autoritatea Locală ca proprietar al întregului sistem de termoficare (unități de producție, rețele de transport și distribuție, stații). Cerințele instituționale ar trebui să facă referire la ambii „jucători” cheie la nivel local: Autoritatea Locală – Municipality Bacău și Operatorul – CET Bacău.

#### 7.10.1. Cerințe instituționale – Autoritatea Locală

În calitate de beneficiar al finanțării, Consiliul Local ar trebui să înființeze la nivelul ei o **Unitate de Management a Proiectului (UMP)** care să reprezinte Autoritatea Locală în relația acesteia cu Autoritatea de Management din partea Ministerului Mediului și Dezvoltării Durabile, Organismul Intermediar, Autoritatea de Plată și viitorii contractanți.

Va trebui întocmit un contract cadru între Autoritatea de Management și Consiliul Local Bacău pentru a defini toate responsabilitățile, fluxul financiar și toate celelalte condiții pentru o bună implementare a proiectului. UMP va fi responsabilă cu gestionarea contractului cadru.

Consultantul va sprijini beneficiarul în viitorul apropiat pentru a defini structura UMP, personalul necesar precum și logistica pentru a asigura capacitatea instituțională pentru gestionarea și implementarea proiectului.

UMP are rolul principal de a coordona implementarea proiectelor de investiții. UMP va monitoriza: i) conformarea cu procedurile și regulile privind achizițiile; ii) lucrările tehnice; iii) raportarea către Autoritatea Contractantă; iv) evaluarea internă; v) conturile și pozițiile tehnice precum și plățile. În afară de acestea, UMP va superviza întreaga activitate investițională și va coopera cu auditorul extern.

De asemenea, UMP va avea rolul principal în gestionarea contribuțiilor financiare locale și administrarea costurilor non-eligibile.

### 7.10.2. Cerințe instituționale – CET Bacău

SC CET SA Bacău, în calitate de operator, va fi responsabil de viitoarea administrare a infrastructurii care va fi finanțată prin sprijinul CE.

#### Cerințe privind structura organizațională

Este necesară formarea unui departament denumit Departamentul de Strategii, Programe și de Conservare a Energiei precum și a unui Departament Investiții/Dezvoltare, ambele aflate sub coordonarea directorului general.

Aceste departamente au o experiență în implementarea proiectelor de investiții și de asemenea în definirea celor mai bune strategii de implementare a diferitelor programe de dezvoltare. Se așteaptă ca, pe baza acestei experiențe, aceste departamente să fie baza viitoarei **Unități de Implementare a Proiectelor (UIP)**, folosind competențele și expertiza personalului.

UMP (Consiliul Local Bacău) și UIP (SC CET SA BACĂU) vor susține sarcinile majore cu scopul de a asigura implementarea corectă a proiectului.

SC CET SA BACĂU are nevoie de câteva schimbări structurale pentru a o face mai flexibilă și de a se putea adapta cerințelor pieței.

La acest nivel se pot menționa câteva propuneri preliminare:

- Formarea unui sistem de administrare a relațiilor cu clienții. Ar trebui menționat faptul că aceste proiecte pot include o campanie de informare publică cu scopul de a încuraja măsurile de eficiență energetică. Pe de altă parte, întărirea departamentului de marketing este o sarcină majoră pentru societate, cu scopul de a atrage noi clienți, în principal utilizatori casnici. Acest element va crește numărul de persoane din Bacău care vor beneficia de ajutorul Fondurilor de Aderare;
- Reorganizarea unităților principale care reprezintă „nucleul afacerilor” – unitățile de producție și rețeaua de furnizare/distribuție din cadrul centrelor de profit; o separare clară a veniturilor și a cheltuielilor poate clarifica o parte a activității principale adresate îmbunătățirii vieții comunității.
- Trebuie analizată posibilitatea de outsourcing a diferitelor activități către alte societăți:
  - Unitatea de protecție împotriva incendiilor
  - Unitatea de transport
  - Activitatea de metrologie

### 7.11. Concluzie

O sumă totală de 85,28 MEUR este necesară pentru investiție, pentru reabilitarea întregului sistem de termoficare din Bacău. Investiția propusă asigură conformarea cu legislația de mediu în vigoare și cu politica națională în sectorul energetic.





**FICHTNER**



Ca urmare a implementării Opțiunii O2 propuse, toate țintele municipale identificate în Capitolul 4 sunt atinse, cu respectarea termenelor limită stabilite de diferite acte legislative. De asemenea, proiectul va aduce o contribuție semnificativă la atingerea țintelor POS Mediu.

Pentru a asigura o implementare de succes a proiectului de Investiții și pentru operarea eficientă a sistemului de termoficare trebuie implementate diferite cerințe instituționale, cum ar fi de exemplu reproiectarea structurii organizaționale, reducerea costurilor de O&I, înființarea UIP și UMP etc.

## 8. Analiza financiară și economică

### 8.1. Rezumat

Această secțiune stabilește ipotezele pentru calculele financiare și economice. Costurile cu combustibili și salariile cuprind principalele componente ale cheltuielilor de operare. Sunt prezentate ipotezele privind costul de investiții, urmate de calculul indicatorilor financiar pentru opțiunile estimate, inclusiv Valoarea Netă Actualizată (VNA) și Costul Mediu Incremental (CMI), care sunt apoi utilizate pentru ierarhizarea financiară a opțiunilor. Ierarhizarea este realizată pentru două ipoteze alternative privind prețul gazului natural.

### 8.2. Ipoteze privind mărimea pieței

Mărimea pieței, adică necesarul termic total, depinde de suprafața clădirii încălzite și de intensitatea termică, unde suprafața clădirii încălzite este suprafața încălzită prin termoficare iar intensitatea termică este consumul de energie termică pe metru pătrat de suprafață încălzită.

Devoltarea suprafeței încălzite depinde de construcții noi care vor fi adăugate la suprafață și de deconectările/reconectările care vor reduce/crește suprafața.

Consumul pe metru pătrat depinde de prețul energiei termice (presupunând că, consumatorul plătește exact cât a consumat) și de eforturile de a economisi energie termică. Soluția parțial descentralizată potrivit căreia energia termică este produsă la nivel de stație și soluția individuală potrivit căreia fiecare apartament are propriul sistem cu ardere pe gaz sunt unele dintre opțiunile prezentate în acest Master Plan. Alte alternative, cum ar fi de exemplu sistemele solare, au fost evaluate înainte de a se lua decizia privind setul de opțiuni care urmează a fi inclus în Master Plan. Opțiunile privind încălzirea pe bază de energie solară au fost eliminate din cauza costurilor investiționale ridicate în comparație cu căldura produsă. În prezent, încălzirea pe bază de energie solară nu este competitivă și introducerea acestora va necesita ori i) introducerea de taxe pe combustibilii primari ori ii) subvenții pentru încălzirea pe bază de energie solară. În prezent este considerat competitiv un singur tip de încălzire pe bază de energie solară respectiv instalațiile solare mari (mai mult de 20.000 m<sup>2</sup> de colectoare solare). Această soluție va fi aplicabilă pentru orașele și orașele mici unde încălzirea pe bază de energie solară nu va intra în competiție cu operațiile de cogenerare sau incinerare a deșeurilor pe timp de vară).

### 8.3. Ipoteze privind costurile de operare și întreținere

Luna decembrie 2007 este utilizată ca bază pentru costurile istorice, inclusiv pentru rata de schimb valutar pentru RON/EUR. Cifrele exacte pentru costurile cu combustibilul și tarife sunt incluse în Tabelul 8.3.1-1.

#### 8.3.1 Ipoteze privind prețul combustibilului

Tabel 8.3.1-1: Prețurile combustibilului pentru companiile de termoficare, Bacău, Decembrie 2007 și orizontul de planificare, EUR pe unitate.

	Unitate	Decembrie, 2007	Medie 2009-2028	Medie 2009-2028
Rată de schimb valutar RON/EUR	3.54	EUR/unitate	EUR/unitate	EUR/unitate
			Preț mic gaz	Preț mare gaz
Gaz natural	1000 m <sup>3</sup>	283	283	400

După cum se vede în Tabelul 8.3.1-1, se presupune că prețul gazului natural rămâne la 283 Euro pe 1000 m<sup>3</sup> (cazul cu preț mic) sau va crește la 400 Euro pe 1000 m<sup>3</sup> (cazul cu prețul mare). Potrivit planurilor Guvernului, decalajul dintre prețul gazului în țară și cel din Europa va fi redus gradual, astfel încât va fi eliminat la sfârșitul anului 2010. În Tabelele 8.5.2-2 și 8.5.2-3 de mai jos, calculele sunt făcute pe următoarele prețuri: 283 Euro/1000 m<sup>3</sup> respectiv 400 Euro/1000 m<sup>3</sup>.

Pe lângă adaptarea prețului gazului în România la nivelul celui din Europa, pe termen mai lung, se presupune că prețul gazului natural va rămâne constant. Aceasta reflectă utilizarea nollor zăcăminte de gaz ca răspuns la necesarul în creștere, dar și trecerea de la gaz la alte surse de energie, o producție mai eficientă de energie etc.

O mare întrebare este dacă prețul de piață al gazului natural în Europa va găsi sau nu un echilibru pe termen lung aproape de nivelul de 283 Euro pe 1000 m<sup>3</sup>, prețul de referință din Europa pentru decembrie 2007 sau dacă va rămâne destul de ridicat, ca e exemplu la nivelul de 400 Euro pe 1000 m<sup>3</sup>. În această fază nu se fac niciun fel de presupuneri. În studiul de fezabilitate va fi aplicat un scenariu privind prețul gazului care va fi acompaniat și de o analiză a sensibilității.

Prețul CO2 rămâne neschimbat.

### 8.3.2. Ipoteze privind prețul energiei electrice

Energia electrică este tranzacționată pe piața en-gros și en-detail.

Piața en-gros include:

- Contracte pe termen lung sau mediu pe PCCB (piața centralizată a contractelor bilaterale), și
- DAM (Day-Ahead Market).

Piața en-detail include:

- Tranzacții la prețuri stabilite în funcție de voltaj și tranzacția zi/noapte;
- Tranzacții competitive la prețuri negociabile.

De obicei, companiile de termoficare încheie contracte anuale dar pot participa și pe Piața „Day-Ahead Market”. Producătorii cu o capacitate instalată de 50 MW sau mai mult au acces la grila de tensiune înaltă de 100 kV, pe când unitățile mai mici vor tranzacționa pe grila de tensiune medie.

Începând cu 2009, potrivit noli scheme bonus de eficiență ridicată, companiile de cogenerare care se califică pentru schemă vor avea dreptul să vândă energie electrică către cei din grila de tensiune înaltă la un preț de **90% din prețul pieței** de pe grila de energie electrică. Mai exact, pentru anii 2009-2011 este garantat un preț minim de **40 EUR pe MWh fără TVA**.

Tabelul 8.3.2.-1 prezintă prețurile pe piața de energie electrică în decembrie 2007 și ipoteze pentru orizontul de planificare.

**Tabel 8.3.2-1: Prețurile energiei electrice pe piața en-detail pentru producătorii de termoficare, Bacău, decembrie 2007 și orizontul de planificare, EUR pe unitate (fără TVA).**

	Unitate	Decembrie 2007	Medie 2009-2028
<b>Rată de schimb valutar RON/EUR</b>	<b>3.54</b>		
<b>Energie electrică vândută către grilă</b>			
Către grila de tensiune înaltă	MWh	n/a	n/a
Către grila de tensiune medie	MWh	55.5	55.5+bonus *)
Către grila de tensiune joasă	MWh	n/a	n/a
<b>Energie electrică cumpărată de la grilă</b>			

De la grila de tensiune înaltă	MWh	71.50	71.50
De la grila de tensiune medie	MWh	83.04	83.04
De la grila de tensiune joasă	MWh	96.10	96.10

\*) Vezi Capitolul 2.6.5.

### 8.3.3. Alte ipoteze privind costurile de operare și întreținere

Se presupune că orice creșteri **salariale** în termeni reali sunt cel puțin compensate de o reducere în ceea ce privește forța de muncă. Astfel, se presupune că salariul va rămâne constant în termeni reali. Acest fapt se reflectă în Tabelul 8.3.

**Tabel 8.3: Salarii, Bacău, decembrie 2007 și orizontul de planificare, EUR pe unitate.**

	Unitate	2007-2011	2012-2028
<b>Rată de schimb valutar RON/EUR</b>	<b>3,54</b>	Mii EUR/an	Mii EUR/an
CET Bacău	Total costuri personal	16,25	6,50*)

\*) Opțiunea O2.

### 8.4. Ipoteze privind costurile investiționale

Tabelele privind costurile investiționale sunt prezentate separat în Capitolul 7.

Ipotezele pe care se bazează tabelele:

- Investițiile sunt defalcate pe an pentru orizontul de planificare al MP. Sunt prezentate cantitățile specifice investite pe ani, adică nu sunt utilizate cantități generale anuale;
- Investițiile sunt investiții nete (cheltuieli neprevăzute, tehnice și de proiectare). Costurile adiționale vor fi incluse în studiul de fezabilitate;
- Toate cifrele sunt exprimate în Euro în prețuri fixe pentru 2007;
- Anul de bază este 2009;
- Deprecierea nu este inclusă;
- Durata de viață a investițiilor este mai mare de 20 de ani. Astfel, la sfârșitul perioadei de 20 de ani, investițiile au o valoare reziduală care se stipulează a fi 25% din cantitatea investită.

### 8.5. Valoarea netă actualizată

#### 8.5.1. Metodologie

Opțiunile de investiție sunt evaluate utilizând următorii indicatori: Valoarea Netă Actualizată (VNA), Rata Internă de Recuperare (RIR) și Costul Mediu Incremental (CMI).

Elementele de bază a analizei sunt:

- Moneda: Euro;
- Prețurile: Fixe (decembrie 2007);
- Numărul de ani: 20;
- An de începere: 2009;
- An de încheiere: 2028;

- Valorile investiționale reziduale sunt estimate pentru venitul net pe durata de viață rămasă. Pentru că în etapa actuală nu sunt incluse proiecții privind veniturile, valoarea reziduală este stabilită la 25% din investiții.
- Rată a scontului: 5.0%.

Sunt identificate câteva scenarii independente de investiție care sunt apoi comparate cu scenariul de referință. Scenariul de referință este infrastructura existentă (inclusiv o îmbunătățire cu un pachet obligatoriu de intervenții, vezi Capitolul 5) dezvoltat pe o perioadă de 20 ani.

Scenariile sunt estimate prin calculul VNA și RIR și prin compararea acestora cu scenariul de referință.

Scenariile includ venituri din vânzarea de energie electrică și de credite de CO<sub>2</sub>, iar costurile includ investițiile, reinvestițiile și costurile fixe și variabile de operare. În acest calcul nu sunt incluse veniturile din vânzarea de energie termică. Astfel, VNA ilustrează costul net al fiecărui scenariu care trebuie recuperat prin vânzarea de energie termică.

Calculul VNA pornește de la costurile investiționale inclusiv cheltuielile neprevăzute, tehnice și de proiectare. Anexa 8.1 arată calculul tuturor investițiilor, al costurilor de operare și întreținere, inclusiv al costului combustibilului, venitul cu energia electrică și CO<sub>2</sub>, fluxul de numerar net și vânzările de energie electrică pentru toate opțiunile. Sunt incluse și prețurile echilibrate de energie termică pentru 20 de ani. Anexa include VNA și RIR pentru fiecare opțiune.

Costurile fixe de operare nu includ deprecierea.

De fapt, VNA calculează valoarea (în Euro) a fluxului de numerar net, unde fluxul de numerar pentru fiecare an este scontat la anul 1 (adică 2009), aplicându-se o taxă de scont de 5.0%.

RIR calculează rata dobânzii care stabilizează fluxul de numerar al câștigurilor și fluxul de numerar al costurilor. În unele cazuri, RIR nu este definită din cauza profilului investițiilor.

CMI este calculat pentru fiecare scenariu ca și câștigul net scontat împărțit la cantitatea scontată de energie termică produsă.

### 8.5.2. Scenarii

După cum au fost prezentate în Capitolul 5 al acestui raport, au fost estimate următoarele scenarii (vezi Tabelul 8.5.2-1):

**Tabel 8.5.2-1: Lista opțiunilor, Bacău.**

Titlu	Descriere
O1	Termoficare în sistem centralizat: rămâne turbina pe gaz, CAF este echipat
O2	Termoficare în sistem centralizat: rămâne turbina pe gaz, nou ciclu combinat, CAF este echipat
O3	Termoficare în sistem centralizat: rămâne turbina pe gaz, CAF este echipat, cazan nou cu pat fluidizat
O5	Allmentare individuală, cazane pe gaz în fiecare clădire
O4	Soluție parțial descentralizată, cazane pe gaz natural în fostele substații

Pentru fiecare scenariu au fost calculați următorii indicatori:

- VNA a investiției;
- VNA a costului net;
- VNA a producției de energie termică;
- CMI.

Scenariile au fost ierarhizate în funcție de Costul Mediu Incremental (CMI) al fiecăruia.

Au fost realizate două seturi de calcule: unul cu prețul gazului natural de 283 Euro pe 1000 m<sup>3</sup> și unul cu prețul gazului natural de 400 Euro pe 1000 m<sup>3</sup>.

Rezultatul estimării este prezentat în Tabelele 8.5.2-2 și 8.5.2-3.

**Tabel 8.5.2-2: Indicatori, scenarii alternative, Bacău. (preț GN = 283 Euro/1000 nmc)**

		Investiție	Cost net fiecure scenariu	Pro- ducție energie termică	CMI	Ierarhiza- re (CMI)
		A	D	E	F=D/E	
		VNA (5.0%)	VNA (5.0%)	VNA (5.0%)		
		Milioane EUR	Milioane EUR	TJ	EUR/GJ	
O1	Termoficare în sistem centralizat: turbina pe gaz rămâne, CAF echipat	48,93	196,03	9.326	21,02	3
O2	Termoficare în sistem centralizat: turbina pe gaz rămâne, nou ciclu combinat, CAF echipat	70,74	142,33	9.326	15,26	1
O3	Termoficare în sistem centralizat: turbina pe gaz rămâne, CAF echipat, cazan nou cu pat fluidizat	63,31	267,90	9.326	28,73	4
O5	Alimentare individuală, cazane pe gaz natural în fiecare clădire	50,00	163,78	9.326	17,56	2
O4	Soluție parțial descentralizată, cazane pe gaz natural în fostele substații	87,51	270,47	9.326	29,00	5

**Tabel 8.5.2-3: Indicatori, scenarii alternative, Bacău. (preț GN = 400 Euro/1000 nmc)**

		Investiție	Cost net fiecure scenariu	Pro- ducție energie termică	CMI	Ierarhiza- re (CMI)
		A	D	E	F=D/E	
		VNA (5.0%)	VNA (5.0%)	VNA (5.0%)		
		Milioane EUR	Milioane EUR	TJ	EUR/GJ	
O1	Termoficare în sistem centralizat: turbina pe gaz rămâne, CAF echipat	48,93	250,47	9.326	26,86	3
O2	Termoficare în sistem centralizat: turbina pe gaz rămâne, nou ciclu combinat, CAF echipat	70,74	217,49	9.326	23,32	2
O3	Termoficare în sistem centralizat: turbina pe gaz rămâne, CAF echipat, cazan nou cu pat fluidizat	63,31	334,87	9.326	35,91	5
O5	Alimentare individuală, cazane pe gaz natural în fiecare clădire	50,00	194,93	9.326	20,90	1
O4	Soluție parțial descentralizată, cazane pe gaz natural în fostele substații	87,51	310,05	9.326	33,25	4

Tabelele 8.5.2-2 și 8.5.2-3 ilustrează faptul că opțiunea cu un nou ciclu combinat are CMI cel mai scăzut în cazul prețului gazului de 283 Euro pe 1000 m<sup>3</sup>, în timp ce se situează pe locul al doilea în cazul prețului gazului de 400 Euro pe 1000 m<sup>3</sup>. În ambele scenarii, opțiunea cu cazanele individuale în clădiri se clasează pe locul al doilea și întâi. Soluția parțial descentralizată se află ultimul loc, respectiv penultimul loc.

## 9. Suportabilitate

### 9.1. Rezumat

Suportabilitatea serviciilor de termoficare în Bacău este evaluată pe baza unei comparații a veniturilor gospodăriei și a consumului de cantități de energie termică pe gospodărie. Comparația este realizată pentru un nivel mediu de venit și pentru un venit mic pe gospodărie cu un consum similar de energie termică. Așadar, în această prezentare, suportabilitatea depinde în întregime de costul energiei termice în comparație cu venitul pe gospodărie. Rezultatul evaluării este că viitorul sistem de termoficare este suportabil pentru gospodării cu venit mediu sau mai mare, în timp ce gospodăriile cu venit mic trebuie să economisească energie. Economisirile de energie vor fi posibile dacă la toate gospodăriile vor fi instalate contoare și regulatoare de consum.

### 9.2. Metodologie și abordare

#### 9.2.1. Capacitatea de contribuție maximă posibilă a comunității beneficiare

Până în 2009 comunitatea beneficiară, adică populația din Bacău și municipalitatea Bacău, au plătit întregul cost al termoficării furnizate. Consumatorii, în principal gospodăriile, au plătit aproximativ 50% din factură, în timp ce municipalitatea a plătit restul prin acordarea unei subvenții.

Începând cu 2009, municipalitatea nu mai poate subvenționa termoficarea. Compania de termoficare poate depune cerere pentru un bonus temporar de eficiență ridicată de cogenerare, în funcție de vânzările de electricitate către grilă. Bonusul este inclus în veniturile obținute din vânzarea de energie electrică.

Astfel, începând cu 2009, compania de termoficare trebuie să recupereze în totalitate costul termoficării de la consumatori, în special de la gospodării. Bonusul temporar va avea ca rezultat o reducere a prețului, care va ajunge la nivelul cel mai înalt la început, descrescând în următorii 10 ani, după care va dispărea.

Așadar, suportabilitatea de către consumatori devine un parametru decisiv pentru furnizorul de servicii de termoficare.

#### 9.2.2. Suportabilitatea de către consumator

Suportabilitatea este legată de abilitatea unor consumatori sau a unor grupuri de consumatori de a plăti pentru un anumit nivel de serviciu. Pe scurt, suportabilitatea (sau rata de suportabilitate) este definită ca procentul de venit lunar pe gospodărie care este cheltuit pe servicii utilitare, cum ar fi de exemplu electricitatea, termoficarea sau alimentarea cu apă. Cheltuielile cu utilitățile vor fi definite ca și **cantități facturate**, dar pot fi evaluate și plățile reale.

Suportabilitatea este determinată de venitul gospodăriilor, nivelul de consum pe gospodărie, politica tarifară și schemele de subvenții.

Suportabilitatea este diferită de bunăvoința de a plăti care este definită drept suma din venit pe care o persoană este dispusă să o cheltuiască pentru a obține un anumit serviciu. Bunăvoința de a plăti se reflectă în colectarea plăților și în faptul că, consumatorul se deconectează de la servicii. În contextul termoficării din România, bunăvoința de a plăti este caracterizată de următoarele două aspecte:

- Grupurile cu venituri mici care doresc să plătească mai puțin din cauza bugetului, și
- Grupurile cu venituri mari care sunt capabile să treacă la alte surse de energie termică de calitate mai bună și mai competitive.

### 9.2.3. Compariție între capacitatea de contribuție a comunității și costurile investiționale nete ale granturilor

Estimarea suportabilității prezentată în Master Plan are scopul de a stabili capacitatea maximă de contribuție a comunității beneficiare în situația în care se realizează investiții noi în centralele termice și în infrastructura de alimentare cu energie termică.

Se pune accent pe segmentele de consumatori cu venituri mici pentru a furniza o opinie privind suportabilitatea tarifelor propuse și a sistemelor existente de subvenție, precum și a necesarului de finanțare prin granturi a investițiilor.

Abordarea noastră este următoarea:

- Calculul costurilor medii incrementale (CMI) din scenariul de referință și din fiecare scenariu considerat. Rezultatul este prezentat sub formă de cost unitar;
- Estimarea numărului de unități consumate de fiecare gospodărie pe lună (medie de-a lungul unui an);
- Compararea CMI din fiecare scenariu cu venitul pe gospodărie. Pentru a stabili dacă toate gospodăriile vor fi capabile să plătească consumul de energie termică, se presupune că toate gospodăriile au consum identic de energie termică în comparație cu mărimea locuinței. Comparările între costurile cu energia termică și venitul pe gospodărie sunt realizate pentru veniturile cele mai mici. De fapt, decila de venit, adică a zecea parte din veniturile pe gospodărie este folosită drept bază.
- Au fost luate în considerare trei cazuri de dezvoltare a venitului: un parcurs pesimist, un parcurs optimist și un parcurs echilibrat.

### 9.3. Estimare

Ipoteze:

- Rată de schimb valutar RON/EUR, decembrie 2007: 3.54.
- Consum mediu pe gospodărie: 0,52 MWh pe lună sau 1,9 GJ pe lună.

Tabel 9.3-1: Valori istorice, Bacău, 2007.

An 2007						
Rată de schimb valutar RON/EUR	3.54					
	Bacău, venit mediu pe gospodărie, RON pe lună	Bacău, decila # 1 venit pe gospodărie, RON pe lună	Cost unitar producție de energie termică	Tarif istoric	Cost termoficare, % din venitul pe gospodărie	Tarif istoric, % din venitul pe gospodărie
Sursă	Tabel 2.17	Tabel 2.8				
Unități			MWh	MWh		
	Medie				Medie	Medie
Monedă: RON	1,442	x	175.96	99.42	12%	7%
Monedă: EUR	407	x	49.71	28.08	12%	7%
		Decila # 1			Decila # 1	Decila # 1
Monedă: RON	x	692	189.73	99.42	27%	14%



An 2007						
Rată de schimb valutar RON/EUR	3.54					
	Bacău, venit mediu pe gospodărie, RON pe lună	Bacău, decila # 1 venit pe gospodărie, RON pe lună	Cost unitar producție de energie termică	Tarif istoric	Cost termoficare, % din venitul pe gospodărie	Tarif istoric, % din venitul pe gospodărie
Monedă: EUR	x	196	53.6	28.08	27%	14%
Unități			GJ	GJ		
Monedă: RON			52.70	27.62		
			<b>14.89</b>	<b>7.80</b>		

Tabelul 9.3-1 compară costurile de producție de energie termică cu veniturile pe gospodărie pentru nivelul mediu de venit și decila de venit # 1, adică 10% din venitul populației cu venitul cel mai mic. Nu s-a avut în vedere niciun fel de subvenții sociale. Tabelul ilustrează că în medie în 2007, gospodăriile din Bacău care au primit energie termică din sistemul de termoficare au plătit 7% din venitul lor pe termoficare, în timp ce costul întreg al acestor servicii s-a ridicat la 12% din venitul pe gospodărie. Factura de energie termică a fost de **7.80 EUR pe GJ**, în timp ce costul întreg a fost de **14.89 EUR pe GJ**.

Populația care se încadrează la decila de venit # 1 ar fi plătit 14% din venitul pe gospodărie pe termoficare în 2007 – înainte de a lua în considerare subvențiile sociale. Pentru această categorie de consumatori, costul întreg a fost echivalent cu 27% din venitul pe gospodărie.

În decila # 1, în 2007, venitul mediu pe gospodărie a fost de 692 RON pe lună (85% din media națională). Această decilă conține toate veniturile din aproape nimic până în momentul în care apare decila # 2. Venitul mediu decila # 2 a fost de 835 RON/lună, iar venitul mediu decila # 3 a fost de 929 RON/lună. În decila #4, venitul mediu pe gospodărie a fost de 1.050 RON pe lună și doar în decila # 7, venitul mediu pe gospodărie depășește limita maximă admisă pentru subvenție de 1.450 RON/gospodărie. Aceasta înseamnă că șapte din zece gospodării aveau dreptul la subvenție socială. După cum a fost prezentat în secțiunea 2.6.5, în prima parte a sezonului de încălzire, adică lunile noiembrie – decembrie 2007, sistemul de subvenții sociale a început de la venitul pe gospodărie de 1,450 RON pe lună, în timp ce în cea de-a doua jumătate, ar începe de la un nivel mai ridicat.

Toate gospodăriile cu venituri între 1,277 și 1,450 RON pe lună au primit o reducere de 10% pentru plata facturii de energie termică. Pentru veniturile pe gospodărie între 1,132 și 1,277 RON pe lună, subvenția a fost de 20% etc. iar gospodăriile cu venituri sub 450 RON pe lună au primit o subvenție de 90% pentru plata facturii de energie termică. Sistemul de subvenții sociale este proiectat să reducă factura de energie termică cu 10% pentru fiecare pas de descreștere cu aproape 10% pe scara de venit, începând la 1.450 RON pe lună.

**Tabel 9.3-2: Suportabilitate, preț scăzut gaz natural (283 Euro/1000m3), Bacău**

	Cost energie termică, pe GJ	Cost energie termică, pe MWh	Cost energie termică, % din venitul mediu pe gospodărie	Cost energie termică, % din decila #1 de venit pe gospodărie

2007, EUR	14.89	52.70	12%			27%		
2007, RON		173.03						
<b>2009-2028</b>	<b>CMI</b>	<b>CMI</b>	<b>Pesimist</b>	<b>Optimist</b>	<b>Echilibrat</b>	<b>Pesimist</b>	<b>Optimist</b>	<b>Echilibrat</b>
<b>Consum GJ pe gospodărie pe lună</b>			<b>Venit pe gospodărie, RON/lună</b>			<b>Venit pe gospodărie, RON/lună</b>		
2,2			329	568	430	158	272	207
	EUR/GJ	RON/MWh	<b>Cost energie termică / venit pe gospodărie</b>			<b>Cost energie termică / venit pe gospodărie</b>		
O1	21,02	267,89	14%	8%	11%	29%	17%	22%
O2	15,26	194,50	10%	6%	8%	21%	12%	16%
O3	28,73	366,10	19%	11%	15%	40%	23%	31%
O5	17,56	223,81	12%	7%	9%	24%	14%	19%
O4	29,00	369,62	19%	11%	15%	40%	23%	31%

Tabelul 9.3-2 calculează costul mediu al energiei termice din punctul de vedere al costurilor medii incrementale comparate cu venitul mediu pe gospodărie. Atât CMI cât și cifrele de venit pe gospodărie sunt valori scontate. Venitul pe gospodărie este specificat atât pentru un nivel mediu de venit cât și pentru decila cu cel mai mic venit. Sunt prezentate trei cazuri: cazul pesimist, cazul optimist și cazul echilibrat.

#### 9.4. Suportabilitate

Pe baza acestor ipoteze de bază, Tabelul 9.3-2 sugerează că nivelul costului în toate scenariile se regăsește în intervalul 10-19%, 6-11% sau 8-15% din venitul mediu pe gospodărie în funcție de prognoza aplicată, adică pesimistă, optimistă sau echilibrată. Pentru decila 1 pe gospodărie intervalele sunt 21-40%, 12-23% și 16-31%.

După cum s-a prezentat în Capitolul 2.6.5, gospodăriile cu veniturile mai mici de 1.450 RON (410 EUR) pe lună au dreptul la o subvenție pentru plata facturii de energie termică de 10%. După acest prag, cu cât este venitul mai mic, cu atât este subvenția mai mare. Pentru gospodăriile cu veniturile mai mici de 362 RON (102 EUR) pe lună subvenția va fi de 90% din factura de energie termică. Schema de subvenții ar afecta venituri aproape de medie și ar stabili un prag pentru factura de energie termică pentru toate gospodăriile cu aproximativ 7% din venitul acestora. La intrarea în schema de subvenție, gospodăriile ar avea factura de energie termică redusă la aproximativ jumătate, în ceea ce privește CMI în cazul Opțiunii O2.

Calculul acestora sunt folosite pentru a demonstra costurile relative a diferitelor opțiuni. O evaluare detaliată a evoluției tarifelor pentru orizontul de planificare al proiectului împreună cu creșterea consumului și a veniturii va fi inclusă în studiul de fezabilitate.

Tabelul 9.3-2 sugerează că subvențiile sociale pentru gospodăriile cu venit mic trebuie să continue.

#### 9.5. Analiza sensibilității

A fost realizată o analiză a sensibilității pentru prețul gazului natural. În calculul următor este asumat un preț unitar de 400 Euro pe 1000 m<sup>3</sup> pentru a demonstra diferența în indicatori ca rezultat al unui preț al gazului extrem de ridicat.

**Tabel 9.5-1: Suportabilitate, preț ridicat gaz natural (400 Euro/1000m<sup>3</sup>), Bacău**

	Cost energie termică pe GJ	Cost energie termică pe MWh	Cost energie termică, % din venitul mediu pe gospodărie			Cost energie termică, % din decila #1 de venit pe gospodărie		
			Pesimist	Optimist	Echilibrat	Pesimist	Optimist	Echilibrat
2007, EUR	14.89	52.70	12%			27%		
2007, RON		173.03						
<b>2009-2028</b>	<b>CMI</b>	<b>CMI</b>	<b>Pesimist</b>	<b>Optimist</b>	<b>Echilibrat</b>	<b>Pesimist</b>	<b>Optimist</b>	<b>Echilibrat</b>
<b>Consum, GJ pe gospodăria pe lună</b>			<b>Venit pe gospodărie, RON/lună</b>			<b>Venit pe gospodărie, RON/lună</b>		
<b>2,2</b>			<b>329</b>	<b>568</b>	<b>430</b>	<b>158</b>	<b>272</b>	<b>207</b>
	<b>EUR/GJ</b>	<b>RON/MWh</b>	<b>Cost energie termică / venit pe gospodărie</b>			<b>Cost energie termică / venit pe gospodărie</b>		
O1	26,86	342,29	18%	10%	14%	37%	22%	29%
O2	23,32	297,22	16%	9%	12%	33%	19%	25%
O3	35,91	457,62	24%	14%	18%	50%	29%	38%
O5	20,90	266,38	14%	8%	11%	29%	17%	22%
O4	33,25	423,70	22%	13%	17%	46%	27%	35%

Pe baza ipotezelor de bază, Tabelul 9.5-1 sugerează că nivelul costului în toate scenariile crește în intervalul 14-24%, 8-14% sau 12-18% din venitul mediu pe gospodărie în funcție de prognoza aplicată, adică pesimistă, optimistă sau echilibrată. Pentru decila 1 pe gospodărie intervalele sunt 29-50%, 17-29% and 22-38%.

Astfel, în cazul prețului ridicat al gazului natural, gospodăria medie va observa că factura va arată un consum suplimentar aferent unui procent de 3-5% din venit, în timp ce gospodăriile cu decilă de venit 1 vor constata o creștere a facturii cu 8-10% din venit.

În plus față de cele prezentate mai sus, s-ar putea realiza o estimare a sensibilității pe baza următorului argument: se estimează că în calculele de mai sus rata de decuplare care a fost de 3% p.a. în ultimii ani va fi înlocuită de o tendință crescătoare a suprafeței încălzite de 1% p.a. Cu toate acestea, având în vedere că proiecția privind prețurile gazului sau din acest punct de vedere și al altor surse de energie pentru sistemele individuale de încălzire în următorii 20 de ani este destul de incertă, presupunerea unei creșteri a suprafeței încălzite ar trebui să facă obiectul unei analize a sensibilității. Din punctul de vedere al sistemului de termoficare, riscul se află în continuarea tendinței din trecut de deconectări, poate cauzată de o scădere a prețurilor gazului (vezi Anexa 8.1-cu deconectări).

Acest fapt poate fi ilustrat prin combinarea scenariului cu prețul scăzut al gazului cu o tendință continuă de deconectare, în care suprafața încălzită (clădirii noi și reconectări din care se scad deconectările) va

rămâne constantă de-a lungul perioadei de planificare de 20 de ani. Se presupune că, cantitatea totală de energie termică vândută a scăzut cu 1% p.a.

**Tabel 9.5-2: Suportabilitate, preț scăzut al gazului natural (283 Euro/1000m<sup>3</sup>), Bacău**

	Cost energie termică pe GJ	Cost energie termică pe MWh	Cost energie termică, % din venitul mediu pe gospodărie			Cost energie termică, % din decila #1 de venit pe gospodărie		
			Pesimist	Optimist	Echilibrat	Pesimist	Optimist	Echilibrat
2007, EUR	14.89	52.70	12%			27%		
2007, RON		173.03						
<b>2009-2028</b>	<b>CMI</b>	<b>CMI</b>	<b>Pesimist</b>	<b>Optimist</b>	<b>Echilibrat</b>	<b>Pesimist</b>	<b>Optimist</b>	<b>Echilibrat</b>
<b>Consum, GJ pe gospodărie pe lună</b>			<b>Venit pe gospodărie, RON/lună</b>			<b>Venit pe gospodărie, RON/lună</b>		
<b>2,2</b>			<b>329</b>	<b>568</b>	<b>430</b>	<b>158</b>	<b>272</b>	<b>207</b>
	<b>EUR/GJ</b>	<b>RON/MWh</b>	<b>Cost energie termică / venit pe gospodărie</b>			<b>Cost energie termică / venit pe gospodărie</b>		
O1	22,56	287,55	15%	9%	12%	31%	18%	24%
O2	16,38	208,78	11%	6%	8%	23%	13%	17%
O3	30,83	392,96	21%	12%	16%	43%	25%	33%
O5	18,85	240,23	13%	7%	10%	26%	15%	20%
O4	31,13	396,74	21%	12%	16%	43%	25%	33%

Pe baza ipotezelor în care se combină un nivel relativ scăzut al gazului și deconectările continue, Tabelul 9.5-2 sugerează că nivelul costului în toate scenariile va fi în intervalul 11-21%, 6-12% sau 8-16% din venitul mediu pe gospodărie, în funcție de prognoza aplicată, adică pesimistă, optimistă sau echilibrată. Pentru decila 1 pe gospodărie intervalele sunt 23-43%, 13-25% și 17-33%.

Acesta este puțin mai costisitor decât în situația cu prețul scăzut al gazului fără deconectări. Drept rezultat al deconectărilor, Costurile Medii Incrementale ar crește cu 8.6% în toate opțiunile, cu excepția soluțiilor descentralizate și individuale pe gaz, unde ar rămâne neschimbate. Acest fapt ar afecta ierarhizarea opțiunilor.

De exemplu, CMI al opțiunii O2 preferate ar crește de la 15,26 €/GJ la 16,38 €/GJ.

## 9.6. Concluzie

Calculul de mai sus ilustrează faptul că investițiile în reabilitarea sistemului de termoficare ar îmbunătăți funcționarea sistemului. Cu toate acestea, în același timp, se estimează că, costurile cu combustibilul și alte costuri vor crește. Având în vedere că serviciile ar putea depăși suportabilitatea grupului decilei cele mai mici, subvențiile sociale ar trebui menținute pentru a proteja consumatorii cu venitul scăzut de creșterile costului energiei termice.

Mărimea subvențiilor poate fi ilustrată după cum urmează, într-un scenariu cu situația cea mai rea posibilă: la un tarif de 33,25 Euro/GJ (opțiunea O4 în scenariul cu prețul ridicat al gazului) și un consum pe gospodărie de 2,2 GJ/lună, costul energiei termice pe gospodărie este de  $33,25 \times 2,2 = 73,15$  Euro pe lună. În cazul decilei 1, gospodărie cu un venit mediu de 158 Euro pe lună (scenariul pesimist bazat pe o

rată de creștere a veniturului real de 3% p.a.), costul energiei termice pe gospodărie este de 46% din venit. Potrivit schemei de subvenții pentru gospodării pentru 2007, o gospodărie cu acest venit lunar are dreptul la o subvenție de 70% din factura de energie termică. În acest caz, subvenția va fi de 70% \* 73,15 Euro pe lună sau 51,21 Euro pe lună. Pe baza acestor cifre, întregul segment al decilei 1, un număr total de 2.500 de gospodării, ar avea dreptul la o subvenție totală anuală de 51,21 Euro/lună \* 12 luni/an \* 2.500 gospodării = 1,54 milioane Euro. De asemenea, și consumatorii din segmentele de venituri mai mari au dreptul la subvenție socială. Acest aspect va fi tratat în studiul de fezabilitate.

## 10. Program prioritar de investiții în infrastructură

### 10.1. Rezumat

În capitolele următoare este realizată o prioritizare a acțiunilor propuse. Prioritizarea măsurilor este realizată pe baza a trei nivele prioritare:

- prioritatea 1: măsuri obligatorii pentru a asigura conformarea cu cerințele privind mediul;
- prioritatea 2: măsuri care nu sunt obligatorii însă care duc la economisiri de energie și o calitate bună a alimentării cu energie termică (cost-beneficiu ridicat);
- prioritatea 3: măsuri obligatorii necesare pentru a îndeplini țintele strategiei naționale (cost-beneficiu mediu).

Măsurile propuse sunt descrise în detaliu în Capitolul 10.2. Lista măsurilor prioritizate prezintă costurile investiționale, sursa propusă de finanțare precum și perioada de implementare propusă. În final, cerințele fundamentale pentru faza prioritară (Faza 1) și fazele ulterioare sunt prezentate în Capitolul 10.4, inclusiv o primă recomandare privind investițiile capitale și sursele de finanțare.

### 10.2. Prioritizarea măsurilor propuse

Intervențiile propuse constă în: I) toate măsurile obligatorii necesare pentru conformarea cu directivele UE transpuse în legislația națională și II) toate măsurile neobligatorii (toate măsurile care duc la o eficiență mai ridicată a costurilor și a nivelului de servicii).

În ceea ce privește măsurile obligatorii, posibilele intervenții care ar duce la o conformare totală cu directivele UE, subliniate în POS Mediu, au făcut obiectul unui studiu de pre-fezabilitate pentru a alege soluțiile cele mai potrivite și eficiente din punctul de vedere al costurilor.

S-a arătat de la început că experiența de operare și de piață a CET Bacău demonstrează faptul că nu mai este posibilă continuarea operării cazanului de 420 t/h 140 bari 540 deg C și a turbinei cu abur de 50 MW, din cauza unei sarcini termice mult prea mici necesară pentru municipiul Bacău și pentru că nu mai există consumatori de abur industrial. Această unitate ar putea opera și pentru producerea de energie electrică însă prețul energiei electrice nu este unul competitiv din două motive:

- în Bacău cărbunele este costisitor din cauza distanței lungi de transport;
- în condiții de operare cu cogenerare scăzută, unitatea electrică nu este competitivă comparativ cu unitățile specializate cu metoda condens din România.

Master Planul a orientat opțiunile către unitățile de cogenerare de mare eficiență (ciclu combinat) sau cazane apă fierbinte. A fost examinată o opțiune care conținea un cazan apă fierbinte cu ardere pe lignit însă s-a dovedit a fi o opțiune necompetitivă.

Reabilitarea rețelelor de transport și distribuție sunt de asemenea măsurile obligatorii necesare pentru atingerea țintelor strategiei naționale cu privire la pierderile de căldură din rețea.

Singurele măsuri neobligatorii prezentate de acest proiect sunt instalarea de dispozitive variatoare de viteză pentru principalele pompe și reabilitarea substațiilor. Ambele măsuri contribuie în mod semnificativ la reducerea costurilor de O&M și îmbunătățirea calității și la reabilitarea alimentării cu energie termică. Acestea sunt necesare pentru a introduce regulatoare de temperatură în substații și la nivel de clădire, care să ducă la o trecere de la regimul anterior de debit constant la unul de debit variabil. În cadrul acestui MP nu au fost luate în considerare alte măsuri neobligatorii. Cu toate acestea, se recomandă, ca o

activitate generală și continuă de dezvoltare, actualizarea nivelului de automatizare pentru a permite controlul și monitorizarea de la distanță, a funcțiilor vitale, din camera centrală de control.

### 10.2.1. Criterii

Printre măsurile obligatorii, cele necesare pentru atingerea conformării cu directivele UE transpuse în legislația națională sunt considerate ca cele cu prioritatea cea mai mare, în timp ce cele necesare pentru atingerea țintelor strategiei naționale sunt considerate ca fiind o a treia prioritate datorită impactului lor limitat asupra mediului în comparație cu mărimea investiției.

Măsurile neobligatorii sunt date ca o a doua prioritate, datorită faptului că au un impact relativ ridicat asupra mediului în comparație cu mărimea investiției, precum și un impact pozitiv asupra calității și reabilitării alimentării cu energie termică. Prioritatea fiecărei măsuri propuse este dată în Tabelul 10.2-1 de mai jos.

Măsură (Intervenție)	Nivel de prioritate
Instalarea unui ciclu combinat cu generare de energie termică de 18,5 MWt în IMA1	1
Închiderea depozitului de zgură și cenușă	1
Reabilitarea rețelei de transport	3
Variatoare de viteză pentru pompe pentru CET Centru și CET Sud	2
Reabilitarea rețelelor de distribuție - a părții prioritare	1
Reabilitarea rețelelor de distribuție - a părții rămase	3
Reabilitarea centralelor de cazane locale	2

**Tabel 10.2-1:** Prioritatea măsurilor propuse

### 10.2.2. Descrierea măsurilor propuse

#### Ciclu combinat cu generare de energie termică de 18,5 MWt și 22 MWe

Această tehnologie s-a dovedit cea mai eficientă. Unitatea ar trebui construită în spațiul existent în CET Bacău (IMA 1 cazan și camera motoarelor). Sunt disponibile toate cele necesare pentru o astfel de unitate și spațiul este potrivit. Energia electrică rezultată este de 22,2 MWe.

Studiul de fezabilitate ar trebui să determine o capacitate mai precisă pentru această unitate pornind de la condițiile privind necesarul termic actual și viitor, precum și de la proiecția privind prețul energiei electrice.

#### Pompe cu variatoare de viteză

CET Bacău este în plin proces de schimbare a modalității de operare de la modul inițial cu debit fix la modul cu debit variabil, controlat de necesarul real de energie prin instalarea unor regulatoare de temperatură în substațiile de energie termică. Debitul va deveni din ce în ce mai variabil, pe parcurs ce vor fi instalate mai multe supape termostat în clădirile încălzite. Pentru a adapta stațiile de pompare la debitul variabil, în timp ce în același timp se economisesc cantități semnificative de electricitate, trebuie instalate variatoare de viteză pentru un număr de pompe principale de circulare. Studiul de fezabilitate ar trebui să analizeze dacă nu ar fi mai bine ca unele pompe să fie înlocuite cu pompe mai mici.

Variatoarele de viteză sunt standard pentru toate sistemele de termoficare din Europa de Vest. Cea mai frecvent utilizată tehnologie sunt schimbătoarele de frecvență. Cu toate că Bacău a luat în considerare introducerea unor variatoare de viteză pentru pompele principale de recirculare, posibilitățile limitate de finanțare au împiedicat până acum introducerea acestei tehnologii.

De fapt, există două etape de pompare, fiecare utilizând trei pompe:

**Etapa 1**

- 3 pompe de 1650 m<sup>3</sup>/h, 9 barl, 630 kW, 6 kV

**Etapa 2**

- 3 pompe de 1650 m<sup>3</sup>/h, 11,5 barl, 800 kW, 6 kV

Instalarea unui echipament cu variator de viteză (schimbător de frecvență) ar trebui realizată pe cel puțin următoarele pompe:

- 2 pompe etapa 1,
- 2 pompe etapa 2.

Când se instalează variatoare de viteză pentru pompele principale, în același timp ar trebui să se instaleze pompe să asigure un debit minim de siguranță prin cazanele apă fierbinte. Această poate fi soluționată prin instalarea de pompe de recirculare în conducta de recirculare la fiecare cazan apă fierbinte sau la un grup de cazane apă fierbinte, împreună cu echipamente pentru controlul recirculării debitului. În plus, pentru a controla debitul disponibil pentru fiecare stație ar fi necesară instalarea unui regulator de presiune diferențiată în fiecare stație. Acesta ar trebui să fie un regulator direct, declanșat de jet.

**Reabilitarea rețelelor de distribuție**

Două din centralele de cazane locale nu vor mai fi folosite. În schimb, va fi montată o rețea primară de 2.200 m (conducte preizolate de DN 250) pentru a fi conectată la 18 module. Conducta de transport va opera la 130/80<sup>o</sup> C pe timp de iarnă și 70/40<sup>o</sup> C pe timp de vară, la o presiune de 12 bari.

Modulele vor fi instalate în apropierea clădirilor consumatorilor. Modulele vor opera la 90/70<sup>o</sup> C pentru energie termică și la 10/60<sup>o</sup> C pentru apă caldă menajeră.

Aproximativ 105 km din rețelele de distribuție, conectate la 27 de stații vor fi reabilite cu conducte preizolate. În studiul de fezabilitate va fi analizată cea mai bună soluție care urmează a fi utilizată: sistemul de două conducte sau sistemul de patru conducte. Studiul de fezabilitate existent va fi actualizat, lucrările de reabilitare vor fi prioritizate și Investițiile cele mai urgente vor fi incluse în Aplicație.

**10.3. Indicatori cheie de performanță**

Indicatorii cheie de performanță, țintele și estimarea atingerii acestora din punctul de vedere al mediului, politica din sectorul energetic și serviciul de alimentare cu căldură sunt prezentați în detaliu în Capitolul 7.9.

**10.4. Lista măsurilor investiționale prioritizate**



Tabelul următor prezintă investițiile propuse în ordinea priorității acestora, costurile investiționale, perioada de implementare și sursele de finanțare propuse. Descrierea detaliată a fiecărei investiții este prezentată în Capitolul 10.2 și Capitolul 5.

Numele investiției	IMA/locație	Prioritate	Investiție	Sursă de finanțare	Perioada de implementare
Ciclu combinat	IMA1	1	22,9	Comunitate + Finanțare publică națională + Municipalitatea	2009-2010
Închiderea depozitului de zgură și cenușă		1	4,5	Comunitate + Finanțare publică națională + Municipalitatea	2010-2011
Variatoare de viteză pentru pompe		2	1,55	Comunitate + Finanțare publică națională + Municipalitatea	2010
Reabilitarea centralelor de cazane locale		2	1,63	Municipalitatea	2009-2010
Reabilitarea rețelei de transport		3	16,45	Municipalitatea	2009-2012
Reabilitarea rețelelor de distribuție – partea prioritară		1	22,1	Comunitate + Finanțare publică națională + Municipalitatea	2009-2011
Reabilitarea rețelelor de distribuție – partea rămasă		3	16,4	Municipalitatea	2011-2012

**Tabel 10.4-1: Lista măsurilor investiționale prioritizate**

Planul de Investiții Prioritare propus pentru finanțare prin POS Mediu Axa Prioritară 3 este prezentat în tabelul de mai jos:

Numele investiției	IMA/locație	Prioritate	Cost investițional	Sursa de finanțare	Perioada de implementare
Ciclu combinat	IMA1	1	22,9	Comunitate + Finanțare publică națională + Municipalitatea	2009-2010
Închiderea depozitului de zgură și cenușă		1	4,5	Comunitate + Finanțare publică națională + Municipalitatea	2010-2011

Variatoare de viteză pentru pompe		2	1,55	Comunitate + Finanțare publică națională + Municipality	2010
Reabilitarea rețelei de distribuție – partea prioritară		1	22,1	Comunitate + Finanțare publică națională + Municipality	2010-2011
<b>Total</b>			<b>51,05</b>		

Finanțarea din partea Comunității va fi de 50% din totalul costurilor eligibile, în timp ce restul de 50% va fi acoperit din bugetul național (40% din partea rămasă) și din bugetul local (10% din partea rămasă).

Trebuie specificat faptul că tabelul privind costurile prezentat mai sus nu include următoarele costuri adiționale, care vor fi cuantificate în etapa de studiu de fezabilitate:

- management și supervizare proiect;
- campania de conștientizare;
- cheltuieli neprevăzute, rate a dobânzii etc;
- TVA.

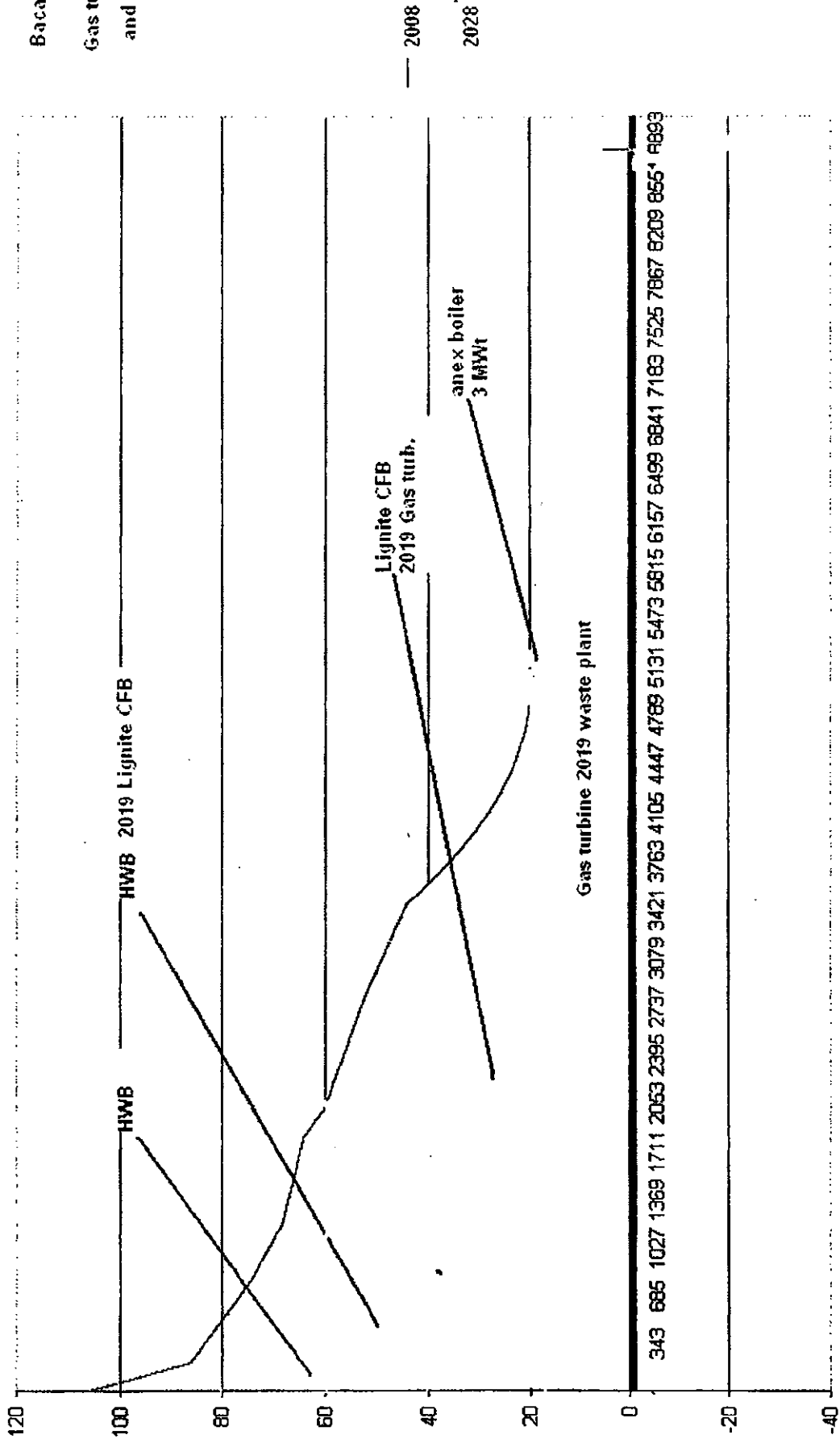
**11. Plan de Acțiune pentru implementarea proiectului**

Tabelul următor prezintă un Plan de Acțiune pentru implementarea proiectelor propuse a fi finanțate prin fonduri UE. Planul este realizat pe baza cerințelor administrative, de mediu și instituționale în concordanță cu reglementările CE și naționale. De asemenea, acesta respectă termenele limită privind conformarea cu cerințele de mediu potrivit POS Mediu. Tabelul prezintă acțiuni, durata acestora, termenele limită pentru realizarea acestora precum și organismul responsabil pentru aceasta.

Acțiune	Perioada	Termen limită	Organism responsabil
Elaborare SF	Noi. 2008.-Ian.2009	31 Ian.2009	Consultant AT
Elaborare Studiu de Impact	Sept. 2008 - Ian. 2009	20 Dec. 2008	Consultant AT
Elaborarea analizei instituționale	Dec. 2008-Ian.2009	20 Dec. 2008	Consultant AT
Elaborarea analizei cost-beneficiu	Sept.2008-Ian. 2009	31 Ian. 2009	Consultant AT
Elaborarea Aplicației	Mar. 2009	28 Feb. 2009	Consultant AT
Evaluarea Aplicației	Mar.-Mai 2009	30 Mai 2009	Comisia Europeană
Elaborarea dosarului de licitație pentru AT (Inclusiv a TdR)	Apr. 2009	30 Apr. 2009	Consultant AT
Elaborarea dosarului de licitație pentru contractul de achiziții (inclusiv specificațiile tehnice)	Mar.-Mai 2009	30 Mai 2009	Consultant AT
Înființarea UIP și a UMP	Mar-Mai 2009	30 Mai 2009	Municipalitatea
Contractarea contractelor de AT (de la publicarea anunțului până la semnarea contractului)	Iul-Dec. 2009	Dec. 2009	Municipalitatea
Contractarea de contracte de echipamente (de la publicarea anunțului până la semnarea contractului)	Iul-Dec.2009	Dec. 2009	Municipalitatea
Implementarea contractelor de AT	2010-2011	20 Dec. 2011	Consultanții aleși
Implementarea contractelor de echipamente	2010	20 Dec. 2011	Furnizorii aleși
Implementarea contractelor de lucrări	2010-2011	20 Dec. 2011	Contractor ales

Bacau - option 03

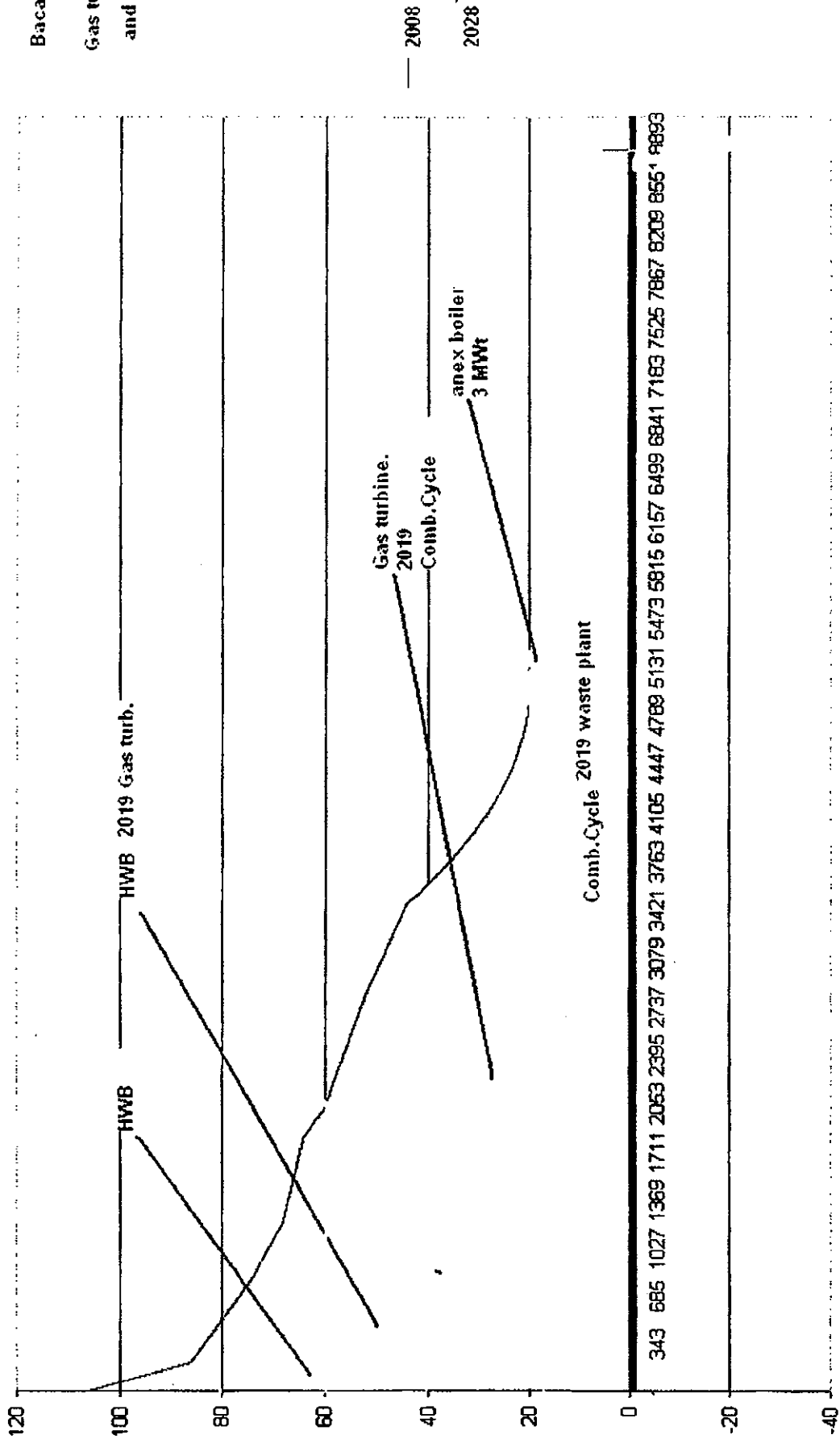
Gas turbine - Lignite CFB  
and HWB



343 686 1027 1369 1711 2063 2395 2737 3079 3421 3763 4105 4447 4789 5131 5473 5815 6157 6499 6841 7183 7525 7867 8209 8551 8893

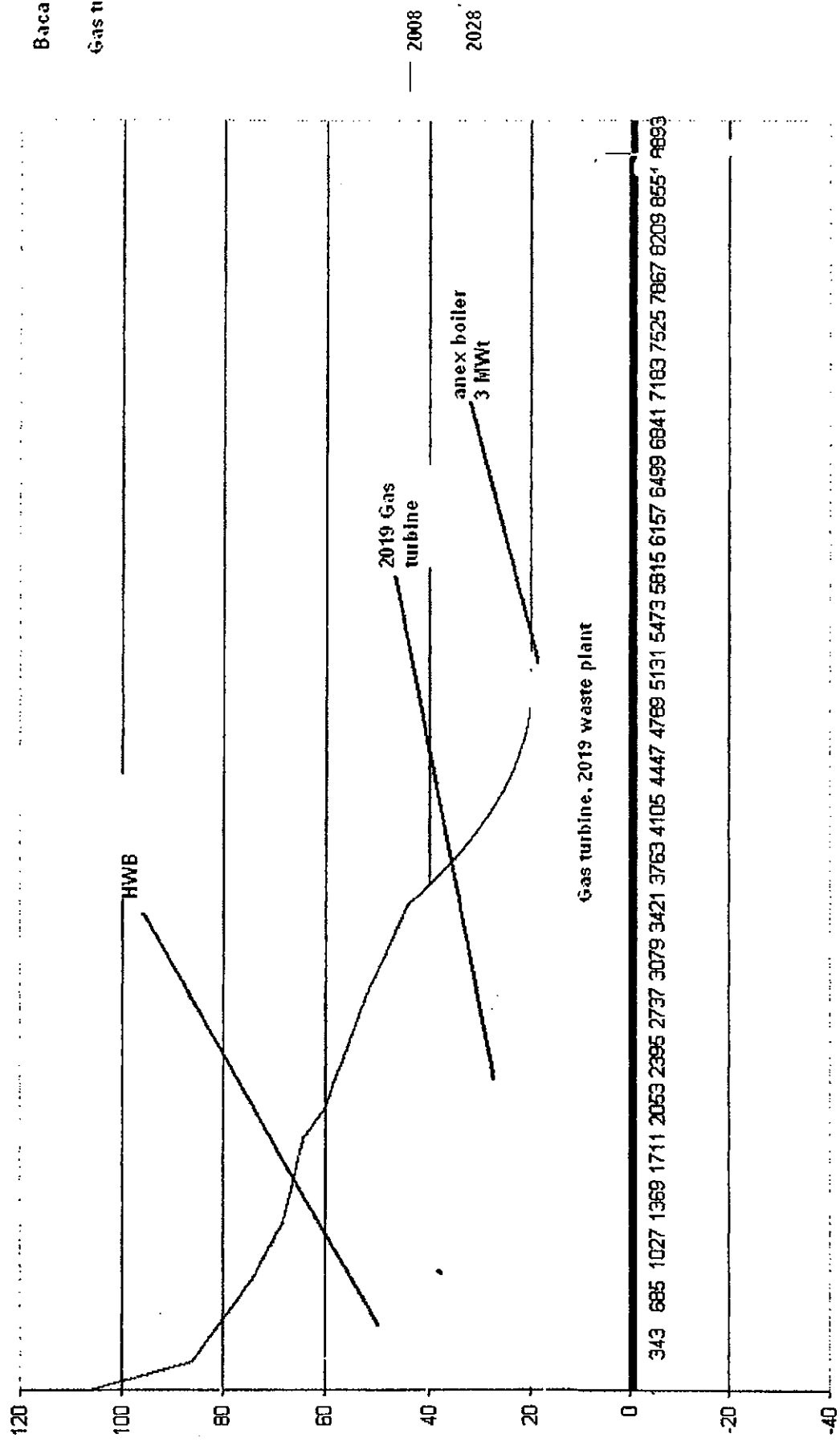
Bacau - option 02

Gas turbine .Comb.Cycle  
and HWB



Bacau - option 01

Gas turbine and HWB



Annex 7.6-1: Operationaintenance Costs

Preturi si cheltuieli sistem centralizat Bacau

An	Pret gaz	Pret energie termica din deseuri	Pret carbune	Intrare PEE CET 110KV	Intrare PEE distrib 380V	Baza vanz elec.	Bonus elect	Vanz. elect.	Pret	Pret indepartare SO2	Salarii CET & Cheltuieli fixe
	E/1000mc	E/TJ	E/t	E/MWh	E/MWh	E/MWh	E/MWh	E/MWh	E/t	E/t	Th(€) E/y
2008				71,5	96,1	75,32	28,70	104,02			16250,00
2009				71,5	96,1	75,32	28,00	103,32			16250,00
2010				71,5	96,1	75,32	27,40	102,72			16250,00
2011				71,5	96,1	75,32	28,80	104,12			16250,00
2012				71,5	96,1	75,32	28,40	103,72			6500,00
2013				71,5	96,1	75,32	28,00	103,32			6500,00
2014				71,5	96,1	75,32	26,70	102,02			6500,00
2015				71,5	96,1	75,32	26,60	101,92			6500,00
2016				71,5	96,1	75,32	26,30	101,62			6500,00
2017				71,5	96,1	75,32	26,30	101,62			6500,00
2018				71,5	96,1	75,32	26,30	101,62			6500,00
2019				71,5	96,1	75,32	26,30	101,62			6500,00
2020				71,5	96,1	75,32	0,00	75,32			6500,00
2021				71,5	96,1	75,32	0,00	75,32			6500,00
2022				71,5	96,1	75,32	0,00	75,32			6500,00
2023				71,5	96,1	75,32	0,00	75,32			6500,00
2024				71,5	96,1	75,32	0,00	75,32			6500,00
2025				71,5	96,1	75,32	0,00	75,32			6500,00
2026				71,5	96,1	75,32	0,00	75,32			6500,00
2027				71,5	96,1	75,32	0,00	75,32			6500,00
2028				71,5	96,1	75,32	0,00	75,32			6500,00

## Anexa 2.6.2-1

### Valori limită privind SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> și emisiile de praf rezultate din operarea IMA în funcție de diferite tipuri de combustibili

Valori limită privind emisiile de bioxid de sulf – combustibil solid (mg/Nm<sup>3</sup>), conținut de O<sub>2</sub> de 6% în gazele de ardere, pentru a fi aplicate pentru IMA-urile tip I și II

Input termic (P) [MW]	Valori limită privind emisiile [mg SO <sub>2</sub> /Nm <sup>3</sup> ]
50 ≤ P < 100	2000
100 ≤ P < 500	2400-4P*
P ≥ 500	400

În cazurile în care valorile limită privind emisiile nu pot fi respectate din cauza caracteristicilor combustibilului, trebuie atinsă o rată de desulfurizare de cel puțin 60 % în cazul centralelor cu un input termic stabilit de cel puțin sau egal cu 100 MWth, 75 % pentru centralele mai mari de 100 MWth și mai puțin sau egal cu 300 MWth și 90 % pentru centralele mai mari de 300 MWth. Pentru centrale mai mari de 500 MWth, trebuie aplicată o rată de desulfurizare de cel puțin 94 % sau cel puțin 92 % unde a intrat un contract pentru instalarea de echipamente de desulfurizare a gazelor de ardere sau de injecție de oxid de calciu iar lucrarea la instalație a început înainte de 1 ianuarie 2001.

Valori limită privind emisiile de bioxid de sulf – combustibili solizi (mg/Nm<sup>3</sup>), conținut de O<sub>2</sub> de 6% în gazele de ardere, pentru a fi aplicate pentru LCP-urile de tip III, cu excepția turbinelor pe gaz

Tip combustibil	Input termic (P) [MW]	Valori limită privind emisiile [mg SO <sub>2</sub> /Nm <sup>3</sup> ]
Biomasă	50 ≤ P < 100	200
	100 < P ≤ 300	200
	P > 300	200
Situația generală a combustibilului solid	50 ≤ P < 100	850
	100 < P ≤ 300	200
	P > 300	200

În cazurile în care valorile limită de mai sus privind emisiile nu pot fi respectate din cauza caracteristicilor combustibilului, instalațiile trebuie să respecte o valoare limită de 300 mg/Nm<sup>3</sup> SO<sub>2</sub> sau o rată de desulfurizare de cel puțin 92 % în cazul centralelor cu un input termic stabilit de cel puțin sau egal cu 300 MWth. În cazul centralelor cu un input termic mai mare de 300 MWth trebuie atinsă o rată de desulfurizare de cel puțin 95 %, în același timp trebuind să se aplice o valoare limită maximă admisibilă privind emisiile de 400 mg/Nm<sup>3</sup>.



**Valori limită privind emisiile de bioxid de sulf – combustibili lichizi (mg/Nm<sup>3</sup>), conținut de O<sub>2</sub> de 3% în gazele de ardere, pentru a fi aplicate pentru IMA-urile de tip I, II și III**

Input termic (P) [MW]	Valori limită privind emisiile [mg SO <sub>2</sub> /Nm <sup>3</sup> ]	
	Tipurile I și II	Tip III
50 ≤ P < 100	1700	850
100 ≤ P < 500	3650-6,5P*	400-200
P ≥ 500	400	200

**Valori limită privind emisiile de bioxid de sulf – combustibili gazoși (mg/Nm<sup>3</sup>) conținut de O<sub>2</sub> de 3% în gazele de ardere, pentru a fi aplicate pentru IMA-urile de tip I, II și III**

Tip combustibil gazos	Valori limită privind emisiile [mg SO <sub>2</sub> /Nm <sup>3</sup> ]	
	Tipuri I și II	Tip III
Combustibil în general gazos	35	35
Gaz lichefiat	5	5
Gaz cu putere calorifică mică din cuptorul de cocs	800	400
Gaz din furnal cu putere calorifică mică		200

**Valori limită privind emisiile de oxizi de azot (NO<sub>x</sub>) – măsurat ca NO<sub>2</sub> – pentru combustibili solizi (conținut de O<sub>2</sub> de 6% în gaze de ardere) și combustibili lichizi și gazoși (conținut de O<sub>2</sub> de 3% în gazele de ardere), pentru a fi aplicate pentru IMA-uri de tipul I și II**

Tip combustibil	Input termic (P) [MW]	Valoare limită privind emisiile [mg NO <sub>x</sub> /Nm <sup>3</sup> ]
Solid	50 - 500	600
	>500	500 <sup>1) 2)</sup>
Solid (valori limită privind emisiile aplicabile după 1 ianuarie 2016)	50 - 500	600
	>500	200
Lichid	50 - 500	450
	>500	400
Gazos	50 - 500	300

Tip combustibil	Input termic (P) [MW]	Valoare limită privind emisiile [mg NO <sub>x</sub> /Nm <sup>3</sup> ]
	>500	200

<sup>1)</sup> Până la 31 decembrie 2015, VLE este de 600 mg/Nm<sup>3</sup> pentru IMA-urile de tip I și II, cu un input termic mai mare de 500 MW, care nu funcționează mai mult de 2.000 ore pe an (pe baza unui calcul mediu pe 5 ani), începând cu anul 2008.

VLE este de 450 mg/Nm<sup>3</sup> pentru IMA-urile de tip I și II, cu un input termic mai mare de 500 MW, care nu funcționează mai mult de 1.500 ore pe an (pe baza unui calcul mediu pe 5 ani), începând cu 1 ianuarie 2016.

<sup>2)</sup> Până la 1 ianuarie 2018, IMA-urile de tip I și II, care au funcționat 12 luni înainte de 1 ianuarie 2001 și care după această dată vor continua să funcționeze utilizând combustibili solizi cu mai puțin de VOC, trebuie să se conformeze cu o VLE de 1.200 mg/Nm<sup>3</sup>.

**Valori limită privind emisiile de oxizi de azot (NO<sub>x</sub>) pentru a fi aplicate pentru IMA-uri de tip III (cu excepția turbinelor pe gaz)**

Combustibili solizi (conținut de O<sub>2</sub> de 6% în gazele de ardere)

Tip combustibil	Input termic (P) [MW]	Valorile limite privind emisiile [mg NO <sub>x</sub> /Nm <sup>3</sup> ]
Biomasă	50 ≤ P < 100	400
	100 < P ≤ 300	300
	P > 300	200
Situația generală privind combustibilii gazoși	50 ≤ P < 100	400
	100 < P ≤ 300	200
	P > 300	200

Combustibili gazoși (conținut de O<sub>2</sub> de 3% în gazele de ardere)

Tip combustibil	Input termic (P) [MW]	Valori limită privind emisiile [mg NO <sub>x</sub> /Nm <sup>3</sup> ]
Combustibili în general lichizi	50 ≤ P < 100	400
	100 < P ≤ 300	200
	P > 300	200

Combustibili gazoși (conținut de O<sub>2</sub> de 3% în gazele de ardere)

Tip combustibil	Input termic (P) [MW]	Valori limită privind emisiile [mg NOx/Nm <sup>3</sup> ]
Gaz natural	50 ≤ P ≤ 300	150
	P > 300	100
Alți combustibili gazoși	50 ≤ P ≤ 300	200
	P > 300	200

Valori limită privind emisiile de oxizi de azot (NOx) pentru a fi aplicate pentru turbinele pe gaz de tip III, doar pentru o funcționare la o capacitate mai mare de 70% din capacitate (conținut de O<sub>2</sub> de 15 % în gazele de ardere)

Tip combustibil	Input termic (P) [MW]	Valori limită privind emisiile [mg NOx/Nm <sup>3</sup> ]
Gaz natural*)	P > 50	50 **)
Combustibil lichid	P > 50	120
Combustibili lichizi, alții decât gazul natural	P > 50	120

\*) Compoziția gazului natural constă în principal în metan și maxim 20% volum inert gaze și alți constituenți.

\*\*) Dacă eficiența turbinei pe gaz este determinată pe baza unor condiții de sarcină ISO, VLE pentru NOx este de 75 mg/Nm<sup>3</sup>, în următoarele situații:

- turbine pe gaz utilizate în sisteme de cogenerare (sisteme combinate de energie termică și energie electrică) cu o eficiență per ansamblu mai mare de 75 %;
- turbine pe gaz utilizate în sisteme de cogenerare cu o eficiență anuală medie mai mare de 55 %;
- turbine pe gaz pentru acționare mecanică.

Pentru turbinele cu gaz, neîncadrarea în niciuna dintre categoriile de mai sus, însă având o eficiență mai mare de 35 % - determinată pe baza unor condiții ISO – valoarea limită privind emisiile va fi de 50\*η/35 unde η este eficiența turbinei pe gaz exprimată sub formă de procent (și pe baza unor condiții de sarcină ISO).

Turbine pe gaz pentru uz în caz de urgențe care funcționează mai puțin de 500 ore pe an sunt excluse din aceste valori limită. Operatorul unor astfel de centrale trebuie să depună la uoritatea competenetă pentru protecția mediului un raport anual privind orele de funcționare.

Valori limită privind emislile de praf pentru a fi aplicate pentru IMA-uri de tip I și II, pentru combustibili solizi (conținut de O<sub>2</sub> de 6% în gazele de ardere) și combustibili lichizi și gazoși (conținut de O<sub>2</sub> de 3% în gazele de ardere)

Tip combustibil	Input termic (P) [MW]	Valori limită privind emisiile [mg NOx/Nm <sup>3</sup> ]
Solid	P ≥ 500	50 **)

Tip combustibil	Input termic (P) [MW]	Valori limită privind emisiile [mg NOx/Nm <sup>3</sup> ]
	P < 500	100
Lichid*)	Toate instalațiile	50
Gazos	Toate instalațiile	5 – ca regulă generală 10 – pentru gazele de ardere 50 – pentru gazele rezultate din industria metalurgică care ar putea fi utilizate în alte locații

*\*) Pentru instalațiile cu un input termic mai mic de 500 MW, care utilizează combustibil lichid cu un conținut de cenușă mai mare de 0,06% se poate aplica o VLE de 100 mg/Nm<sup>3</sup>.*

*\*\*) Pentru instalațiile menționate în HG 541/1003, cu un input termic egal cu sau mai mare de 500 MW, care utilizează combustibil solid cu o valoare calorifică mai mică de 5.800 KJ/kg, umiditate mai mare de 45% din greutate, conținut de umiditate și cenușă mai mare de 60% din greutate și un conținut de oxizi de calciu mai mare de 10% se poate aplica o VLE de 100 mg/.*

**Valori limită privind emisiile de praf (mg/Nm<sup>3</sup>) pentru a fi aplicate pentru IMA-uri de tip III, cu excepția turbinelor de gaz**

Tip combustibil	Input termic (P) [MW]	Valori limită privind emisiile [mg NOx/Nm <sup>3</sup> ]
Combustibil solid, conținut de O <sub>2</sub> de 6%	50 ≤ P < 100	50
	P > 100	30
Combustibil lichid, conținut de O <sub>2</sub> de 3%	50 ≤ P < 100	50
	P > 100	30
Gaze de ardere	P > 50	10
Gaze din industria metalurgică utilizate în alte IMA- uri	P > 50	30

## **Anexa 2.6.6-2**

### **Negocierea Tratatului de Aderare**

**NEGOCIERI PENTRU ADERAREA LA UNIUNEA EUROPEANĂ A ROMÂNIEI ȘI A BULGARIEI**  
Bruxelles, 31 Martie 2005

3. 32001 L 0080: Directiva 2001/80/EC a Parlamentului European și a Consiliului European din data de 23 octombrie 2001 cu privire la limitarea anumitor emisii poluante de către marile uzine cu ardere de combustibil ( OJ L 309, 27.11.2001, p. 1), rectificată prin:  
-12003 T : Act ce privește condițiile aderării și corectarea Tratatului- Aderarea Cehiei, Estoniei, Ciprului, Letoniei, Lituaniei, Ungariei, Maltei, Poloniei, Sloveniei și Slovaciei (OJ L 236, 23.9.2003, p. 33).

(a) Prin derogare de la articolul 4(3) și a părții A din Anexa III și IV a Directivei 2001/80/EC, valorile limită ale emisiilor de dioxid de sulf nu se vor aplica în România până la data indicată pentru fiecare uzină în parte, după cum urmează:

Până la 31 decembrie 2008:

S.C. ELECTROCENTRALE DEVA SA Nr. 1, 4 cazane electrice x 264 MWth

Până la 31 decembrie 2008:

S.C. TERMOELECTRICA SE DOICEȘTI Nr. 1, cazane cu abur x 470 MWth

Până la 31 decembrie 2010

S.C. COMPLEXUL ENERGETIC CRAIOVA S.E. CRAIOVA II – Nr. 1, 2 cazane x 396,5 MWth

S.C. COMPLEXUL ENERGETIC TURCENI SA Nr. 2, 2 cazane electrice x 789 MWth

S.C. COMPLEXUL ENERGETIC TURCENI SA Nr. 3, 2 cazane electrice x 789 MWth

S.C. TERMOELECTRICA SE PAROȘENI Nr. 2, 1 cazane cu abur Benson x 467 MWth + 1 cazane cu apa caldă x 120 MWth

RAAN, FILIALA ROMAG TERMO NR. 2, 3 cazane x 330 MWth

S.C. COLTERM SA Nr. 7, 1 cazane cu apă caldă x 116 MWth

Până la 31 decembrie 2011:

CET ARAD Nr. 2, 2 cazane industriale cu abur x 80 MWth

S.C. COMPLEXUL ENERGETIC CRAIOVA S.E. CRAIOVA II – Nr. 2, 2 CAF x 116 MWth + 2 x CR 68 MWth

S.C. COMPLEXUL ENERGETIC ROVINARI SA No. 2, 2 cazane cu abur x 879 MWth

S.C. TERMOELECTRICA GIURGIU Nr. 1, 3 cazane energetice cu aburi x 285 MWth

S.C. ELECTROCENTRALE DEVA SA Nr. 2, 4 cazane electrice x 264 MWth

S.C. PETROTEL-LUKOIL SA Nr. 1, 2 DAV3 + HPM 1 x 45 MWth + 14,7 MWth + 11,4 MWth

S.C. PETROTEL-LUKOIL SA No. 2, 3 cazane cu abur tehnologic x 105,5 MWth

S.C. C.E.T. GOVORA No. 3, 1 cazan x 285 MWth

Până la 31 decembrie 2012:

SC ELCEN BUCUREȘTI VEST Nr. 1, 2 cazane cu abur x 458 MWth

SC COMPLEXUL ENERGETIC CRAIOVA S.E. IȘALNIȚA, 4 cazane x 473 MWth

Până la 31 decembrie 2013:

CET ARAD Nr. 1, 1 cazan cu abur x 403 MWth

S.C. ELECTROCENTRALE ORADEA SA Nr. 2, 2 cazane cu abur în grup x 300 MWth + 269 MWth

S.C. TERMOELECTRICA SA, SUCURSALA ELECTROCENTRALE BRĂILA, 6 cazane cu abur x 264 MWth

S.C. CET BRAȘOV SA No. 1, 2 cazane x 337 MWth

S.C. ELCEN BUCUREȘTI SUD Nr. 1, 4 cazane cu abur x 287 MWth

S.C. ELCEN BUCUREȘTI SUD Nr. 2, 2 cazane cu abur x 458 MWth

S.C. ELCEN BUCUREȘTI PROGRESUL Nr. 1, 4 cazane cu abur x 287 MWth

S.C. COMPLEXUL ENERGETIC ROVINARI SA Nr. 1, 2 cazane cu abur x 878 MWth

S.C. ELECTROCENTRALE DEVA SA Nr. 3, 4 cazane electrice x 264 MWth

S.C. C.E.T. IAȘI II, 2 cazane cu abur x 305 MWth

S.C. UZINA ELECTRICĂ ZALĂU Nr. 1, 4 cazane industriale cu abur x 85,4 MWth

S.C. TERMICA S.A SUCEAVA Nr. 1, 2 cazane x 296 MWth  
S.C. COLTERM SA Nr. 5, 1 cazan cu apă caldă x 116,3 MWth  
S.C. COLTERM SA Nr. 6, 3 cazane cu abur x 81,4 MWth  
S.C. C.E.T. GOVORA Nr. 2, 2 cazane x 285 MWth

În timpul acestei perioade de tranziție, emisiile de dioxid de sulf provenite din uzinele cu ardere de combustibil, în conformitate cu Directiva 2001/80/EC, trebuie să se înscrie în următoarele limite:

-până în 2007: 540 000 tone SO<sub>2</sub>/an;  
-până în 2008: 530 000 tone SO<sub>2</sub>/an;  
-până în 2010: 336 000 tone SO<sub>2</sub>/an;  
-până în 2013: 148 000 tone SO<sub>2</sub>/an.

(b) Prin derogare de la Articolul 4(3) și a părții A din Anexa VI a Directivei 2001/80/EC, valorile limită ale emisiilor de oxid de azot nu se vor aplica în România până la data indicată pentru fiecare uzină în parte, după cum urmează:

Până la 31 decembrie 2008:

S.C. ARPECHIM PITEȘTI Nr. 2, 1 cazan BW x 81 MWth  
S.C. ARPECHIM PITEȘTI Nr. 3, 4 cazane x 81 MWth  
PRODITERM BISTRIȚA, 2 cazane cu apă caldă x 116 MWth + 2 cazane cu abur x 69 MWth  
S.C. C.E.T. BRAȘOV SA Nr.1, 2 cazane x 337 MWth  
REGIA AUTONOMĂ DE TERMIFICARE CLUJ, 2 cazane cu apă caldă x 116 MWth  
S.C. TERMOELECTRICA GIURGIU Nr. 1, 3 cazane energetice cu abur x 285 MWth  
S.C. TERMOELECTRICA GIURGIU Nr. 2, 2 cazane industriale cu abur x 72 MWth  
S.C. ELECTROCENTRALE DEVA SA Nr. 1, 4 cazane electrice x 264 MWth  
S.C. COLTERM SA No. 2, 1 cazane cu apă caldă x 58,1 MWth

Până la 31 decembrie 2009:

CET ARAD Nr. 1, 1 CR cazane cu abur x 403 MWth  
CET ENERGOTERM SA REȘIȚA Nr. 2, 1 cazane cu apă caldă x 58 MWth  
S.C. TERMICA TÂRGOVIȘTE, 1 cazane cu apă caldă x 58,15 MWth  
S.C. COMPLEXUL ENERGETIC CRAIOVA S.E. CRAIOVA II – No. 1, 2 cazane x 396,5 MWth  
S.C. CET IAȘI I No. 2, 2 cazane cu abur x 283 MWth  
S.C. UZINA ELECTRICĂ ZALĂU No. 3, 1 cazane cu abur x 72,3 MWth

Până la 31 decembrie 2010:

S.C. ELECTROCENTRALE ORADEA SA Nr 1, 2 cazane cu abur în grup x 127 MWth + 269 MWth  
S.C. C.E.T SA Nr. 2 Brăila, 2 cazane x 110 MWth  
CET ENERGOTERM SA REȘIȚA Nr. 1, 2 cazane x 45,94 MWth  
S.C. UZINA TERMOELECTRICĂ MIDIA Nr. 2, 1 cazan x 73 MWth  
S.C. UZINA TERMOELECTRICĂ MIDIA Nr. 3, 1 cazan x 73 MWth  
S.C. UZINA TERMOELECTRICĂ MIDIA Nr. 4, 1 cazan x 73 MWth  
S.C. TERMOELECTRICA SE DOICEȘTI Nr. 1, 1 cazan cu abur Benson x 470 MWth  
S.C. ELECTROCENTRALE GALAȚI Nr. 3, 3 cazane electrice x 293 MWth  
S.C. TERMOELECTRICA SE PAROȘENI Nr. 2, 1 cazan cu abur x 467 MWth + 1 cazan cu apă caldă x 120 MWth  
S.C. CET IAȘI I Nr. 1, 3 cazane cu abur x 94 MWth  
S.C. TERMICA SA SUCEAVA Nr. 1, 2 cazane x 296 MWth  
S.C. TURNU SA TURNU MĂGURELE No. 1, 1 cazan cu apă caldă x 58 MWth  
S.C. TURNU SA TURNU MĂGURELE No. 2, 1 cazan cu apă caldă x 58 MWth  
S.C. ENET SA No. 1, 3 cazane x 18,5 MWth  
S.C. ENET SA No. 2, 1 cazan cu apă caldă x 58 MWth

Până la 31 decembrie 2011:

CET ARAD Nr. 2, 2 cazane industriale cu abur + 1 cazan x 80 MWth  
S.C. TERMON SA ONEȘTI, 3 cazane x 380 MWth  
S.C. CET SA Nr. 1 BRĂILA, 2 cazane x 110 MWth  
S.C. TERMICA SA Nr. 1 BOTOȘANI, 3 cazan cu apă caldă x 116 MWth

S.C. ELCEN BUCUREȘTI SUD Nr. 12, 2 cazan cu apă caldă x 116 MWth  
S.C. ELCEN BUCUREȘTI SUD Nr. 16, 1 cazan cu apă caldă x 116 MWth  
CET ENERGOTERM SA REȘIȚA Nr. 4, 1 cazan cu apă caldă x 58 MWth  
S.C. ELCEN BUCUREȘTI SE PALAS Nr. 1, cazan cu apă caldă x 116 MWth  
S.C. COMPLEXUL ENERGETIC CRAIOVA SE IȘALNIȚA, 4 cazane x 473 MWth  
S.C. ELECTROCENTRALE DEVA SA Nr. 2, 4 cazane electrice x 264 MWth  
S.C. CET IAȘI I Nr. 3, 4 cazan cu apă caldă x 116 MWth  
RAAN, BRANCH ROMAG TERMO Nr. 1, 3 cazane x 330 MWth  
RAAN, BRANCH ROMAG TERMO Nr. 2, 3 cazane x 330 MWth  
S.C. ROMPETROL SA BUCUREȘTI VEGA PLOIEȘTI, 3 cazane cu abur tehnologic x 24,75 MWth  
S.C. PETROTEL-LUKOIL SA Nr. 1, 2 DAV3 + HPM, 1 x 45 MWth + 14,7 MWth + 11,4 MWth  
S.C. PETROTEL-LUKOIL SA Nr. 2, 3 cazane cu abur tehnologic x 105,5 MWth  
S.C. UZINA ELECTRICĂ ZALĂU Nr. 1, 4 cazan industrial cu abur x 85,4 MWth  
S.C. COLTERM SA Nr. 4, 1 cazan cu apă caldă x 116,1 MWth  
S.C. C.E.T. GOVORA Nr. 3, 1 cazan x 285 MWth

Până la 31 decembrie 2012:

CET ENERGOTERM SA REȘIȚA Nr. 3, 1 cazan cu apă caldă x 116 MWth  
S.C. ELCEN BUCUREȘTI SE PALAS Nr. 2, 1 cazan cu apă caldă x 116 MWth  
S.C. ELCEN BUCUREȘTI SE MUREȘ Nr. 5, 4 cazane cu abur x 277 MWth  
S.C. COLTERM SA Nr. 6, 3 cazane cu abur x 81,4 MWth

Până la 31 decembrie 2013:

S.C. TERMOELECTRICA SA, SUCURSALA ELECTROCENTRALE BRĂILA, 6 cazane cu abur x 264 MWth  
S.C. ELCEN BUCUREȘTI SUD Nr. 14, 1 cazan cu apă caldă x 116 MWth  
S.C. ELCEN BUCUREȘTI SE PALAS Nr. 3, 1 cazan cu apă caldă x 116 MWth  
S.C. ELECTROCENTRALE GALAȚI Nr. 2, 2 cazane electrice x 293 MWth  
S.C. ELECTROCENTRALE DEVA SA Nr. 3, 4 cazane electrice x 264 MWth  
S.C. ELCEN BUCUREȘTI SE MUREȘ Nr. 1, 1 cazan cu abur x 277 MWth  
S.C. ELCEN BUCUREȘTI SE MUREȘ Nr. 4, 1 cazan cu abur x 277 MWth  
S.C. COLTERM SA Nr. 5, 1 cazan cu apă caldă x 116,3 MWth  
S.C. COLTERM SA Nr. 7, 2 cazane cu apă caldă x 116,3 MWth  
S.C. C.E.T. GOVORA Nr. 2, 2 cazane x 285 MWth  
S.C. ENET SA VRANCEA Nr. 3, 1 cazan cu apă caldă x 116,3 MWth

În timpul acestei perioade de tranziție, emisiile de oxid de azot provenite din uzinele cu ardere de combustibil, în conformitate cu Directiva 2001/80/EC, trebuie să se înscrie în următoarele limite:

-până în 2007: 128 000 tone /an;  
-până în 2008: 125 000 tone /an;  
-până în 2010: 114 000 tone /an;  
-până în 2013: 112 000 tone /an.

(c) Prin derogare de la Articolul 4(3) și a părții A din Anexa VI a Directivei 2001/80/EC, valorile limită ale emisiilor de praf nu se vor aplica în România până la data indicată pentru fiecare uzină în parte, după cum urmează:

Până la 31 decembrie 2008:

S.C. ELECTROCENTRALE DEVA SA Nr. 1, 4 cazane electrice x 264 MWth  
S.C. C.E.T. IAȘI II, 2 cazane cu abur x 305 MWth

Până la 31 decembrie 2009:

S.C. TERMOELECTRICA GIURGIU Nr. 1, 3 cazane cu abur x 285 MWth  
S.C. COLTERM SA Nr. 6, 3 cazane cu abur x 81,4 MWth

Până la 31 decembrie 2010:

CET ARAD Nr. 1, 1 cazan cu aburi x 403 MWth  
S.C. CET BRAȘOV SA No. 1, 2 cazane x 337 MWth

S.C. TERMoeLECTRICA DOICEȘTI No. 1, 1 cazane cu abur Benson x 470 MWth  
S.C. COMPLEX ENERGETIC TURCENI SA No. 2, 2 cazane electrice x 789 MWth  
S.C. TERMICA SA SUCEAVA No. 1, 2 cazane x 296 MWth  
S.C. CET GOVORA SA No. 3, 1 cazan x 285 MWth

Până la 31 decembrie 2011:

S.C. COMPLEX ENERGETIC CRAIOVA SE CRAIOVA II-Nr. 2, 2 CAF x 116 MWth + 2 CR x 68 MWth  
S.C. COMPLEX ENERGETIC ROVINARI SA Nr. 2, 2 cazane cu abur x 879 MWth  
S.C. ELECTROCENTRALE DEVA SA Nr. 2, 4 cazane electrice x 264 MWth  
S.C. PETROTEL LUKOIL SA Nr. 1, DAV3 + HPM, 1 x 45 MWth + 14,7 MWth + 11,4 MWth  
S.C. PETROTEL LUKOIL SA Nr. 2, 3 cazane tehnologice cu abur x 105,5 MWth  
S.C. ALUM SA TULCEA No.1, 3 cazane x 84,8 MWth + 1 x 72,6 MWth  
S.C. CET GOVORA SA No. 2, 2 cazane x 285 MWth  
CENTRALE ORADEA SA No. 2, 2 steam group steam boilers x 300 MWth + 1 x 269 MWth

Până la 31 decembrie 2013:

S.C. COMPLEX ENERGETIC Rovinari SA Nr. 1, 2 cazane cu abur x 878 MWth  
S.C. ELECTROCENTRALE DEVA SA Nr. 3, 4 cazane electrice x 264 MWth  
S.C. UZINA ELECTRICĂ ZALĂU Nr. 1, 4 cazane cu abur x 85,4 MWth  
S.C. ELECTROCENTRALE ORADEA SA Nr. 2, 2 cazane cu abur în grup x 300 MWth + 1 x 269 MWth

În această perioadă de tranziție, emisiile de praf de la toate uzinele cu ardere de combustibil trebuie să se conformeze Directivei 2001/80/EC și trebuie să se înscrie în următoarele limite:

- până în 2007: 38 600 tone /an;
- până în 2008: 33 800 tone /an;
- până în 2010: 23 200 tone /an;
- până în 2013: 15 500 tone / an.

(d) Prin derogare de la Articolul 4(3) și a părții A din Anexa VI a Directivei 2001/80/EC, valorile limită ale emisiilor de oxid de azot aplicabile de la 1 ianuarie 2016 pentru uzine cu o putere calorică consumată nominală mai mare de 500 MWth nu se va aplica în România mai devreme de 31 decembrie 2017 în cazul următoarelor instalații:

S.C. ELECTROCENTRALE ORADEA SA Nr. 2, 2 cazane cu abur în grup x 300 MWth + 1 cazan cu abur x 269 MWth;  
S.C. ELECTROCENTRALE DEVA SA Nr. 2, 4 cazan electric x 264 MWth;  
S.C. COMPLEXUL ENERGETIC ROVINARI SA Nr. 2, 2 cazan cu abur x 879 MWth;  
S.C. COMPLEXUL ENERGETIC TURCENI SA Nr. 3, 2 cazan electric x 789 MWth;  
S.C. ELECTROCENTRALE DEVA SA Nr. 1, 4 cazan electric x 264 MWth;  
S.C. TERMICA SA SUCEAVA, No. 1, 2 cazane x 296 MWth.

În timpul acestei perioade de tranziție, emisiile de oxid de azot pentru toate uzinele cu ardere de combustibil, în conformitate cu Directiva 2001/80/EC, se vor înscrie în următoarele limite:

- până la 2016: 80 000 tone/an;
- până în 2017: 74 000 tone/an.



## Anexa 2.6.2-3

### Valori limită, marge, toleranțe și termene limită pentru SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> și praf în aer

Ordinul de ministru 592/2002 privind aprobarea Regulamentului care stabilește valorile limită, valorile prag și criteriile și metodele de evaluare pentru bioxidul de sulf, bioxidul de azot și oxizii de azot, materie particule (PM<sub>10</sub> and PM<sub>2.5</sub>), plumb, benzen, monoxid de carbon și ozon în aer.

Valorile limită, marjele, toleranțele și termenele limită. Valorile limită trebuie exprimate în  $\mu\text{g}/\text{m}^3$ . Volumul trebuie exprimat în condiții standard (temperatură de 293 K și presiune de 101.3 kPa).

#### 1. Bioxid de sulf

	Perioadă de mediere a valorilor	Valoare limită [ $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ]	Marjă de toleranță [ $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ]	Termen limită
1. Valoare limită din oră în oră pentru protecția sănătății populației	1 oră	350 – a nu fi depășită de mai mult de 24 de ori într-un an calendaristic	150 (43%) în urma intrării în vigoare a acestui Ordin, redusă la 1 ianuarie 2004 și apoi la fiecare 12 luni prin procente anuale egale pentru a atinge 0% până la 1 ianuarie 2007	01.01.2007
2. Valoare limită zilnică pentru protecția sănătății populației	24 ore	125 – a nu fi depășită de mai mult de 3 ori într-un an calendaristic	Niciuna	01.01.2007
3. Valoare limită pentru protecția ecosistemului	An calendaristic și iarnă (1 octombrie – 31 martie)	20	Niciuna	01.01.2007

#### 2. Bioxid de azot și oxizi de azot

	Perioadă de mediere a valorilor	Valoare limită [ $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ]	Marjă de toleranță [ $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ]	Termen limită
1. Valoare limită din oră în oră pentru protecția sănătății populației	1 oră	200 – a nu fi depășită de mai mult de 18 ori într-un an calendaristic	100 (50%) în urma intrării în vigoare a acestui Ordin, redusă la 1 ianuarie 2005, și apoi la fiecare 12 luni prin procente anuale egale pentru a atinge 0% până la 1 ianuarie 2010	01.01.2010
2. Valoare limită anuală pentru protecția sănătății	An calendaristic	40	20 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ (50%) în urma intrării în vigoare a acestui Ordin, redusă la 1 ianuarie	01.01.2010

	Perioadă de mediere a valorilor	Valoare limită [ $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ]	Marjă de toleranță [ $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ]	Termen limită
populației			ianuarie 2005, și apoi la fiecare 12 luni prin procente anuale egale pentru a atinge 0% până la 1 ianuarie 2010	
3. Valoare limită anuală pentru protecția vegetației	An calendaristic	30	Niciuna	01.01.2007

### 3. Materie particule ( $\text{PM}_{10}$ )

	Perioadă de mediere a valorilor	Valoare limită [ $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ]	Marjă de toleranță [ $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ]	Termen limită
<b>Etapa 1</b>				
1. Valoare limită zilnică pentru protecția sănătății populației	24 ore	50 – a nu fi depășită de mai mult de 35 de ori de-a lungul unui an calendaristic	25 (50%) în urma intrării în vigoare a acestui Ordin, redusă la 1 ianuarie 2005 și apoi la fiecare 12 luni prin procente anuale egale pentru a atinge 0% până la 1 ianuarie 2007	01.01.2007
2. Valoare limită anuală pentru protecția sănătății populației	An calendaristic	40	25 (50%) în urma intrării în vigoare a acestui Ordin, redusă la 1 ianuarie 2005 și apoi la fiecare 12 luni prin procente anuale egale pentru a atinge 0% până la 1 ianuarie 2007	01.01.2007
<b>Etapa 2</b>				
1. Valoare limită zilnică pentru protecția sănătății populației	24 ore	50 – a nu fi depășită de mai mult de 7 ori de-a lungul unui an calendaristic	A fi dedusă din date și să fie echivalentă cu valoarea limită din Etapa 1	01.01.2010
2. Valoare limită anuală pentru protecția sănătății populației	An calendaristic	20	10 (50%) la 1 ianuarie 2007, și apoi redusă la fiecare 12 luni prin procente anuale egale pentru a atinge 0% până la 1 ianuarie 2010	01.01.2010

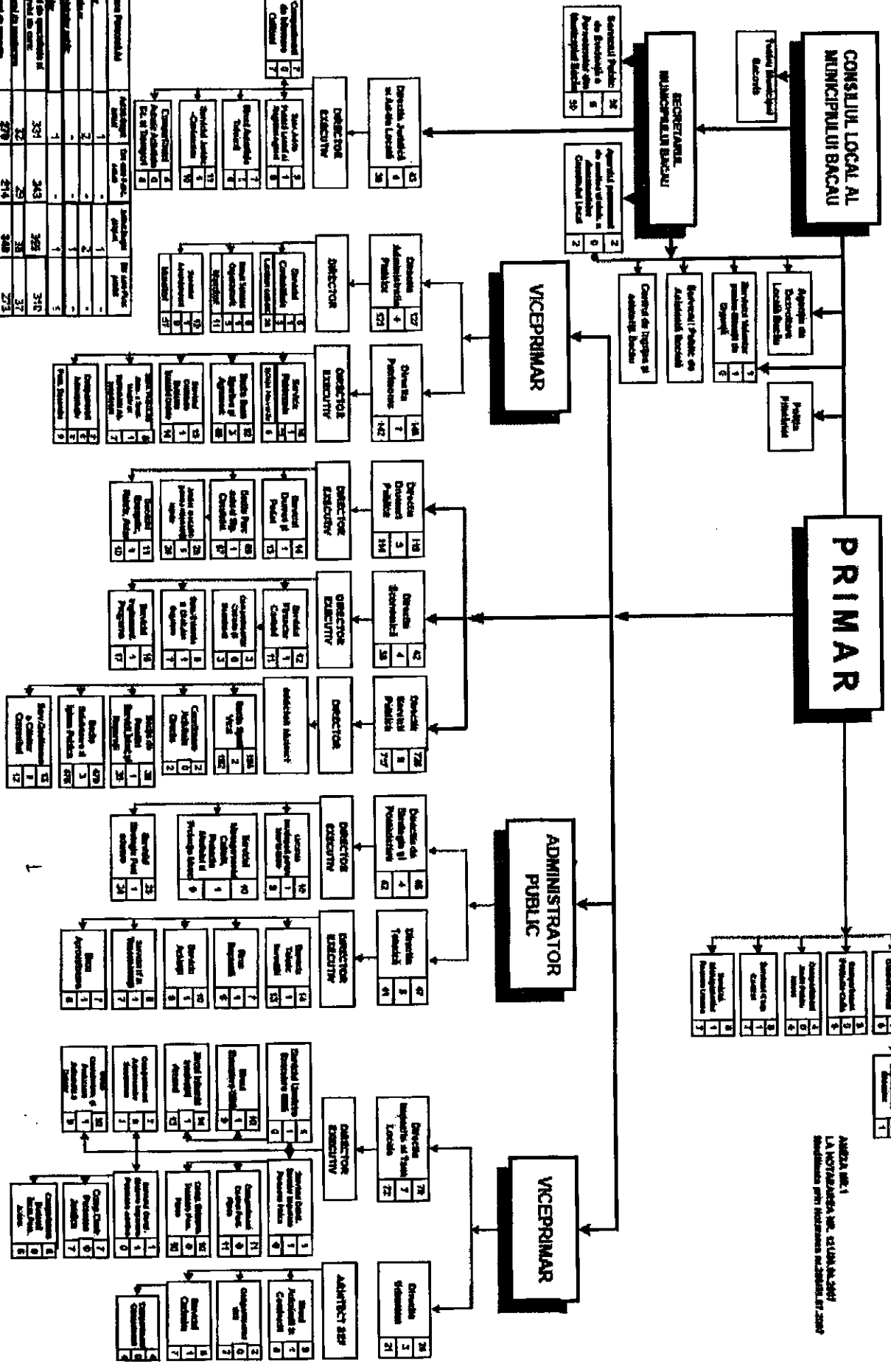
**Anexa 2.6.2-4**

**Depozite pentru deșeuri industriale nepericuloase cu încetarea activității de depozitare a deșeurilor lichide după termenele limită specificate**

Județ	Operator	Depozit	Termen limită încetare activitate
Arad	SC CET Arad	Arad	31.12.2013
BIHOR	SC ELECTROCENTRALE ORADEA SA	Șantăul Mic	31.12.2013
BIHOR	SC ELECTROCENTRALE ORADEA SA	Șantăul Mic	31.12.2013
BIHOR	SC ELECTROCENTRALE ORADEA SA	Șantăul Mic	31.12.2013
DĂMBOVIȚA	SC TERMoeLECTRICA SA - SE Doicești	Doicești	31.12.2008
DOLJ	COMPLEXUL ENERGETIC CRAIOVA - SE Cralova	Valea Mănăstirii	31.12.2009
DOLJ	COMPLEXUL ENERGETIC CRAIOVA - SE Ișalnița	Ișalnița II	31.12.2009
DOLJ	COMPLEXUL ENERGETIC CRAIOVA - SE Ișalnița	Ișalnița I	31.12.2009
GIURGIU	SC Uzina Termoelectrică Giurgiu SA	Giurgiu	31.12.2011
GORJ	SC COMPLEXUL ENERGETIC ROVINARI SA	Cicani - Betereaga	31.12.2008
GORJ	SC COMPLEXUL ENERGETIC TURCENI	Valea Ceplea	31.12.2012
GORJ	SC COMPLEXUL ENERGETIC TURCENI	Valea Ceplea	31.12.2012
HUNEDOARA	SC ELECTROCENTRALE DEVA SA	Bejan	31.12.2010
HUNEDOARA	SC ELECTROCENTRALE DEVA SA - SE Paroșeni	Căprișoara	31.12.2009
IAȘI	CET II Iași	Holboca	31.12.2013
MEHEDINȚI	RAAN Dr. Tr. Severin - Sucursala ROMAG - TERMO	Dr. Tr. Severin	31.12.2008
SĂLAJ	SC Uzina Electrică Zalău	Hereclean - Panic	31.12.2013
SUCEAVA	SC TERMICA SA Suceava	Suceava	31.12.2009
VĂLCEA	SC CET Govora SA	Govora	31.12.2012
ALBA	SC BEGA UPSOM Ocna Mureș	Ocna Mureș	31.12.2007
TULCEA	SC ALUM Tulcea	Tulcea	31.12.2010
VĂLCEA	SC UZINELE SODICE Govora	Govora	31.12.2012



# ORGANIGRAMA PRIMĂRIEI MUNICIPIULUI BACĂU



Statutul funcției	Număr de funcții	Salariu mediu lunar	Costuri salariale
Primar	1	1147	1147
Viceprimar	2	700	1400
Administrator public	1	700	700
Directori executivi	10	700	7000
Asistenți executivi	20	500	10000
Alte funcții	100	500	50000
<b>Total</b>	<b>134</b>	<b>700</b>	<b>70000</b>

ANEXA NR. 1  
LA HOTĂRÂREA NR. 12/2008 AL  
CONSILIULUI LOCAL AL MUNICIPIULUI BACĂU

**Anexa 2.10-1. Turbina pe gaz**

Echipament	Producător	Tip	Anul de punere în funcțiune	Puterea electrică [MWe]	Puterea termică [MWt]	Caracteristici
Unitate în regim compus cu turbină pe gaz	TURBOMACH (Elveția)	TBM T 130	2008	14	22	A se vedea tabelul 1 pentru turbine pe gaz și tabelul 1.1 pentru compresor
	OHL Technologies GmbH	Cazan de recuperare a energiei termice				A se vedea tabelul 2
Cazan pe apă caldă	LOOS International	UT-L 3700			3	A se vedea tabelul 1 Acest cazan încă nu este în funcțiune.
Schimbătoare de căldură		plates	2008		3x12.5	Fără date suplimentare

Tabel 1 - date tehnice principale ale turbinei pe gaz -

Nr.	Numele caracteristicii		U.M.	Valoare	Observații
1	2	3	4	5	
1	Tipul turbinei pe gaz/ producător		-	TBM T 130/ TURBOMACH (Elveția)	
3.	Tipul combustibilului		-	Gaz natural	Fără combustibil auxiliar
4.	Presiunea nominală a combustibilului		bar	25,5	
5.	Presiunea minimă a combustibilului		bar	22,0	
6.	Debitul nominal al combustibilului		kWt	41074,14	
7.	Putere electrică nominală		kWe	14761	
8.	Putere electrică minimă		kWe	3721	
9.	Rația nominală de compresiune		-	17,656	
10.	Temperatura gazului de evacuare	La intrare în turbină	°C	Nu se menționează	
		La ieșire din turbină		500	În condiții ISO
11.	Debitul nominal al gazului de evacuare		kg/ s	48,35	În condiții ISO
12.	Eficiența nominală ( în condiții ISO)		%	33,89	Valoare conform testelor de performanță
13.	Variația eficienței electrice a turbinei pe gaz la temperatura exterioară		-	A se vedea tabelul 1.2 de mai jos, conform Turbomach	

Nr.	Numele caracteristicii	U.M.	Valoare	Observații
1	2	3	4	5
14.	Debitul nominal de energie termică furnizat de turbină	kWt	26259,7	Pentru o temperatură de evacuare = 519°C.
15.	Emisiile NOx specifice	mg/Sm <sup>3</sup>	36	Pentru un volum de 15 % O <sub>2</sub> în gazul de evacuare
16.	Nivelul de zgomot	dB	<75	Pe o distanță de 1m de turbină
17.	Greutatea turbinei	Fără CRET	91000	CRET - Cazan de recuperare a energiei termice
		cu CRET	Nu se menționează	
18.	Anul de punere în funcțiune	An	2008	
19	Ore de funcționare	Ore	779	
20	Stare actuală	-	În folosință	

Tabel 1.1.- principalele date tehnice pentru compresor

Nr.	Numele caracteristicii	U.M.	Valoare	
1	2	3	4	
1	Tipul de compresor/ model	-	Compresor cu spirală și injecție / ELT 321/900	
	Producător		Eltacon Engineering BV	
2	Fluid de funcționare	-	Gaz natural uscat	
3	Gaz de contaminare	-	Mărimea particulelor < 5 microni	
4	Masă molară	kg/kmol	16,44	
<i>Regimul de funcționare al compresorului <sup>(1)</sup>:</i>				
5	<i>Sarcina de proiectare</i>	%	100	89
6	<i>Puterea electrică</i>	kW	900	900
7	<i>Puterea de aspirare</i>	bar	1,5	1,5
8	<i>Temperatura de aspirare</i>	°C	5	15
9	<i>Presiunea de furnizare</i>	bar	26	26
10	<i>Temperatura de furnizare</i>	°C	50	50
11	<i>Viteza rotorului principal</i>	rpm	2975	2975
12	<i>Viteza motorului</i>	rpm	2975	2975
13	<i>Debit standard</i>	Sm <sup>3</sup> /h	4512	4015
14	<i>Greutatea debitului (uscat)</i>	kg/h	3312	2947
15	<i>Puterea la cuplaj</i>	kW	792	737
16	<i>Debitul de ulei</i>	l / min	600	600
17	<i>Căldura disipată prin ulei</i>	kW	658	612
18	<i>Debitul apei de răcire<sup>(2)</sup></i>	m <sup>3</sup> /h	65	65

(1 - regimul garantat este de 100%. Alte date sunt aproximative. În termenii unor condiții garantate impuse de "randament de 100% ", debitul aspirat are o toleranță de proiectare de +4/-0 % și o toleranță a puterii la cuplaj de +4/-4%.

(2 - debitul de apă de răcire este bazat pe realizarea unui circuit închis de răcire cu apă aferent compresorului.

22/0

Tabel 1.2 - variații ale eficienței electrice a turbinei în funcție de temperatura exterioară, conform Turbomach

Temperatura exterioară	°C	6,9	15	40
Rata de căldură	kJ/kWh	10177	10231	11700

Tabel 2 - date tehnice principale ale cazanului de recuperare a energiei termice

Nr.	Numele caracteristicii		U.M.	Valoare	Observații
1	2		3	4	5
1	Tipul cazanului de recuperare a energiei termice (CRET)		-	cazan de recuperare a energiei termice fără ardere suplimentară	A se vedea prescurtările
2	Tipul		-	Cazan de recuperare a energiei termice	
	Producător			OHL Technologies GmbH	
3	Tipul de producere a energiei termice și parametrii:	Apă caldă (temperatură de retur/temperatură de furnizare)	°C	65/90	
4	Debit de energie termică CRET	Apă caldă	kWt	21247,8	
5	Temperatura gazului de evacuare	Intrare în CRET	°C	500	
		Ieșire din CRET		88	
6	Diagrama caracteristică a CRET		-	A se vedea tabelul 2.1 și fig. 2.2 de mai jos	Conform testelor de performanță
7	Greutate		kg	32000	

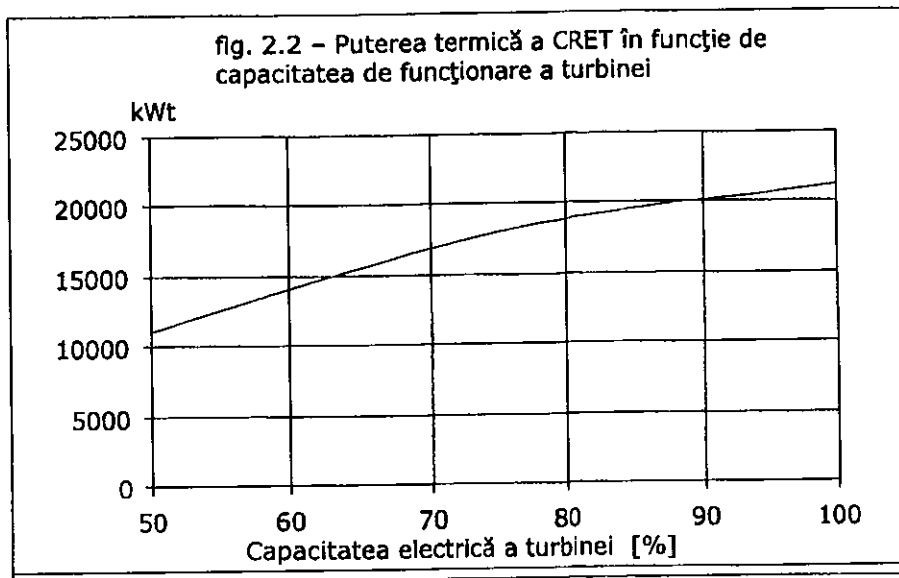
Abrevieri pentru tabelul 2: CRET - cazan cu recuperare a energiei termice

Tabel 2.1

Capacitatea turbinei	%	100	75	50
Puterea termică a CRET	kWt	15060	11187	3721
Puterea electrică a turbinei pe gaz	kWe	21247,8	17972,6	11105,5

995



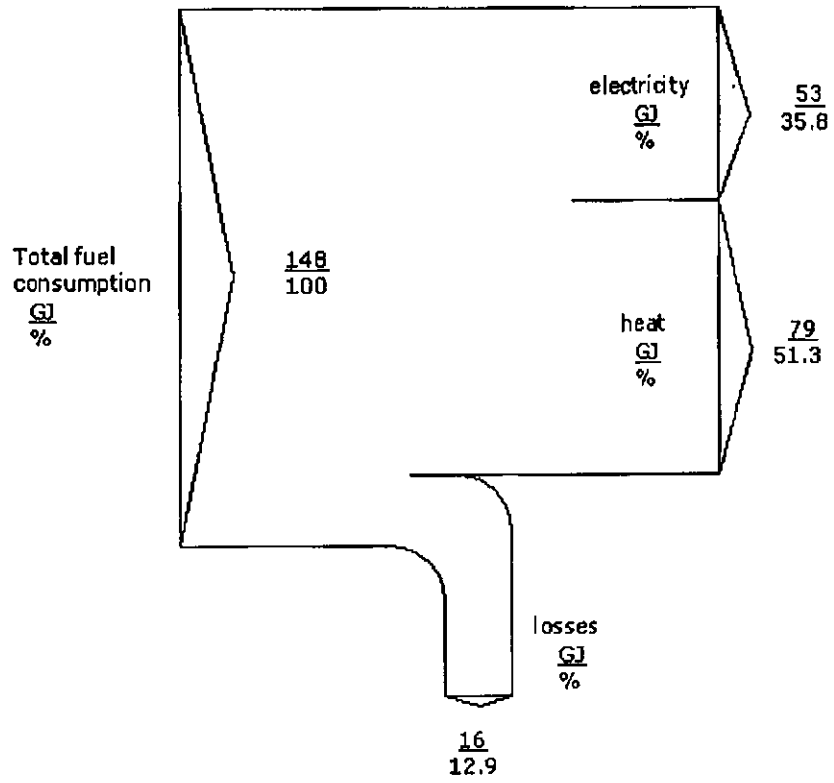


Tabel 3 – cazane pe apă caldă LOOS-L 3700

Nr.	Numele caracteristicii	U.M.	Valoare	Observații
1	2	3	4	5
1	Tipul cazanului pe apă caldă (CPAC)	-	UT-L 3700	
2	tipul	-	cazan pe apă caldă	
	producător		LOOS International	
3	Tipul energiei termice și parametrii: Apă caldă (temperatură de retur/temperatură de furnizare)	°C	60 / 105	
4	Debitul de apă	m <sup>3</sup> /h	134	
5	Debit minim de apă		41	
6	Presiunea de funcționare	bar	5	
7	Eficiență	%	93,2	
8	Temperatura gazelor de evacuare	°C	178	
9	Debitul gazelor de evacuare	Sm <sup>3</sup> /h	3750	
10	Nivelul de zgomot	dB(A)	87	
11	greutate	kg	5600	

223

Diagrama Sankey pentru unitatea în regim compus, la capacitatea de proiectare





**PLAN DE ALOCARE NAȚIONALĂ PENTRU ROMÂNIA**

**pentru 2007 și perioada 2008-2012**

**8.2. Lista instalațiilor și repartizărilor propuse pentru limitele admise pentru 2008-2012**

Nr	Numele instalației	Numele operatorului	Județ	Activitatea principală	Sector	Repartizare 2008-2012	Obs
1	SC Termoelectrică SA-SE Borzești	SC Termoelectrică SA	Bacău	Producția de electricitate	Energetic	1249518	
2	SC Termoelectrică SA-SE Brăila	SC Termoelectrică SA	Brăila	Producția de electricitate	Energetic	2659181	
3	SC Termoelectrică SA-SE Dolcești	SC Termoelectrică SA	Dâmbovița	Producția de electricitate	Energetic	1978746	
4	SC Complexul energetic Craiova SA – SE Isalnita	SC Complexul energetic Craiova SA	Dolj	Producția de electricitate	Energetic	13526693	(5)
5	SC Complexul Energetic Rovinari SA	SC Complexul Energetic Rovinari SA	Gorj	Producția de electricitate	Energetic	24222537	(5)
6	SC Complexul Energetic Turceni SA	SC Complexul Energetic Turceni SA	Gorj	Producția de electricitate	Energetic	28183496	(5)
7	SC Electrocentrale București SA- SE Mureș- CTE Iernut	SC Electrocentrale București SA	Mureș	Producția de electricitate	Energetic	5159772	
8	SC CET ARAD SA- CET Lignit	SC CET ARAD SA- CET	Arad	Producția de electricitate și căldură	Energetic	2142508	
9	SC CET ARAD SA- CET Hidrocarburi	SC CET ARAD SA	Arad	Producția de electricitate și căldură	Energetic	175181	(4)
10	SC TERMOFICARE 2000- Pitești Sud	SC TERMOFICARE 2000	Argeș	Producția de electricitate și căldură	Energetic	1018755	
11	SC TERMOFICARE 2000- Găvana	SC TERMOFICARE 2000	Argeș	Producția de electricitate și căldură	Energetic	695926	(4)
12	SC TERMON SRL	SC TERMON SRL	Bacău	Producția de electricitate și căldură	Energetic	567709	
13	SC CET SA Bacău- Inst. nr. 1	SC CET SA Bacău	Bacău	Producția de electricitate și căldură	Energetic	1389809	
14	SC CET SA Bacău- Inst. nr. 2	SC CET SA Bacău	Bacău	Producția de căldură	Energetic	37093	
15	SC UZINA TERMICA COMĂNEȘTI SA	SC UZINA TERMICA COMĂNEȘTI SA	Bacău	Producția de căldură	Energetic	64734	
16	SC Electrocentrale Oradea SA	SC Electrocentrale Oradea SA	Bihor	Producția de electricitate și căldură	Energetic	5459362	(4)
17	Direcția de Termoficare a Municipiului Bistrița	Direcția de Termoficare a Municipiului	Bistrița Năsăud	Producția de căldură	Energetic	18669	

2008

**PLAN DE ALOCARE NAȚIONALĂ PENTRU ROMÂNIA**

**pentru 2007 și perioada 2008-2012**

Nr	Numele instalației	Numele operatorului	Județ	Activitatea principală	Sector	Repartizare 2008-2012	Obs
		Bistrița					
18	SC TERMICA SA BOTOȘANI	SC TERMICA SA	Botoșani	Producția de electricitate și căldură	Energetic	424490	(4)
19	SC CET Brașov SA- CET Brașov	SC CET Brașov SA	Brașov	Producția de electricitate și căldură	Energetic	1736507	
20	SC CET Brașov SA- CT METROM	SC CET Brașov SA	Brașov	Producția de căldură	Energetic	122532	
21	SC CET Brăila	SC CET Brăila	Brăila	Producția de electricitate și căldură	Energetic	696456	(4)
22	Regia Autonomă Municipală "RAM" Buzău	Regia Autonomă Municipală "RAM" Buzău	Buzău	Producția de căldură	Energetic	274896	
23	SC Electrocentrale București SA- SE București- CET Progresu	SC Electrocentrale București SA	București	Producția de electricitate și căldură	Energetic	2551615	(4)
24	SC Electrocentrale București SA- SE București- CET București Vest	SC Electrocentrale București SA	București	Producția de electricitate și căldură	Energetic	3093315	(4)
25	SC Electrocentrale București SA- SE București- CET Titan	SC Electrocentrale București SA	București	Producția de electricitate și căldură	Energetic	384881	(4)
26	SC Electrocentrale București SA- SE București- CET Grozăvești	SC Electrocentrale București SA	București	Producția de electricitate și căldură	Energetic	1471989	(4)
27	SC Electrocentrale București SA- SE București- CET București Sud	SC Electrocentrale București SA	București	Producția de electricitate și căldură	Energetic	7303352	(4)
28	SC VEST ENERGO	SC VEST ENERGO	București	Producția de electricitate și căldură	Energetic	171656	(4)
29	R.A.D.E.T.- centrala CTZ Casa Presel	R.A.D.E.T. București	București	Producția de căldură	Energetic	151304	
30	SC Electrocentrale București- SE Constanța- CET PALAS	SC Electrocentrale București SA	București	Producția de electricitate și căldură	Energetic	2854168	(4)
31	Centrala Termică de Zonă	Regia Autonomă de Termoficare Cluj-Napoca	Cluj	Producția de căldură	Energetic	94492	
32	CCNE CT ZONA SOMES NORD	SC COLONIA CLUJ-NAPOCA ENERGY SRL	Cluj	Producția de electricitate și căldură	Energetic	155796	(4)
33	SC CET ENERGOTERM REȘIȚA SA	SC CET ENERGOTERM REȘIȚA SA	Caraș Severin	Producția de electricitate și căldură	Energetic	388694	(4)
34	SC TERMICA SA	SC TERMICA SA	Dâmbovița	Producția de	Energetic	299391	(4)

**PLAN DE ALOCARE NAȚIONALĂ PENTRU ROMÂNIA**

**pentru 2007 și perioada 2008-2012**

Nr	Numele instalației	Numele operatorului	Județ	Activitatea principală	Sector	Repartizare 2008-2012	Obs
	TÂRGOVIȘTE	TÂRGOVIȘTE	a	electricitate și căldură			
35	SC Complexul Energetic Craiova SA- SE Craiova II	Complexul Energetic Craiova	Dolj	Producția de electricitate și căldură	Energetic	7225171	(5)
36	Sc Uzina Termica Calafat SA	Sc Uzina Termica Calafat SA	Dolj	Producția de căldură	Energetic	56130	
37	SC ELECTROCENTRALE GALATI SA	SC ELECTROCENTRAL E GALATI SA	Galați	Producția de electricitate și căldură	Energetic	4799382	
38	SC Uzina Termoelectrică Giurgiu SA	SC Uzina Termoelectrică Giurgiu SA	Giurgiu	Producția de electricitate și căldură	Energetic	1112089	
39	SC Uzina de Agent Termic și Alimentare cu Apă	SC Uzina de Agent Termic și Alimentare cu Apă	Gorj	Producția de căldură	Energetic	172611	
40	SC Termoelectrica SA- SE Păroșeni	SC Termoelectrica SA	Hunedoara	Producția de electricitate și căldură	Energetic	3935172	(4)
41	SC Electrocentrale Deva SA	SC Electrocentrale Deva SA	Hunedoara	Producția de electricitate și căldură	Energetic	18438247	(4)
42	SC Acvacalor SA Brad	SC Acvacalor SA Brad	Hunedoara	Producția de căldură	Energetic	77061	
43	SC CET IAȘI SA CET Iași I	SC CET IAȘI	Iași	Producția de electricitate și căldură	Energetic	1291348	(4)
44	SC CET IAȘI SA CET Iași II	SC CET IAȘI	Iași	Producția de electricitate și căldură	Energetic	2205883	(4)
45	R.A.A.N. Sucursala ROMAG TERMO	R.A.A.N. Sucursala ROMAG TERMO	Mehedinți	Producția de electricitate și căldură	Energetic	11325522	(4)
46	SC Enrgomur SA, Centrala Termică nr.2 Dâmbul Pietros	SC Enrgomur SA,	Mureș	Producția de căldură	Energetic	27809	(5)
47	SC DALKIA TERMO PRAHOVA SRL, Punct de lucru Brazi	SC DALKIA TERMO PRAHOVA SRL	Prahova	Producția de electricitate și căldură	Energetic	2282274	(4)
48	SC UZINA ELECTRICA ZALAU SA	SC UZINA ELECTRICA ZALAU SA	Sălaj	Producția de electricitate și căldură	Energetic	533768	
49	SC CET Govora	SC CET Govora	Vâlcea	Producția de electricitate și căldură	Energetic	7255965	(4)
50	SC TERMICA VASLUI SA	SC TERMICA VASLUI SA	Vaslui	Producția de căldură	Energetic	179965	(5)
51	SC TERMICA SA Suceava- CET pe huila	SC TERMICA SA Suceava	Suceava	Producția de electricitate și căldură	Energetic	2013805	(5)
52	SC TERMICA SA Suceava- CT pe	SC TERMICA SA Suceava	Suceava	Producția de căldură	Energetic	166948	

**PLAN DE ALOCARE NAȚIONALĂ PENTRU ROMÂNIA**

pentru 2007 și perioada 2008-2012

Nr	Numele instalației	Numele operatorului	Județ	Activitatea principală	Sector	Repartizare 2008-2012	Obs
	hidrocarburi						
53	SC SERVICII COMUNALE SA RĂDĂUȚI CENTRALA TERMICĂ	SC SERVICII COMUNALE SA RĂDĂUȚI	Suceava	Producția de căldură	Energetic	68868	
54	SC Terma-Serv SRL CAF 5M	SC Terma-Serv	Teleorman	Producția de căldură	Energetic	55365	
55	CET TIMIȘOARA CENTRU	SC COLTERM SA	Timiș	Producția de electricitate și căldură	Energetic	717921	(4)
56	CT TIMIȘOARA SUD	SC COLTERM SA	Timiș	Producția de căldură	Energetic	946075	
57	CAF NR. 1	SC ENERGETERM TULCEA SA	Tulcea	Producția de căldură	Energetic	76551	
58	SC ENET SA FOCȘANI	SC ENET SA FOCȘANI	Vrancea	Producția de electricitate și căldură	Energetic	512890	(4)
59	SC GHCL UPSOM ROMANIA SA	SC GHCL UPSOM ROMANIA SA	Alba	Industria chimică	Energetic	652820	(4)
60	SC KRONOSPAN SEBES SA	SC KRONOSPAN SEBES SA	Alba	Industria lemnului	Energetic	143706	
61	SC KRONOSPAN SEPAL SA	SC KRONOSPAN SEPAL SA	Alba	Industria lemnului	Energetic	315668	
62	SC HOLYINDUSTRIE SCHWEIGHOFER SRL	SC HOLYINDUSTRIE SCHWEIGHOFER SRL	Alba	Industria lemnului	Energetic	0	(3)
63	SC Automobile Dacia SA	SC Automobile Dacia SA	Argeș	Industria constructoare de mașini	Energetic	874283	(5)
64	Stația de dezbenzinare Merișani	PETROM SA+ Membru OMV GRUP	Argeș	Industria petrolieră	Energetic	108429	
65	SC Chimcomplex SA Borzești- Instalații ardere	SC Chimcomplex SA Borzești	Bacău	Industria chimică	Energetic	179277	(5)
66	SC AMURCO SRL Bacău	SC AMURCO SRL Bacău	Bacău	Brașov	Energetic	3721439	
67	Centrala termică SC AEROSTAR SA BACĂU	SC AEROSTAR SA BACĂU	Bacău	Industria aeronautică	Energetic	24394	
68	SC DIANA FOREST SA-FIL MĂRGINENI	SC DIANA FOREST SA BACĂU	Bacău	Industria lemnului	Energetic	0	(3)
69	SC DIANA FOREST SA-FIL ONEȘTI	SC DIANA FOREST SA BACĂU	Bacău	Industria lemnului	Energetic	0	(3)
70	SC European Food SA	SC European Food SA	Bihor	Industria alimentară	Energetic	323318	
71	SC Electroprecizia SA-Centrala termică	SC Electroprecizia SA	Brașov	Industria electrotehnică	Energetic	20617	
72	SC Viromet SA	SC Viromet SA	Brașov	Industria	Energetic	344320	

**PLAN DE ALOCARE NAȚIONALĂ PENTRU ROMÂNIA**

**pentru 2007 și perioada 2008-2012**

Nr	Numele instalației	Numele operatorului	Județ	Activitatea principală	Sector	Repartizare 2008-2012	Obs
				chimica			
73	SC IAR SA	SC IAR SA	Brașov	Industria aeronautică	Energetic	22583	
74	SC Nitrofertilizer SA Făgăraș	SC Nitrofertilizer SA Făgăraș	Brașov	Industria chimica	Energetic	78447	
75	SC NITROSERVICE SA	SC NITROSERVICE SA	Brașov	Industria chimica	Energetic	251846	
76	SC PROMEX Brăila	SC PROMEX Brăila	Brăila	Industria metalelor feroase	Energetic	28253	
77	SC Nusco Imobiliaria SRL CET	SC Nusco Imobiliaria SRL	București	Industria lemnului	Energetic	388100	(4)
78	SC CET GRIVITA SRL	SC CET GRIVITA SRL	București	Producția de electricitate și căldură	Energetic	224045	(4)
79	SC URSUS BREWERIES SA Sucursala Buzău	SC URSUS BREWERIES SA Sucursala Buzău	Buzău	Industria alimentară	Energetic	39779	
80	SC AGRANA ROMÂNIA SA BUZĂU	SC AGRANA ROMÂNIA SA BUZĂU	Buzău	Industria alimentară	Energetic	326542	(4)
81	SC UCM Reșița SA Punct de lucru Platforma ABC	SC UCM Reșița SA	Caras Severin	Industria constructoare de mașini	Energetic	26084	
82	SC UCM Reșița SA Punct de lucru Calnicel	SC UCM Reșița SA	Caras Severin	Industria constructoare de mașini	Energetic	16839	
83	SC Zahăr SA Călărași	SC Zahăr SA Călărași	Călărași	Industria alimentară	Energetic	98756	
84	SC Uzina Termoelectrică Midia SA	SC Uzina Termoelectrică Midia SA	Constanța	Industria petroleră	Energetic	1259574	
85	Societatea Națională „Nuclearelectrica” SA- Direcția CNE Cernavodă	Societatea Națională „Nuclearelectrica” SA- Direcția CNE Cernavodă	Constanța	Producția de electricitate și căldură	Energetic	54284	
86	SC Terapia SA	SC Terapia SA	Cluj	Industria farmaceutică	Energetic	41150	
87	SC Carbochim SA	SC Carbochim SA	Cluj	Industria produselor abrazive	Energetic	16119	
88	SC ARGILLON ROMÂNIA SA	SC ARGILLON ROMÂNIA SA	Cluj	Industria ceramica	Energetic	120822	
89	SC ROMPETROL Petrochemicals SRL	SC ROMPETROL Petrochemicals SRL	Constanța	Industria petrochimică	Energetic	494068	
90	Secția Terminal Midia	PETROM SA- Membru OMV GRUP	Constanța	Industria petroleră	Energetic	79483	
91	Platforma Fixă Centrală	PETROM SA-		Industria	Energetic	313034	



**PLAN DE ALOCARE NAȚIONALĂ PENTRU ROMÂNIA**

**pentru 2007 și perioada 2008-2012**

Nr	Numele instalației	Numele operatorului	Județ	Activitatea principală	Sector	Repartizare 2008-2012	Obs
	de Producție (PFCP), Secția 6 Producție, Secția 7 Producție	Membru OMV GRUP	Constanța	petrolieră			
92	SC Oțel INOX SA	SC Oțel INOX SA	Dâmbovița	Industria metalelor feroase	Energetic	313034	
93	Bateria 6 Gorgoteni	PETROM SA- Membru OMV GRUP	Dâmbovița	Industria petrolieră	Energetic	88370	
94	Bateria 1 Moreni	PETROM SA- Membru OMV GRUP	Dâmbovița	Industria petrolieră	Energetic	41776	
95	Bateria 30 Pâscov	PETROM SA- Membru OMV GRUP	Dâmbovița	Industria petrolieră	Energetic	40169	
96	PETROM SA- Combinatul DOLJCHIM Craiova	PETROM SA- Membru OMV GRUP	Dolj	Industria petrolieră	Energetic	40169	
97	SC CARGILL OILS SA PODARI	SC CARGILL OILS SA PODARI	Dolj	Industria alimentară	Energetic	200837	
98	Dezbenzinare Craiova	PETROM SA- Membru OMV GRUP	Dolj	Industria petrolieră	Energetic	68120	
99	COMPRESOARE SLĂVUȚA	PETROM SA- Membru OMV GRUP	Dolj	Industria petrolieră	Energetic	159389	
100	COMPRESOARE BĂRBĂTEȘTI	PETROM SA- Membru OMV GRUP	Gorj	Industria petrolieră	Energetic	126127	
101	COMPRESOARE BULBUCENI	PETROM SA- Membru OMV GRUP	Gorj	Industria petrolieră	Energetic	12874	
102	COMPRESOARE BUSTUCHIN	PETROM SA- Membru OMV GRUP	Gorj	Industria petrolieră	Energetic	126070	
103	CENTRALA IPROM, STAȚII COMPRESOARE	PETROM SA- Membru OMV GRUP	Gorj	Industria petrolieră	Energetic	156455	
104	DEETANIZARE TURBUREA	PETROM SA- Membru OMV GRUP	Gorj	Industria petrolieră	Energetic	198429	
105	SC EXPUR SA URZICENI	SC EXPUR SA URZICENI	Ialomița	Industria alimentară	Energetic	41365	
106	SC EXPUR SA URZICENI, P.L. Slobozia	SC EXPUR SA URZICENI	Ialomița	Industria alimentară	Energetic	62383	
107	SC AMONIL SA	SC AMONIL SA	Ialomița	Industria chimică	Energetic	786495	
108	SC MARR SUGAR ROMANIA SRL Urziceni	SC MARR SUGAR ROMANIA SRL	Ialomița	Industria alimentară	Energetic	88053	
109	SC ULTEX SA	SC ULTEX SA	Ialomița	Industria alimentară	Energetic	75313	
110	SC REMAR SA Pașcani	SC REMAR SA	Iași	Industria	Energetic	23900	

**PLAN DE ALOCARE NAȚIONALĂ PENTRU ROMÂNIA**

**pentru 2007 și perioada 2008-2012**

Nr	Numele instalației	Numele operatorului	Județ	Activitatea principală	Sector	Repartizare 2008-2012	Obs
		Pașcani		materialelor rulante			
111	SC DANUBIANA SA	SC DANUBIANA SA	Ilfov	Industria pneurilor	Energetic	150396	
112	United Romanian Breweries Bereprod SRL	United Romanian Breweries Bereprod SRL	Ilfov	Industria alimentară	Energetic	30839	
113	CUPROM SA București-Sucursala Baia Mare	CUPROM SA București-Sucursala Baia Mare	Maramureș	Industria metalelor neferoase	Energetic	96224	
114	SC CILDRO SERVICE SRL	SC CILDRO SERVICE SRL	Mehedinți	Industria lemnului	Energetic	14560	
115	SC Zahărul SA Luduș	SC Zahărul SA Luduș	Mureș	Industria alimentară	Energetic	116801	
116	SC Azomureș SA	SC Azomureș SA	Mureș	Industria îngrășămintelor chimice	Energetic	5348045	(4)
117	SC Mobex SA	SC Mobex SA	Mureș	Industria lemnului	Energetic	9385	
118	SC Prolemn SA	SC Prolemn SA	Mureș	Industria lemnului	Energetic	0	(3)
119	SC Yarnea SRL Centrala Termică	SC Yarnea SRL	Neamț	Industria chimică	Energetic	180262	
120	SC AGRANA ROMANIA SA BUZĂU SUCURSALA ROMAN	SC AGRANA ROMANIA SA BUZĂU SUCURSALA ROMAN	Neamț	Industria alimentară	Energetic	548368	(4)
121	ArcelorMittal TUBULAR PRODUCTS Roman SA	ArcelorMittal TUBULAR PRODUCTS Roman SA	Neamț	Industria metalelor neferoase	Energetic	402929	
122	SC ZAHĂR CORABIA SA	SC ZAHĂR CORABIA SA	Olt	Industria alimentară	Energetic	143930	(4)
123	SC IGO CARACAL SA	SC IGO CARACAL SA	Olt	Producția de căldură	Energetic	81873	
124	SC ALRO SA (SEDIU SECUNDAR)	SC ALRO SA	Olt	Industria metalelor neferoase	Energetic	471942	(5)
125	SC T.M.K.- ARTROM SA	SC T.M.K.- ARTROM SA	Olt	Industria metalelor feroase	Energetic	271361	(5)
126	SC Pirelli Tyres Romania SRL	SC Pirelli Tyres Romania SRL	Olt	Industria pneurilor	Energetic	172022	
127	SC ELECTROCARBON SA	SC ELECTROCARBON SA	Olt	Industria produselor carbonifere	Energetic	109770	
128	SC ALRO SA	SC ALRO SA	Olt	Industria metalelor neferoase	Energetic	359820	
129	Stația de Tratare Titei	PETROM SA-	Olt	Industria	Energetic	32071	

**PLAN DE ALOCARE NAȚIONALĂ PENTRU ROMÂNIA**

**pentru 2007 și perioada 2008-2012**

Nr	Numele instalației	Numele operatorului	Județ	Activitatea principală	Sector	Repartizare 2008-2012	Obs
	Icoana, Secția MTT Gaze, Unitatea Ciurești	Membru OMV GRUP		petrolieră			
130	SC VICTORIA SA	SC VICTORIA SA	Prahova	Industria pneurilor	Energetic	146857	
131	Unitatea de Producție Petrolieră Boldești, Secția Gaze, Bateria 17 Boldești-Scăieni	PETROM SA-Membru OMV GRUP	Prahova	Industria petrolieră	Energetic	80336	
132	SC ARDEALUL SA	SC ARDEALUL SA	Satu Mare	Industria alimentară	Energetic	26940	
133	SC UNIO SA	SC UNIO SA	Satu Mare	Echipamente tehnologice	Energetic	140576	
134	SILVANIA	SILVANIA	Sălaj	Industria pneurilor	Energetic	77787	
135	SC SILCOTUB SA Zalău	SC SILCOTUB SA Zalău	Sălaj	Industria metalelor feroase	Energetic	150792	
136	SC Enercompa SRL	SC Enercompa SRL	Sibiu	Producția de electricitate și căldură	Energetic	59583	(4)
137	Centrala termică SC FACOS SA	SC FACOS SA Suceava	Suceava	Industria alimentară	Energetic	102506	(5)
138	SC KOYO România SA	SC KOYO România SA	Teleorman	Industria constructoare de mașini	Energetic	60448	
139	SC DONAU CHEM SRL	SC DONAU CHEM SRL	Teleorman	Industria chimică	Energetic	1922365	
140	SC Continental AP SRL	SC Continental AP SRL	Timiș	Industria pneurilor	Energetic	90584	
141	CENTRALA TERMICĂ DEZBENZINARE CALACEA	PETROM SA-Membru OMV GRUP	Timiș	Industria petrolieră	Energetic	119173	
142	SC Mondial SA	SC Mondial SA	Timiș	Industria ceramică	Energetic	118243	
143	Secția CET; Instalația CALCINARE Al(OH)3	SC ALUM SA TULCEA	Tulcea	Industria metalelor neferoase	Energetic	3755950	(5)
144	SC RULMENȚI SA	SC RULMENȚI SA	Vaslui	Industria constructoare de mașini	Energetic	274509	(4)
145	SC Oltchim SA	SC Oltchim SA	Vâlcea	Industria chimică	Energetic	431185	(1)
146	SC Lamine SA București- Sucursala Focșani	SC Lamine SA București-Sucursala Focșani	Vrancea	Industria metalelor feroase	Energetic	40424	
147	Combinatul Petrochimic ARPECHIM Pitești	PETROM SA-Membru OMV GRUP	Argeș	Industria petrolieră	Rafinării	7594821	
148	SC RAFO SA	SC RAFO SA	Bacău	Industria petrolieră	Rafinării	3522367	
149	SC Rompetrol Rafinare SA	SC Rompetrol Rafinare SA	Constanța	Industria petrolieră	Rafinării	3378467	

**PLAN DE ALOCARE NAȚIONALĂ PENTRU ROMÂNIA**

**pentru 2007 și perioada 2008-2012**

<b>Nr</b>	<b>Numele instalației</b>	<b>Numele operatorului</b>	<b>Județ</b>	<b>Activitatea principală</b>	<b>Sector</b>	<b>Repartizare 2008-2012</b>	<b>Obs</b>
150	SC Rompetrol Rafinare SA, Punct de lucru Rafinăria Vega Ploiești	SC Rompetrol Rafinare SA	Prahova	Industria petrolieră	Rafinării	270628	
151	PETROBRAZI	PETROM SA-Membru OMV GRUP	Prahova	Industria petrolieră	Rafinării	8102697	(4)
152	SC PETROTEL-LUKOIL SA	SC PETROTEL-LUKOIL SA	Prahova	Industria petrolieră	Rafinării	3958169	(6)
153	SC Rafinăria Astra Romana SA	SC Rafinăria Astra Romana SA	Prahova	Industria petrolieră	Rafinării	748195	
154	SC RAFINĂRIA STEAUA ROMÂNĂ SA CÂMPINA	SC RAFINĂRIA STEAUA ROMÂNĂ SA CÂMPINA	Prahova	Industria petrolieră	Rafinării	249034	
155	SC PETROCHEMICAL TRADING SRL	SC PETROCHEMICAL TRADING SRL	Prahova	Industria petrolieră	Rafinării	993744	(5)
156	SC METALURGICA SA	SC METALURGICA SA	Alba	Industria metalelor feroase	Producția și procesarea metalelor feroase	63285	
157	SC SATURN SA	SC SATURN SA	Alba	Industria metalelor feroase	Producția și procesarea metalelor feroase	20856	
158	SC DOOSAN IMGB SA	SC DOOSAN IMGB SA	București	Industria metalelor feroase	Producția și procesarea metalelor feroase	610535	
159	SC Semifabricate SA	SC Semifabricate SA	Brașov	Industria metalelor feroase	Producția și procesarea metalelor feroase	204127	
160	SC TMK-REȘIȚA SA	SC TMK-REȘIȚA SA	Caraș-Severin	Industria metalelor feroase	Producția și procesarea metalelor feroase	516596	
161	SC Ductil Steel SA Buzău- Punct de Lucru Oțelu Roșu	SC Ductil Steel SA Buzău	Caraș-Severin	Industria metalelor feroase	Producția și procesarea metalelor feroase	196679	

**PLAN DE ALOCARE NAȚIONALĂ PENTRU ROMÂNIA**

**pentru 2007 și perioada 2008-2012**

<b>Nr</b>	<b>Numele instalației</b>	<b>Numele operatorului</b>	<b>Județ</b>	<b>Activitatea principală</b>	<b>Sector</b>	<b>Repartizare 2008-2012</b>	<b>Obs</b>
162	SC UCM Turnate SRL	SC UCM Turnate SRL	Caraș-Severin	Industria metalelor feroase	Producția și procesarea metalelor feroase	29815	
163	SC DONASID SA	SC DONASID SA	Călărași	Industria metalelor feroase	Producția și procesarea metalelor feroase	196067	(5)
164	SC Mechel Câmpia Turzii SA	SC Mechel Câmpia Turzii SA	Cluj	Industria metalelor feroase	Producția și procesarea metalelor feroase	703630	(5)
165	ARCELORMITTAL GALAȚI SA	ARCELORMITTAL GALAȚI SA	Galați	Industria metalelor feroase	Producția și procesarea metalelor feroase	56677866	(5)
166	ARCELORMITTAL HUNEDOARA SA	SC ARCELORMITTAL HUNEDOARA SA	Hunedoara	Industria metalelor feroase	Producția și procesarea metalelor feroase	1190490	(5)
167	SC SMR SA Balș	SC SMR SA Balș	Olt	Industria metalelor feroase	Producția și procesarea metalelor feroase	265071	
168	SC UPETROM 1 MAI SA	SC UPETROM 1 MAI SA	Prahova	Industria metalelor feroase	Producția și procesarea metalelor feroase	34095	
169	SC TURNĂTORIA CENTRALĂ ORION SA	SC TURNĂTORIA CENTRALĂ ORION SA	Prahova	Industria metalelor feroase	Producția și procesarea metalelor feroase	26252	
170	SC Mechtel Târgoviște SA	SC Mechtel Târgoviște SA	Dâmbovița	Industria metalelor feroase	Producția și procesarea metalelor	918925	

**PLAN DE ALOCARE NAȚIONALĂ PENTRU ROMÂNIA**

**pentru 2007 și perioada 2008-2012**

Nr	Numele instalației	Numele operatorului	Județ	Activitatea principală	Sector	Repartizare 2008-2012	Obs
					feroase		
171	SC Carmeouse Holding SRL Brașov- Punct de lucru Valea Mare Pravat	SC Carmeouse Holding SRL Brașov	Argeș	Producția de var	Var	985872	
172	SC Prescon BV SA Fabrica de Lime Stejeris	SC Prescon BV SA	Brașov	Producția de var	Var	630951	
173	SC Simcor Lime SA Oradea- Punct de lucru Medgidia	SC Simcor Lime SA Oradea	Constanța	Producția de var	Var	325615	
174	SC Carmeouse Holding SRL Brașov- Punct de lucru Fieni	SC Carmeouse Holding SRL Brașov	Dâmbovița	Producția de var	Var	987042	
175	SC Simcor Lime SA Oradea- Punct de lucru TG-Jiu	SC Simcor Lime SA Oradea	Gorj	Producția de var	Var	424962	
176	SC Carmeouse Holding SRL Brașov- Punct de lucru Chiscadaga	SC Carmeouse Holding SRL Brașov	Hunedoara	Producția de var	Var	724196	
177	ARCELORMITTAL HUNEDOARA SA	ARCELORMITTAL HUNEDOARA SA	Hunedoara	Industria Cimentului	Ciment	301090	(5)
178	SC Holcim (România) SA- Cement Câmpulung	SC Holcim (România) SA	Argeș	Industria Cimentului	Ciment	3520085	(5)
179	SC Holcim (România) SA- Cement Aleșd	SC Holcim (România) SA	Bihor	Industria Cimentului	Ciment	7032106	(5)
180	Lafarge Cement (România) SA- Punct de lucru Hoghiz	Lafarge Cement (România) SA	Brașov	Industria Cimentului	Ciment	6530426	(5)
181	Lafarge Cement (România) SA- Punct de lucru Medgidia	Lafarge Cement (România) SA	Constanța	Industria Cimentului	Ciment	11761349	
182	SC Carpatcement Holding SA- Sucursala Fieni	SC Carpatcement Holding SA	Dâmbovița	Industria Cimentului	Ciment	4520654	(5)
183	SC Carpatcement Holding SA- Sucursala Deva	SC Carpatcement Holding SA	Hunedoara	Industria Cimentului	Ciment	3589000	(5)
184	SC Carpatcement Holding SA- Sucursala Bicăz	SC Carpatcement Holding SA	Neamț	Industria Cimentului	Ciment	3673265	(5)
185	SC STIROM SA	SC STIROM SA	București	Industria sticlei	Sticlă	408392	
186	SC FIROS SA	SC FIROS SA	București	Industria sticlei	Sticlă	60674	
187	SC SAINT GOBAIN GLASS ROMANIA SRL	SC SAINT GOBAIN GLASS ROMANIA SRL	Călărași	Industria sticlei	Sticlă	624415	
188	SC GECSAT SA	SC GECSAT SA	Mureș	Industria sticlei	Sticlă	99042	
189	SC OMEGA PRODCOM SRL	SC OMEGA PRODCOM SRL	Mureș	Industria sticlei	Sticlă	39544	(5)
190	SC STIMET SA	SC STIMET SA	Mureș	Industria sticlei	Sticlă	152064	

**PLAN DE ALOCARE NAȚIONALĂ PENTRU ROMÂNIA**

**pentru 2007 și perioada 2008-2012**

Nr	Numele instalației	Numele operatorului	Județ	Activitatea principală	Sector	Repartizare 2008-2012	Obs
191	SC GES GLASS SRL- BOLDEȘTI SCĂIENI	SC GES GLASS SRL	Prahova	Industria sticlei	Sticlă	234177	
192	SC Helios SA Punct de lucru Aștileu	SC Helios SA	Bihor	Industria ceramică	Ceramică	41557	
193	SC TERAPLAST GP SA	SC TERAPLAST GP SA	Bistrița- Năsăud	Industria ceramică	Ceramică	8643	(5)
194	SC LASSELSBERGER SA BUCUREȘTI	SC LASSELSBERGER SA	București	Industria ceramică	Ceramică	139139	
195	KRONBERGER GRUP SA Satuc	KRONBERGER GRUP SA	Buzău	Industria ceramică	Ceramică	34564	
196	SC EURO CĂRĂMIDA SA	SC EURO CĂRĂMIDA SA	Bihor	Industria ceramică	Ceramică	24051	
197	SC REFRACERAM SRL- Punct de lucru Reșița	SC REFRACERAM SRL	Caraș Severin	Industria ceramică	Ceramică	7555	
198	SC SANEX SA	SC SANEX SA	Cluj	Industria ceramică	Ceramică	258460	
199	SC CERCON ARIEȘUL SA	SC CERCON ARIEȘUL SA	Cluj	Industria ceramică	Ceramică	57302	
200	SC DE PRODUSE CERAMICE SA Gherla	SC DE PRODUSE CERAMICE	Cluj	Industria ceramică	Ceramică	17247	
201	SC Prefab Construct SRL Cobadim	SC Prefab Construct SRL	Constanța	Industria ceramică	Ceramică	12914	
202	SC Soceram SA București- Sucursala Doicești	SC Soceram SA București	Dâmbovița	Industria ceramică	Ceramică	51800	
203	SC WIENERBERGER Sisteme de cărămizi SRL- Punct de lucru Gura Ocnitei	SC WIENERBERGER Sisteme de cărămizi SRL	Dâmbovița	Industria ceramică	Ceramică	104885	
204	SC „C.C.C.F.” SA BUCUREȘTI- Punct de lucru Agenția CCCF Blocuri Ceramice „Dunapor”	SC „C.C.C.F.” SA BUCUREȘTI	Giurgiu	Industria ceramică	Ceramică	11528	
205	SC Macofil SA	SC Macofil SA	Gorj	Industria ceramică	Ceramică	32134	(5)
206	SC REFRACERAM SRL Punct de lucru Bara	SC REFRACERAM SRL	Hunedoara	Industria ceramică	Ceramică	10461	
207	SC CERAM MATERIAL CONSTRUCT SRL	SC CERAM MATERIAL CONSTRUCT SRL	Ialomița	Industria ceramică	Ceramică	1378	
208	SC Soceram SA Sucursala Urziceni	SC Soceram SA	Ialomița	Industria ceramică	Ceramică	65702	
209	SC Ceramics SA IAȘI	SC Ceramics SA IAȘI	Iași	Industria ceramică	Ceramică	191587	(5)
210	KRONBERGER GRUP SA SATUC SUCURSALA TARGU MUREȘ	SC KRONBERGER GRUP SA SATUC SUCURSALA TARGU MUREȘ	Mureș	Industria ceramică	Ceramică	88894	
211	SC CARS SA- Secția 1- Hercules	SC CARS SA	Mureș	Industria ceramică	Ceramică	43544	

**PLAN DE ALOCARE NAȚIONALĂ PENTRU ROMÂNIA**

pentru 2007 și perioada 2008-2012

Nr	Numele instalației	Numele operatorului	Județ	Activitatea principală	Sector	Repartizare 2008-2012	Obs
212	SC CARS SA- Secția 1-Dâmbău	SC CARS SA	Mureș	Industria ceramică	Ceramică	46050	
213	SC „SICERAM” SA	SC „SICERAM” SA	Mureș	Industria ceramică	Ceramică	106707	
214	SC „VULTURUL” SA	SC „VULTURUL” SA	Prahova	Industria ceramică	Ceramică	12783	
215	SC CEMACON SA	SC CEMACON SA	Sălaj	Industria ceramică	Ceramică	124089	
216	SC WIENERBERGER Sisteme de cărămizi SRL- Punct de lucru Sibiu	SC WIENERBERGER Sisteme de cărămizi SRL	Sibiu	Industria ceramică	Ceramică	194054	
217	SC DUNAV INTERNATIONAL CONSTRUCT SRL	SC DUNAV INTERNATIONAL CONSTRUCT SRL	Timiș	Industria ceramică	Ceramică	17888	
218	SC LASSELSBERGER SA Punct de lucru Lugoj	SC LASSELSBERGER SA	Timiș	Industria ceramică	Ceramică	45534	
219	SC Fabrica de cărămizi SRL Vaslui	SC Fabrica de cărămizi SRL Vaslui	Vaslui	Industria ceramică	Ceramică	3392	
220	SC Celhart Donaris SA	SC Celhart Donaris SA	Brăila	Industria hârtiei și a pastei de hârtie	Hârtie și pastă de hârtie	363520	
221	SC SOMES SA DEJ	SC SOMES SA DEJ	Cluj	Industria hârtiei și a pastei de hârtie	Hârtie și pastă de hârtie	351475	(4)
222	SC CELROM SA	SC CELROM SA	Mehedinți	Industria hârtiei și a pastei de hârtie	Hârtie și pastă de hârtie	260459	
223	SC AMBRO SA	SC AMBRO SA	Suceava	Industria hârtiei și a pastei de hârtie	Hârtie și pastă de hârtie	787342	(4)
224	SC PEHART TEC SA	SC PEHART TEC SA	Alba	Industria hârtiei și a pastei de hârtie	Hârtie și pastă de hârtie	55309	
225	SC Letea SA Bacău	SC Letea SA Bacău	Bacău	Industria hârtiei și a pastei de hârtie	Hârtie și pastă de hârtie	217311	
226	SC ECOPAPER SA	SC ECOPAPER SA	Brașov	Industria hârtiei și a pastei de hârtie	Hârtie și pastă de hârtie	93726	(5)
227	SC COMCEH SA	SC COMCEH SA	Călărași	Industria hârtiei și a pastei de hârtie	Hârtie și pastă de hârtie	111021	





**Master Plan termoficare Bacau, calculile pretului de productie, tehnologii de productie a energiei termice in sistem descentralizat**

<b>Vanzare de energie termica si electrica</b>				
Capacitate instalata (Nota 7)	MW-th	2,7	1,3	2,8
Ore cu sarcina intreaga	h/an	6.800	931	5.105
Vanzare energie termica	MWh/an	7.903	1.188	6.718
Vanzare energie termica, productie, dist	%	100%	15%	85%
Capacitate termica instalata	MW-termic	2,60	1,27	1,32
Capacitate electrica instalata	MW-electric			1,1
Vanzare energie electrica (MWh/y)	MWh/an	0	0	5.674
Pret vanzare, energie electrica (Nota 3)	Euro/MWh			69
<b>Cumparare combustibilii</b>				
Carbitate				
Eficienta energie electrica	%	0%	0%	39%
Eficienta energie termica		95%	95%	47%
Total eficienta		95%	95%	86%
Energie termica - si productie de energie electrica	MWh/an	7.903	1.188	12.292
Cumparare combustibil	MWh/an	8.318	1.248	14.293
Preturi				
Preturi unitare (Nota 4)	Euro/MWh	30,1	30,1	30,1
<b>Investitii in unitatile de productie:</b>				
Investitii specifice (nota 5)	1000 Euro/MW	192	168	2.108
Investitii specifice pentru unitate noua	1000 Euro/MW-th			
Total investitii	1000 Euro	499	199	2.302
Total investitii pentru unitate noua	1000 Euro			
Subvenetii investitii	%			
Total investitii minus subventii	1000 Euro	499	199	2.302
Durata de viata	an	20	20	20
Rata de actualizare (nota 6)	%	5,5	5,5	5,5
<b>Costuri variabile O&amp;I</b>				
Costuri variabile O&I	Euro/MWh	0	0	9
Total O&I	% din investitii	3,5	3,5	0
<b>Costuri anuale totale</b>				
Vanzare anuala de energie termica	MWh/an	7.903	7.903	

**Note:**

- Deoarece nu se mentioneaza altundeva sunt utilizate folie de date "instalati generatoare de energie termica si electrica, varianta 3, 20.06.06" si "informatii privind pretul combustibilului si energiei termice si subventiile, Decembrie 2007, exclusiv TVA".
- S-a utilizat rata de schimb valutar Euro/Ron din decembrie 2007 - valoarea corespunzand 3,54 Ron/Euro.
- Pretul energiei electrice vandute catre grila, decembrie 2007 (Timisoara): zi - 84,3 Euro/MWh; noapte - 33,8 Euro/MWh; pret mediu piata - 69,05 Euro/MWh
- Toate instalatiile CHP sunt toate estimate a avea "o eficienta ridicata a cogenerarii" potrivit Legii Energetice. Astfel, subventia pentru energie electrica este adaugata la pretul pietei
- Pret de vanzare anualizat pentru energie electrica, bazat pe dezvoltarea reala a subventiilor si o rata a scontului de 5,5% p.a. este calculata la 12,2 Euro/MWh (vezi tabelul M9-m30).
- Estimare pret combustibil gaz natural: Pretul gazului natural local, dec 2007 pret actualizat conform ANRE = 298 Euro/1000 m3 GN = 30,1 Euro/MWh (9,9 MWh/1000 m3 GN)
- Investitii specifice este calculata pe MW de capacitate de generare de energie termica respectiv electrica. Nivelul investitii specifice este estimata potrivit razei investitiei. Preturile sunt marite cu 50% din cauza cresterii globale a preturilor energiei si ale utilitatii si pentru a include sarcinile de aprindere, consultanta sau analiza. Conexiunea cu grila de gaz natural: 36.000 € si conexiunea la electritate 400 v net, 200.000 €.
  - Rata de scont este fixata la 5,5%.
  - Capacitate necesara, 2,6 MW energie termica, 7900 MWh/stada (133 stadii). Capacitatea proiectata - distributie motorizata: 60/50

Subventii	
pret vanzare - et.	
An	Euro/MWh
2009	22
2010	22
2011	22
2012	19
2013	19
2014	19
2015	17
2016	15
2017	15
2018	11
2019	11
2020	0
2021	0
2022	0
2023	0
2024	0
2025	0
2026	0
2027	0
2028	0
Rata act.	5,5
VNA	148
PMT	12,2

## Date tehnologice privind instalațiile producătoare de energie termică și electrică

Bazate pe experiența daneză/ Date tehnologice pentru instalații producătoare de energie electrică și termică (Autoritatea Daneză pentru Energie).

Tehnologie (prețuri 2010-15)	Eficiența Totală %	Eficiența Electric % (sarcină medie)	Durata de viață tehnică Ani	Investiții specifice Mil. €/MW capacitate	Costuri totale O&I	Costuri fixe O&I €/MW/yr	Costuri variabile O&I €/MWh	Emisii		
								SO <sub>2</sub> (kg/GJ combustibilii)	NO <sub>x</sub> (kg/GJ combustibilii)	CO <sub>2</sub> (tonă/GJ combustibilii)
Instalații electrice cu biomasă la scară largă (biomasă 100%) <sup>1</sup>	90%	45%	30	1,3		25.000	2,7	0,015	0,04	0
Instalații electrice de coardere la scară largă (80% cărbune, 20% biomasă) <sup>2</sup>	93%	52%	30	1,2		22.000	3	0,027	0,04	
Turbine pe gaz - ciclu singular (40-125 MW)	92%	42-47%	25	0,44-0,53		6.700-8.000	2-3	0	0,006	
Turbine pe gaz - ciclu singular (5-40 MW)	92%	36-46%	25	0,57-0,86		8.000	2,5-4	0	0,006	
Turbine pe gaz- ciclu combinat (100-400 MW)	90%	56-60%	30	0,4-0,70		11.000-14.000	1,5	0	0,02	
Turbine pe gaz- ciclu combinat (10-100 MW)	90%	47-55%	25	0,57-0,83		10.000	2-3,5	0	0,02	
Instalații centrale de biogaz (550 tone/input zilnic) <sup>3</sup>		39,3%	20	3,5	25 €/an/MWh			0,019	0,54	
Energie geotermală			25	1,1	3,2 €/an/MWh			-	-	-
Instalație de incinerare a deșeurilor (input 15	95%	24%	20	5,5 (MWe)		222.000 <sup>4</sup>	21	0,014	0,082	

<sup>1</sup> Tratare combustibil și sistem de alimentare, cazan cu abur de mare presiune, turbină cu abur, generator și cazan cu sistem de recuperare a gazelor de ardere (apă fierbinte sau abur).

<sup>2</sup> Tratare combustibil și sistem de alimentare, cazan cu abur de mare presiune, turbină cu abur, generator și cazan cu sistem de recuperare a gazelor de ardere (apă fierbinte sau abur). Biomasă: Lemn.

<sup>3</sup> Corespunde la 2 MW de materie intrată, 28-35 Nm<sup>3</sup> gas/m<sup>3</sup> materie primă

<sup>4</sup> Pr. MW energie electrică instalat

Anexa 5.3.2-3: Catalog Tehnologic

Tehnologie (prețuri 2010-15)	Eficiența Totală	Eficiența Electric	Durață de viață tehnică	Investiții specifice	Costuri totale O&I	Costuri fixe O&I	Costuri variabile O&I	Emisii	
tone/oră = 50MW) Instalație termoficare cu ardere deșeuuri (input 15 tone/hr=50MW) <sup>5</sup>	98% <sup>6</sup>	-	20	0,9 MW energie termică		44.000 <sup>7</sup>	4,5	0,014	0,082
Cazan termoficare pe gaz (<20MW)	97-105%		20	0,05-1	2-5% din investiție pe/an			0,003	0,042
Motoare pe bază de gaz natural <sup>8</sup> (1-5 MW)	88-96%	41-44%	20-25	0,8-1,2	€/an/MWh				
Cazan termoficare cu ardere pe aschii de lemn (1-50 MW)	108 %	-	20	0,25-0,6	2-5% din investiție/an			0	0,08

<sup>5</sup>Capacitate sarcină minimă: 75%

<sup>6</sup>Cu condensarea gazelor de ardere

<sup>7</sup>Pf. MW energie termică instalat

<sup>8</sup>Motor cu aprindere prin scântei

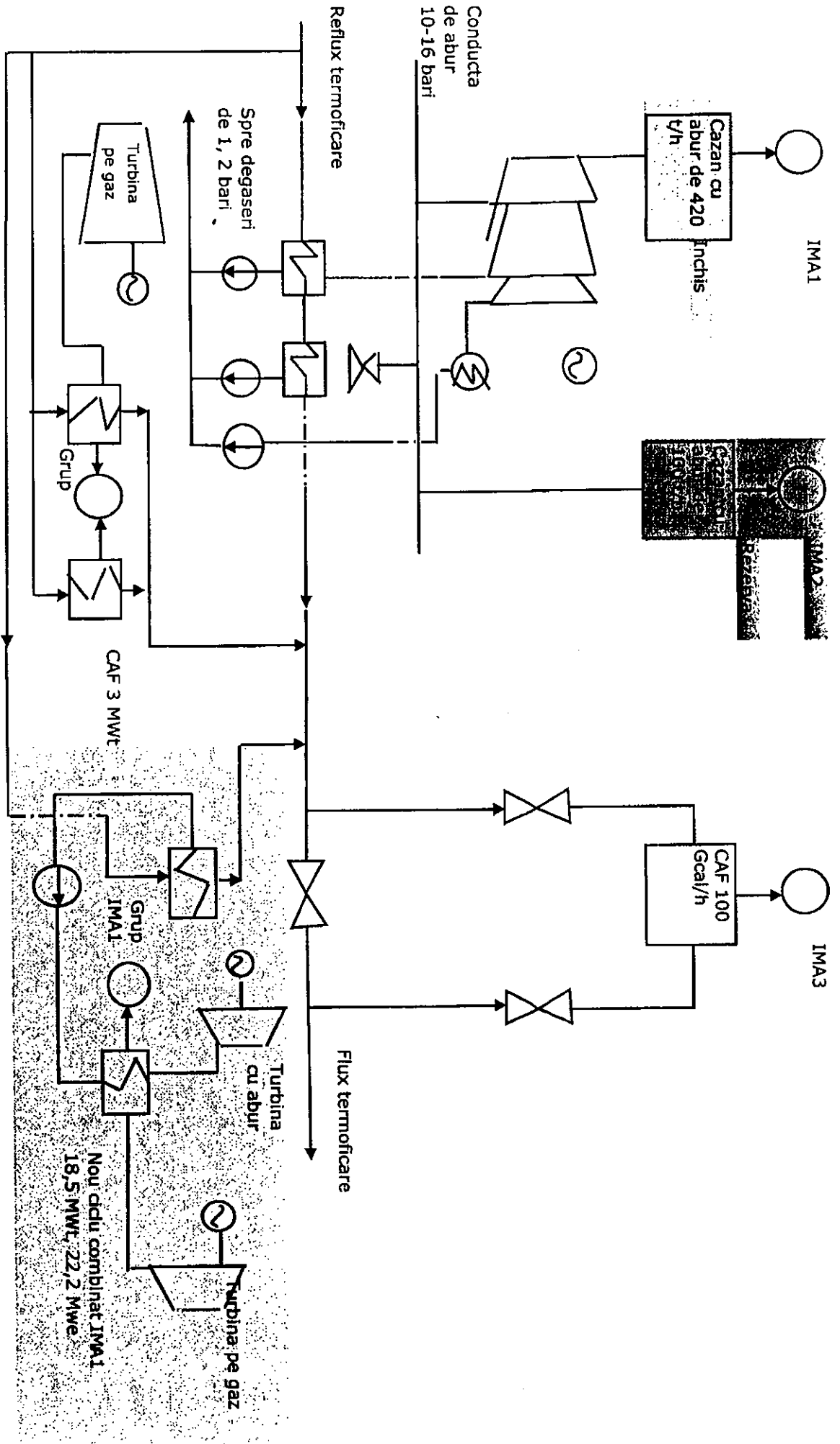
Annex 5.3.2-4: Unit Costs

Interventie	Catalog preturi unitare (nivel 2002) Anexa 5.3.2-3	Alte preturi similare	Observatie	Factor	Observatie	Factor	Observatie	Cost interventie
Ciclu combinat, 22,2 Mwe si 18,5 MWt		19,08	1)	1,2				22,9
Cazan apa fierbinte APF pe carbuni de 182 MWt		12,5	2)	1,2				15,0
Rețele de transport networks-partie ramasa		16,45	3)					16,45
Rețele de distributie-partie ramasa		38,5	4)					38,5
Reabilitarea centralelor de cazane locale		1,35	5)	1,2				1,63
Schimbatoare de frecventa pentru pompele de transport		1,35	6)					1,55
Inchiderea depozitului de zgura si cenusa		4,5	7)					4,5

Valori obtinute din:

- 1) Catalogul tehnologiilor. A fost utilizat un factor de multiplicare de 1,2 pentru a acoperi consultanta, managementul de proiect, diferite costuri etc.
- 2) Catalogul tehnologiilor. A fost utilizat un factor de multiplicare de 1,2 pentru a acoperi consultanta, managementul de proiect, diferite costuri etc.
- 3) Studiu de fezabilitate existent
- 4) Studiu de fezabilitate existent
- 5) Catalogul tehnologiilor. A fost utilizat un factor de multiplicare de 1,2 pentru a acoperi consultanta, managementul de proiect, diferite costuri etc.
- 6) Cost general al unui schimbator de frecventa (RF):  $[P (MW)/3.5] 0,7 \times 550000 + 20000$  EUR  
CET Bacau: 1 FC x 800 kW; 2 FC x 800 kW; 2 FC x 630 kW; 2 instalatii de recirculare, reglatoare pentru presiune diferentiata
- 7) Studiu de fezabilitate pentru un depozit asemanator in Brasov

Annex 5.4-1: CET Bacau Option 2



Annex 5.3.2-5: Breakdown of costs for interventions

Investitie	Valoare	Calcul	Observatii
Reabilitarea retelei de transport	18	18	Buget general din studiul de fezabilitate existent
Reabilitarea retelei de distributie	38,5	38,5	Buget general din Strategia existenta
Reabilitarea centralelor termice locale	1,63	1,63	Centrale termice locale cu o capacitate de 16 MWt
Ciclu combinat	22,9		Ciclu combinat Cycle 22,2 Mwe
Inchiderea depozitului de cenusa	4,5	4,5	Overall budget form similar feasibility study
Boilers in each block of flats	52,5	1500x0.035	1500 clienti cu cladiri cu cazane pe gaz de 2000 kW
Cazan cu pat fluidizat	15	15	Buget general din catalog















