

CUPRINS

	Pag.
1 DATE GENERALE	5
1.1 Denumirea studiului.....	5
1.2 Beneficiar.....	5
1.3 Elaborator	6
1.4 Necesitatea și oportunitatea studiului	6
1.5 Obiectivele studiului	8
2 PREZENTAREA SITUAȚIEI ACTUALE	9
2.1 Prezentarea entităților care asigură serviciul public de alimentare cu energie termică în municipiul Craiova	9
2.2 Contextul instituțional, legislativ și de reglementare privind sistemul de termoficare actual și de perspectivă	12
2.2.1 Contextul instituțional și de reglementare	12
2.2.2 Contextul legislativ	15
2.3 Prezentarea stării tehnice actuale a componentelor sistemului centralizat	20
2.3.1 Prezentarea stării tehnice a echipamentelor principale din cadrul sursei de producere a energiei termice.....	20
2.3.2 Prezentarea stării tehnice a sistemului de transport și distribuție	28
2.4 Resurse primare utilizate	38
2.5 Prezentarea performanțelor energetice	39
2.5.1 Uzina Craiova.....	39
2.5.2 Sistemul de transport.....	45
2.5.3 Centralele termice	46
2.5.4 Sistemul de distribuție.....	48
2.6 Performanțe financiare	49
2.6.1 Situațiile financiare ale Uzinei Craiova	50
2.6.2 Situațiile financiare ale RATF Craiova	56
2.7 Evaluarea situației din punct de vedere al respectării cerințelor de mediu.....	63
2.8 Prezentarea măsurilor de eficientizare a sistemului de termoficare	64
2.8.1 Măsurile de eficientizare realizate până în prezent	64
2.8.2 Măsurile de eficientizare în curs de realizare.....	68
2.9 Prezentarea măsurilor de conformare la prevederile reglementărilor privind protecția mediului	68
2.10 Estimarea stadiului de realizare a programului de reabilitare termică a blocurilor de locuințe	70
2.11 Situația economică a municipiului Craiova și situația socială a locuitorilor	71
3 ANALIZA PIETEI LOCALE DE ENERGIE TERMICĂ.....	76
3.1 Prezentarea pieței de energie termică din municipiul Craiova	76
3.2 Consumul istoric de energie termică	78
3.3 Producerea energiei termice.....	83
3.4 Transportul, distribuția și furnizarea energiei termice	86

3.5	Prețuri și tarife.....	87
3.6	Posibilități de extindere a pieței de energie termică.....	90
4	PIAȚA DE ENERGIE ELECTRICĂ ȘI PIAȚA CERTIFICATELOR DE CO₂	91
4.1	Piața de energie electrică.....	91
4.1.1	Structura pieței de energie electrică din România.....	91
4.1.2	Funcționarea pieței de energie electrică în cifre.....	103
4.1.3	Prețuri și tarife.....	111
4.1.4	Influența schemelor de sprijin asupra prețului energiei electrice.....	116
4.1.5	Influența EU-ETS asupra prețului energiei electrice.....	116
4.1.6	Ținte de reducere a emisiilor de CO ₂ în perspectiva anului 2050.....	117
4.1.7	Evoluția pieței de energie electrică spre o piață europeană.....	118
4.2	Piața certificatelor de emisii de CO ₂	119
4.2.1	Aspecte generale.....	119
4.2.2	Participanții la piața certificatelor de emisii de gaze cu efect de seră.....	121
4.2.3	Produsele și sistemul de tranzacționare pe piața certificatelor de emisii de gaze cu efect de seră.....	121
4.2.4	Evoluția prețului certificatelor de emisii CO ₂	123
4.3	Piața de energie electrică la nivelul municipiului Craiova.....	126
5	PIAȚA DE COMBUSTIBILI DIN ROMÂNIA	128
5.1	Disponibilitatea resurselor primare pentru perioada următoare.....	128
5.2	Prețuri curente și de perspectivă.....	133
5.2.1	Evoluția prețului lignitului autohton.....	133
5.2.2	Scenarii de evoluție a prețului cărbunelui energetic pe piața externă.....	134
5.2.3	Prețuri și tarife pentru gazele naturale.....	135
6	MĂSURI DE EFICIENTIZARE A FUNCȚIONĂRII SISTEMULUI INTEGRAT DE TERMOFICARE	140
6.1	Principii avute în vedere.....	140
6.2	Programul de investiții pentru orizontul de timp 2012÷2021.....	140
6.3	Estimarea necesarului de energie termică la nivelul consumatorilor racordați la sistemul centralizat din municipiul Craiova.....	142
6.4	Măsurile de creștere a eficienței energetice în sistemul de transport și distribuție.....	146
6.5	Estimarea necesarului de energie termică la limita sursei de producere.....	147
6.6	Măsurile de eficientizare la nivelul sursei de producere.....	148
6.7	Principalele efecte scontate ca urmare a implementării măsurilor propuse.....	149
7	ANALIZA TEHNICO - ECONOMICĂ A MĂSURILOR DE EFICIENTIZARE PE CONTURUL INTEGRAT	151
7.1	Metodologie.....	151
7.2	Premise de analiză.....	151
7.3	Prețurile de vânzare pentru energie electrică și termică.....	153
7.4	Prețurile la combustibili.....	154
7.5	Investițiile necesare în soluțiile de eficientizare analizate.....	155

7.6	Evoluția estimată a producției de energie și a consumului de combustibil	157
7.7	Evoluția estimată a cheltuielilor de operare	172
7.8	Evoluția estimată a veniturilor	174
7.9	Rezultatele analizei tehnico-economice comparative.....	175
8	PROGRAMUL DE INVESTIȚII LA NIVELUL SISTEMULUI CENTRALIZAT.....	175
8.1	Investițiile aflate în derulare pentru eficientizarea sistemului centralizat de termoficare și stadiul acestora	176
8.2	Estimarea efortului de investiții necesare pe tipuri de lucrări	176
8.3	Prioritizarea realizării investițiilor.....	178
9	ANALIZA FINANCIARĂ PE CONTURUL SISTEMULUI CENTRALIZAT	179
9.1	Metodologie.....	179
9.2	Premise.....	179
9.3	Prețuri utilizate în analiză.....	179
9.3.1	Evoluția prezumată a prețului mediu de achiziționare a certificatelor de emisii de CO ₂ 181	
9.3.2	Evoluția prezumată a prețului la energia electrică	181
9.3.3	Evoluția prezumată a prețului la energia termică	188
9.4	Venituri anuale din exploatare	188
9.5	Cheltuieli anuale de exploatare	191
9.6	Fluxul de venituri și cheltuieli.....	191
9.7	Fluxul financiar al afacerii.....	191
10	ALTERNATIVE DE ORGANIZARE ADMINISTRATIVĂ A SACET CRAIOVA.....	194
10.1	Alternative analizate privind organizarea SACET Craiova	194
10.2	Descrierea alternativelor analizate și a variantelor de preluare.....	194
10.2.1	Cadrul legal al funcționării serviciului public	194
10.2.2	Cerințe și etape.....	196
11	ANALIZA SWOT PRIVIND ALTERNATIVELE DE ORGANIZARE A SACET.....	204
11.1	Aspecte privind funcționarea sistemului de alimentare centralizată cu energie termică în forma actuală.....	204
11.1.1	Particularități privind funcționarea sursei de energie.....	204
11.1.2	Caracteristicile și constrângerile pe parte de producere a energiei electrice .	205
11.1.3	Caracteristicile și constrângerile pe parte de producere a energiei termice ...	205
11.1.4	Cerințe și beneficii privind cogenerarea de înaltă eficiență	206
11.1.5	Cerințe de mediu cu privire la sursă.....	207
11.1.6	Modul de valorificare a energiei electrice	209
11.1.7	Modul de valorificare a energiei termice	209
11.1.8	Prețuri combustibili.....	210
11.1.9	Investiții și credite contractate.....	210
11.2	Avantajele sistemului integrat	211
11.3	Analiza SWOT.....	213
12	CONCLUZII ȘI RECOMANDĂRI.....	221

ANEXE

Nr. pag.

Anexa A – Tema de proiectare	6 pag.
Anexa B – Cadrul legislativ specific	14 pag.
Anexa C – Caracteristicile principale ale cazanelor din centralele termice	52 pag.
Anexa D – Caracteristicile tehnice ale rețelelor de distribuție pentru încălzire și apă caldă menajeră din stațiile termice și centralele termice ce aparțin Regiei Autonome Termoficare Craiova	83 pag.
Anexa E – Programul de investiții la nivelul SACET	1 pag.
Anexa F – Evoluția estimată a cheltuielilor de operare	2 pag.
Anexa G – Fluxul de Venituri și Cheltuieli – Analiza comparativă	4 pag.
Anexa H – Fluxul de Venituri și Cheltuieli Previzionat	3 pag.
Anexa I – Fluxul financiar al afacerii	3 pag.

1 DATE GENERALE

1.1 Denumirea studiului

„Studiu privind viabilitatea tehnico-economică a integrării serviciului public de alimentare cu energie termică din municipiul Craiova”.

1.2 Beneficiar

Beneficiarul lucrării este Societatea Comercială Complexul Energetic Oltenia S.A., având Sediul social în România, orașul Turceni, str. Uzinei nr.1, județul Gorj.

Societatea Comercială Complexul Energetic Oltenia S.A. s-a înființat în conformitate cu prevederile Hotărârii Guvernului României nr. 1024/2011 privind unele măsuri de reorganizare a producătorilor de energie electrică de sub autoritatea Ministerului Economiei, Comerțului și Mediului de Afaceri, prin fuziunea Societăților Comerciale: Complexul Energetic Craiova S.A., Complexul Energetic Rovinari S.A., Complexul Energetic Turceni S.A. și Societatea Națională a Lignitului Oltenia S.A.

Compania are ca scop desfășurarea de activități de cercetare geologică pentru descoperirea rezervelor de lignit, extracția lignitului, producția și furnizarea de energie electrică și termică pe bază de lignit.

Societatea Comercială Complexul Energetic Oltenia S.A. dispune de 14 blocuri energetice cu o putere electrică instalată de 4230 MW.

În ceea ce privește activitatea de extracție și prelucrare a lignitului Societatea deține un număr de 79 de utilaje miniere de mare capacitate, distribuite în 15 cariere, care pot asigura o capacitate de producție de peste 30 milioane tone lignit pe an.

Producția de energie electrică realizată de centralele din portofoliul CE Oltenia în anul 2011 a fost de circa 17,5 TWh, reprezentând 31% din producția de energie electrică la nivelul României.

Obiective generale ale Societății Comerciale Complexul Energetic Oltenia S.A. sunt:

- valorificarea rezervei de lignit din perimetrele de exploatare proprii;
- menținerea și dezvoltarea activității de extracție a lignitului;
- implementarea unor tehnologii moderne și performante care să conducă la un preț competitiv al energiei electrice, în condițiile actuale ale pieței de energie electrică;
- reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră conform legislației în vigoare privind protecția mediului;
- valorificarea superioară a infrastructurilor și amplasamentelor libere;
- viabilizarea economică a județului Gorj, pentru a menține ocuparea continuă a forței de muncă în zonele miniere;

- creșterea siguranței și independenței energetice naționale prin realizarea unei capacități de producție de ultimă generație la gura minei.

1.3 Elaborator

Institutul de Studii și Proiectări Energetice București (S.C. ISPE S.A.) cu sediul în B-dul. Lacul Tei nr. 1-3, Sector 2, București, cod poștal 020371, înregistrată la Oficiul Registrul Comerțului nr. J40/5731/1996, Cod înregistrare fiscală RO8630885, COD IBAN: O21BRDE450SV01043364500 deschis la BRD - SMCC(România), tel. 0212107080, fax. 0212110594, www.ispe.ro

1.4 Necesitatea și oportunitatea studiului

Sectorul energetic din România este supus în prezent unei serii de provocări care decurg din alinierea acestuia la politicile energetice definite prin următoarele documente programatice:

- Programul de guvernare privind sectorul energetic, inclusiv respectarea obligațiilor asumate față de FMI;
- Strategia energetică a României;
- Planul Național de Investiții aprobat de către CE în contextul derogării tranzitorii prevăzută de art.10c al Directivei 2003/87/CE completată și modificată prin Directiva 2009/29/CE;
- Documentele UE privind crearea pieței europene de energie electrică;
- Perspectiva energetică 2050 (Road Map 2050) a UE, cu luarea în considerare a asigurării securității energetice bazată pe mixtul de combustibil și utilizarea resurselor energetice naționale.

Actuala politică energetică este marcată de dezvoltarea sectorului energetic, care să susțină activ dezvoltarea economică a țării și reducerea decalajelor față de Uniunea Europeană.

Viziunea strategică a României pentru sectorul energetic, este cea a unei țări membre a UE, care și-a însușit și pus în aplicare acquis-ul comunitar, iar piața românească va fi parte a marii piețe comunitare de energie. Aceasta va trebui să fie o piață concurențială, în primul rând la nivel național și mai apoi la nivel regional și european, o piață în care ponderea consumatorilor eligibili va fi predominantă, o piață în care marea majoritate a activităților de producere, distribuție și furnizare se vor realiza în sectorul privat și nu în cel de stat.

În acest context, pentru România este absolut necesară concentrarea eforturilor în menținerea și dezvoltarea mixtului energetic, precum și valorificarea cu eficiență maximă a resurselor de energie primară pe care le deține. Valorificarea resurselor de lignit local reprezintă pentru România un element strategic, în contextul în care această resursă poate contribui la acoperirea cererii de energie electrică în proporție de cca. 38%.

Piața energiei electrice din România va evolua spre o piață deschisă transnațională și integrată cu piața energetică a Uniunii Europene, iar piața energiei termice va rămâne intrinsec o piață locală.

În perioada ultimilor ani sectorul energiei electrice și termice din România s-a restructurat profund, obiectivele principale ale acestei restructurări fiind:

- creșterea eficienței;
- reducerea costurilor;
- atragerea de investiții private;
- utilizarea eficientă a resurselor naționale disponibile.

În vederea asigurării unei operări integrate a complexelor energetice producătoare de energie pe bază de lignit local, prin Hotărârea Guvernului României nr. 1024/2011 a fost înființată **Societatea Comercială Complexul Energetic Oltenia S.A.**, companie care în acest fel devine un actor principal în plan regional prin valorificarea cu maximă eficiență a potențialului de care dispune România în domeniu.

Societatea Comercială Complexul Energetic Oltenia S.A. dispune de 14 blocuri energetice cu o putere electrică instalată de 4230 MW din care:

- S.E. Rovinari – 4 blocuri energetice de 330 MW pe lignit în condensatie;
- S.E. Turceni - 6 blocuri energetice de 330 MW pe lignit în condensatie ;
- S.E. Craiova:
 - 2 blocuri energetice de 315 MW pe lignit în condensatie la Uzina Isalnita;
 - 2 blocuri energetice de 150MW/160Gcal/h pe lignit în cogenerare la Uzina Craiova

Uzina Craiova din cadrul S.E. Craiova este printre cele mai noi centrale termoelectrice din sectorul energetic românesc. Centrala livrează energie electrică în Sistemul Energetic Național și energie termică pentru:

- consumatorii racordați la sistemul de alimentare centralizată cu energie termică din municipiul Craiova
- consumatorii industriali de pe platforma de sud a municipiului Craiova.

În vederea respectării legislației în vigoare privind protecția mediului, în cadrul Uzinei Craiova este în curs de derulare proiectul de investiție privind montarea unei instalații comune de desulfurare de tip umed pentru blocurile 1 și 2, prin implementarea căruia se va realiza reducerea emisiilor de SO₂ la valori sub 200 mg/Nm³.

S.E. Craiova asigură de asemenea serviciul de transport al energiei termice din cadrul sistemului de alimentare centralizată cu energie termică (SACET).

Serviciul public de distribuție a energiei termice este asigurat de către Regia Autonomă Termoficare Craiova, care administrează punctele termice, centralele termice și rețelele de distribuție, aflate în proprietatea publică a Primăriei.

Aplicarea unor măsuri de modernizare și eficientizare cu impact maximal asupra consumului energetic primar, precum și asupra prețului final al energiei, necesită o abordare la nivel integrat a programului de investiții pe întregul lanț energetic – producere, transport și distribuție,

precum și aplicarea unei strategii de operare, monitorizare și control permanent al funcționării instalațiilor în cadrul parametrilor optimi, de la producere până la utilizator.

Din acest punct de vedere apare ca oportună integrarea serviciului public de alimentare cu energie termică din municipiul Craiova în cadrul unei singure entități.

1.5 Obiectivele studiului

Scopul studiului este acela de a analiza viabilitatea integrării serviciului public de alimentare cu energie termică din municipiul Craiova în cadrul unei singure entități, și de a determina modalitatea optimă de organizare din punct de vedere administrativ în scopul eficientizării și rentabilizării acestuia.

Principalele obiective ale studiului vor fi:

- analiza situației existente a celor două companii, din punct de vedere tehnic, operațional, juridic și economico-financiar
- stabilirea și evaluarea soluțiilor tehnice care vor conduce la creșterea eficienței energetice a sistemului de termoficare, în condițiile unor prețuri minime ale energiei termice și electrice
- stabilirea și evaluarea implicațiilor tehnice din punct de vedere al siguranței și securității în exploatarea a SEN, după integrarea serviciului public de alimentare cu energie termică din municipiul Craiova în cadrul unei singure companii producătoare de energie electrică și termică.

De asemenea, studiul va analiza comparativ alternative de transfer administrativ a activităților din cadrul serviciului public de alimentare cu energie termică, cu identificarea și luarea în considerare a tuturor implicațiilor semnificative care pot să apară.

2 PREZENTAREA SITUAȚIEI ACTUALE

2.1 Prezentarea entităților care asigură serviciul public de alimentare cu energie termică în municipiul Craiova

Sistemul de alimentare centralizată cu energie termică din municipiul Craiova are următoarele componente principale:

- surse de producere a energiei termice: CET Craiova - centrală de cogenerare și centrale termice;
- rețele termice primare, care asigură transportul energiei termice;
- puncte termice, care asigură transferul energiei termice între agentul primar și agentul secundar;
- rețele termice secundare, care asigură distribuția energiei termice către consumatorul final;
- consumatorii finali.

În prezent serviciul public de alimentare cu energie termică din municipiul Craiova este asigurat prin activitatea operațională și comercială a două entități astfel:

- Regia Autonomă de Termoficare Craiova, care realizează atât distribuția energiei termice cât și producerea energiei termice în surse proprii
- Uzina Craiova, care realizează producerea energiei termice în CET Craiova și transportul acesteia la punctele termice

Consumatorii finali de energie termică alimentați în sistem centralizat sunt racordați atât la rețeaua de transport, cât și la rețeaua de distribuție.

Regia Autonomă Termoficare Craiova (R.A. Termoficare Craiova)

R.A. Termoficare Craiova a fost înființată prin Hotărârea Consiliului Local Municipal Craiova nr. 180/1998, prin care Regia Autonomă Apă, Canal, Termoficare Craiova a fost reorganizată, în baza Legii nr. 15/1990, în două regii autonome, aflate sub autoritatea Consiliului Local al municipiului Craiova și anume: Regia Autonomă APA – Craiova și Regia Autonomă TERMOFICARE (RATF) – Craiova.

RATF Craiova este persoană juridică și funcționează pe bază de gestiune economică și autonomie financiară, în conformitate cu legislația în vigoare și Regulamentul de organizare și funcționare.

Structura organizatorică a RATF Craiova se propune de către Consiliul de Administrație și se aprobă de către Consiliul Local al municipiului Craiova

Conducerea Regiei Autonome Termoficare este asigurată de:

- Consiliul de administrație;
- Comitet de direcție, constituit din directorul general, directorul tehnic (exploatare) și directorul economic.

RATF Craiova are un număr de personal de circa 762 angajați.

Regia Autonomă trebuie să acopere din veniturile provenite din activitatea sa, toate cheltuielile, inclusiv dobânzile, amortizarea investițiilor și rambursarea creditelor și să obțină profit.

Veniturile și cheltuielile regiei se stabilesc prin buget, pentru fiecare exercițiu financiar.

RATF Craiova include:

- Rețele termice de distribuție, constituite din cca. 490 km de conducte amplasate în canale termice subterane nevizitabile (cca.123 km)
- 105 puncte termice, care utilizează ca agent termic primar apă fierbinte furnizată de Uzina Craiova
- 16 centrale termice de cvartal
- 36 centrale termice la nivel de bloc (scară de bloc)

Centralele termice de cvartal și centralele termice la nivel de bloc/scară utilizează drept combustibil gazele naturale furnizate de GDF SUEZ Energy România.

Activitatea de producere a energiei termice, exclusiv producerea în cogenerare, precum și activitățile de transport, distribuție și furnizare a energiei termice în cadrul sistemelor centralizate, se desfășoară pe bază de licențe acordate de ANRSC, conform prevederilor Legii nr. 325/2006 – Legea privind serviciul public de alimentare cu energie termică.

Tabel nr. 2.1 – 1 Date operator R.A. Termoficare Craiova

Denumire completă operator	Regia Autonomă Termoficare Craiova
Scopul principal	Distribuția și furnizarea de energie termică
Structura legală	Regie autonomă
Proprietar	Consiliul Local al Municipiului Craiova
Numărul de înregistrare la Camera Comerțului	J16/62/1999
Numărul din registrul administrației finanțelor publice (CUI)	RO11429343
Adresă	Str. Mitropolit Firmilian, nr. 14, localitatea Craiova, jud. Dolj

Licențele/autorizațiile deținute de RATF Craiova sunt prezentate în tabelul următor

Tabel nr. 2.1 - 2 Licențele/autorizațiile deținute de RATF Craiova

Licență	Autoritatea emitentă	Număr licență	Valabilitate
Licență pentru producerea de energie termică	ANRE	247/27.03.2001	25 ani
Licență pentru distribuția energiei termice	ANRE	248/27.03.2001	25 ani
Licență pentru furnizare de energie termică	ANRE	249/27.03.2001	25 ani

Sucursala Electrocentrale Craiova (S.E. Craiova)

S.E. Craiova face parte din S.C. Complexul Energetic Oltenia S.A.

În baza HG nr. 1024/2011 privind unele măsuri de reorganizare a producătorilor de energie electrică de sub autoritatea Ministerului Economiei, Comerțului și Mediului de Afaceri, s-a demarat procesul de înființare a SC Complexul Energetic Oltenia SA. Data înființării este 31.05.2012.

Complexul Energetic Oltenia s-a înființat prin fuziunea următoarelor societăți comerciale:

- Societatea Națională a Lignitului Oltenia Tg.Jiu SA
- Complexul Energetic Turceni, care a devenit Sucursala Electrocentrale Turceni
- Complexul Energetic Rovinari, care a devenit Sucursala Electrocentrale Rovinari
- Complexul Energetic Craiova, care a devenit Sucursala Electrocentrale Craiova

În prezent, CE Oltenia SA este administrată în sistem dualist, prin Directorat și Consiliu de Supraveghere.

Acționarii CE Oltenia sunt MECMA (77%) și Fondul Proprietatea (21,5%).

Sediul CE Oltenia S.A. este la adresa: Turceni, str. Uzinei nr. 1, județul Gorj.

S.E. Craiova are ca obiect de activitate producerea, transportul, distribuția și furnizarea de energie termică și producție și furnizarea de energie electrică, activități licențiate de Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei.

S.E. Craiova cuprinde două centrale:

- Uzina Ișalnița, echipată cu 2 blocuri energetice de 315 MW pe lignit în condensatie
- Uzina Craiova, echipată în principal cu 2 blocuri energetice de 150MW/120MW+160Gcal/h pe lignit, în cogenerare.

Uzina Craiova se găsește la adresa: municipiul Craiova , str. Bariera Vâlcii nr. 199 cod poștal 200716.

Uzina Craiova include:

➤ Echipamente pentru producerea energiei electrice și termice:

- Blocurile nr. 1 și nr. 2 de cogenerare (PIF 1987÷1988), constituite fiecare din:
 - un cazan de abur cu străbatere forțată, debit 525 t/h (192 bar; 540⁰C), cu funcționare pe lignit și suport gaze naturale sau păcură; puterea termică a fiecărui cazan: 473 MW_t
 - o turbină cu abur de 150MWe (120 MWe+160 Gcal/h), tip F1L – 150– 120 cu condensatie și prize de termoficare
- 2 cazane de abur industriale de 30 t/h (CR1, CR2) cu funcționare pe păcură (PIF 1980); puterea termică a fiecărui cazan: 21,2 MW_t
- 2 cazane de abur industriale de 100 t/h (CR3, CR4), cu funcționare pe lignit și suport păcură (PIF 1984); puterea termică a fiecărui cazan: 72 MW_t

- 2 cazane de apă fierbinte de 100 Gcal/h (CAF1, CAF2), cu funcționare pe păcură (PIF 1980); puterea termică a fiecărui cazan: 116 MW_t
- 2 cazane de apă fierbinte de 100 Gcal/h (CAF3, CAF4), cu funcționare pe lignit și suport păcură (PIF 1984); puterea termică a fiecărui cazan: 116 MW_t.

➤ Rețele termice de transport în lungime de 135,62 km.

Activitatea de bază a Uzinei Craiova o constituie producerea energiei electrice și termice.

Energia electrică este livrată în Sistemul Energetic Național, iar cea termică, sub formă de apă fierbinte - consumatorilor industriali și populației municipiului Craiova. Energia termică este produsă atât în cogenerare, cât și în surse de vârf (cazane de apă fierbinte, cazane de abur).

Conform prevederilor Legii nr. 123/2012 – Legea energiei electrice și a gazelor naturale, exploatarea comercială a capacităților de producere a energiei electrice și a energiei termice produse în cogenerare se desfășoară pe bază de licențe acordate de ANRE.

Licențele/autorizațiile deținute de Uzina Craiova sunt prezentate în tabelul următor.

Tabel 2.1-2 Licențele/autorizațiile deținute de Uzina Craiova II

Licenta/Autorizație	Autoritate Emitenta	Număr	Valabilitate
Furnizare energie electrică	ANRE	1084/2012	10 ani
Producere energie electrică	ANRE	1085/2012	25 ani
Producere energie termică	ANRE	1086/2012	25 ani
Autorizație de funcționare	ANRE	1178/2003	35 ani

2.2 Contextul instituțional, legislativ și de reglementare privind sistemul de termoficare actual și de perspectivă

2.2.1 Contextul instituțional și de reglementare

Serviciul public de alimentare cu energie termică din municipiul Craiova reprezintă un serviciu public de interes general care se realizează în sistem centralizat și face parte din sfera serviciilor comunitare de utilități publice.

În luna mai 2003, Comisia Uniunii Europene a lansat la Bruxelles, *Cartea Verde privind serviciile de interes general*, document ce conține principiile și normele de realizare a serviciilor publice la nivel comunitar.

Prin "servicii de interes general" sunt definite acele servicii de interes public pe care instituțiile și autoritățile publice le contractează pentru a fi realizate de către unele unități economice sau sociale, numite și „furnizori” sau „operatori” de servicii publice; aceștia pot fi cu capital de stat, privat sau mixt. Selectarea furnizorilor (operatorilor) de servicii publice trebuie să se efectueze potrivit principiului competitivității și se realizează pe bază de licitații publice, iar obligațiile specifice de realizare și normele impuse, sunt cuprinse în Caietele de sarcini.

La nivel național, regional, județean și local, autorităților competente le revin sarcini de a defini, organiza, finanța și controla serviciile publice.

Legea administrației publice locale nr. 215/2001 și Legea serviciilor comunitare de utilități publice nr. 51/2006, cu modificările și completările ulterioare, stabilesc cadrul juridic și instituțional unitar, obiectivele, competențele, atribuțiile și instrumentele specifice necesare înființării, organizării, gestionării, finanțării, exploatării, monitorizării și controlului funcționării serviciilor comunitare de utilități publice.

Legea nr. 325/2006 privind serviciul public de alimentare cu energie termică trasează principalele caracteristici și cerințe ale modului de organizare și funcționare a serviciului public de alimentare cu energie termică și are ca obiective:

- asigurarea continuității serviciului public de alimentare cu energie termică;
- asigurarea calității serviciului public de alimentare cu energie termică;
- accesibilitatea prețurilor la consumatori;
- asigurarea resurselor necesare serviciului public de alimentare cu energie termică, pe termen lung;
- asigurarea siguranței în funcționare a serviciului public de alimentare cu energie termică;
- evidențierea transparentă a costurilor în stabilirea prețului energiei termice.

Conform cadrului legal specific domeniului utilităților publice (art.8 din Legea serviciilor comunitare de utilități publice nr. 51/2006 și art. 8 al Legii serviciului public de alimentare cu energie termică nr. 325/2006), autoritatea locală deține în exclusivitate responsabilitatea structurii serviciilor de utilități publice, a organizării, coordonării, monitorizării și controlului acestora.

Articolul 23 din Legea 51/2006 și art. 10 din Legea 325/2006 stabilesc faptul că autoritatea locală are dreptul legal să decidă asupra modalității de management a serviciului public și anume, între managementul direct și cel delegat al serviciilor, unui operator, împreună cu infrastructura aferentă.

Operatorul își va desfășura activitatea numai în baza licenței eliberate de autoritatea de reglementare competentă.

Autoritățile de reglementare în domeniul energiei termice sunt:

- **ANRSC** - Autoritatea Națională de Reglementare pentru Serviciile Comunitare de Utilități Publice, o instituție publică, de interes național, ce funcționează în subordinea Ministerului Administrației și Internelor, înființată în anul 2001.

În domeniul serviciului public de alimentare cu energie termică furnizată în sistem centralizat, ANRSC are următoarele atribuții principale:

- monitorizarea și controlul operatorilor din sistemul de alimentare centralizată cu energie termică - SACET - cu privire la respectarea reglementărilor emise de autoritate;

- elaborarea regulamentului-cadru al serviciului public de alimentare cu energie termica;
- elaborarea si aprobarea caietului de sarcini-cadru pentru realizarea serviciului public de alimentare cu energie termica prin SACET, precum si a documentației-cadru pentru delegarea gestiunii serviciului si a SACET aferent.;
- elaborarea si aprobarea, prin ordin al presedintelui, a contractului-cadru si a convenției-cadru de furnizare a energiei termice;
- elaborarea regulamentului pentru acordarea licențelor, care se aproba prin HG;
- acordarea de licențe pentru operatori.

ANRSC reglementează activitățile de producere, transport, distribuție și furnizare a energiei termice, cu excepția producerii energiei termice în cogenerare.

- **ANRE** – Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei, are rolul de a reglementa, monitoriza și controla funcționarea sectorului energiei și piețelor energiei electrice și gazelor naturale în condiții de concurență, transparență, eficiență și protecție a consumatorilor.

ANRE este organizată și funcționează ca autoritate administrativă autonomă, cu personalitate juridică.

ANRE reglementează activitatea de producere a energiei termice în cogenerare destinată serviciului public de alimentare cu energie termică în sistem centralizat.

Principalele atribuții și competențe ale ANRE în domeniul energiei termice în cogenerare sunt:

- acordă, modifică, suspendă sau retrage autorizațiile și licențele pentru operatorii economici din sectorul energiei electrice, inclusiv pentru producătorii de energie termică produsă în cogenerare.
- aprobă prețurile și tarifele practicate pentru activitățile și serviciile aferente producerii energiei termice în cogenerare destinate populației.
- stabilește contractele-cadru de vânzare a energiei termice produse în cogenerare

Pentru energia termică se utilizează contracte-cadru conform reglementărilor în vigoare. Se utilizează două tipuri de contracte-cadru, unul aferent activității reglementate de ANRE și unul aferent activității reglementate de ANRSC. Cadrul legal este:

- Ordin ANRE nr. 50/2009 privind Contractul-cadru de vânzare-cumpărare a energiei termice produse de operatorii economici aflați în competența de reglementare a ANRE.
- Ordin ANRSC nr. 483/2008 privind aprobarea contractul cadru pentru furnizarea energiei termice.

Prețurile și tarifele reglementate pentru activitățile de producere, transport, distribuție și furnizare a energiei electrice și a energiei termice produse în centrale de cogenerare se stabilesc pe bază de metodologii aprobate și publicate de autoritatea competentă.

Conform HG nr. 1215/2009 privind stabilirea criteriilor și condițiilor necesare implementării schemei de sprijin pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență pe baza cererii de energie termică utilă, ANRE stabilește prețul de referință pentru energia termică produsă în cogenerare care beneficiază de schema de sprijin, la nivelul prețului pentru energia termică livrată dintr-o centrală ce produce separat energie termică cu același tip de combustibil și cu eficiența de referință conform Directivei 2004/8/CE.

Cu privire la principalele impozite și taxe aplicabile, se menționează:

- Impozitul pe profit: 16%, în baza OUG nr. 64/2009 cu privire la rectificarea bugetară pe anul 2009 și reglementarea unor măsuri financiar-fiscale și HG nr. 488/2009 pentru completarea Normelor metodologice de aplicare a Legii nr. 571/2003 privind Codul fiscal, aprobate prin Hotărârea Guvernului nr. 44/2004.
- Impozitul pe dividende: 16%, conform prevederilor OUG nr. 58 din 26/06/2010 pentru modificarea și completarea Legii nr. 571/2003 privind Codul fiscal și alte măsuri financiar-fiscale.
- Taxa pe valoarea adăugată (TVA): 24%, în baza OUG nr. 58/2010 pentru modificarea și completarea Legii nr. 571/2003 privind Codul fiscal și alte măsuri financiar-fiscale.

2.2.2 Contextul legislativ

În acest capitol sunt prezentate principalele acte legislative care reglementează funcționarea sectorului energiei electrice și termice din România.

O prezentare detaliată se regăsește în **Anexa B**.

Astfel, principalele acte legislative sunt:

Legislație internă

- **Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012.** Prezenta lege stabilește cadrul de reglementare pentru desfășurarea activităților în sectorul energiei electrice și al energiei termice produse în cogenerare, în vederea utilizării optime a resurselor primare de energie în condițiile de accesibilitate, disponibilitate și suportabilitate și cu respectarea normelor de siguranță, calitate și protecție a mediului.
- **Legea nr. 325/2006** privind serviciul public de alimentare cu energie termică ce reglementează desfășurarea activităților specifice serviciilor publice de alimentare cu energie termică utilizată pentru încălzire și prepararea apei calde de consum, respectiv producerea, transportul, distribuția și furnizarea energiei termice în sistem centralizat, în condiții de eficiență și la standarde de calitate, în vederea utilizării optime a resurselor de energie și cu respectarea normelor de protecție a mediului.

- **Hotărârea de Guvern nr. 163/2004** privind aprobarea Strategiei Naționale în domeniul eficienței energetice.
- **Hotărârea de Guvern nr. 882/2004** privind aprobarea Strategiei Naționale privind alimentarea cu energie termică a localităților prin sisteme de producere și distribuție centralizată.
- **Hotărârea de Guvern nr. 246/2006** pentru aprobarea Strategiei Naționale privind accelerarea dezvoltării serviciilor comunitare de utilități publice.
- **Legea serviciilor comunitare de utilități publice nr. 51/2006** modificată și completată prin **Ordonanța de Urgență nr.13/2008**. Legea nr. 51/2006 a fost actualizată în 2009.
- **Hotărârea de Guvern nr. 462/2006** pentru aprobarea programului "Termoficare 2006-2009 calitate și eficiență" și înființarea Unității de management al proiectului, modificată prin **Hotărârea de Guvern nr. 381/2008** privind programul "Termoficare 2006-2015 căldură și confort".
- **Ordonanța de Urgență nr. 18/2009** privind creșterea performanței energetice a blocurilor de locuințe. Această Ordonanță de Urgență a fost consolidată în septembrie 2011.
- **Ordonanța Guvernului nr. 69/2011** pentru modificarea **O.G. 36/2006** privind instituirea prețurilor locale de referință pentru energia termică furnizată populației prin sisteme centralizate aprobată prin **Legea nr. 483/2006**.
- **Ordonanța de Urgență nr. 70/2011** privind măsurile de protecție socială în perioada sezonului rece.
- **Hotărârea de Guvern nr. 219/2007** privind promovarea cogenerării bazate pe cererea de energie termică utilă.

Hotărârea stabilește cadrul legal necesar promovării și dezvoltării cogenerării de înaltă eficiență a energiei termice și a energiei electrice, bazate pe cererea de energie termică utilă și pe economisirea energiei primare pe piața de energie, în scopul creșterii eficienței energetice și îmbunătățirii securității alimentării cu energie, ținând seama de condițiile climatice și economice specifice României.

- **Ordinul ANRSC nr. 91/2007** pentru aprobarea Regulamentului cadru al serviciului public de alimentare cu energie termică.
- **Hotărârea de Guvern nr. 553/2007** privind modificarea și completarea Regulamentului pentru acordarea licențelor și autorizațiilor în sectorul energetic, aprobat prin **Hotărârea de Guvern nr. 540/2004**.
- **Hotărârea de Guvern nr. 1069/05.09.2007** privind aprobarea Strategiei energetice a României pentru perioada 2007÷2020.

- **Ordinul Ministrului Administrației și Internelor nr. 471/2008** privind aprobarea Regulamentului pentru implementarea programului “Termoficare 2006-2015 căldură și confort”.
- **Hotărâre de Guvern nr. 1215/2009** privind stabilirea criteriilor și a condițiilor necesare implementării schemei de sprijin pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență pe baza cererii de energie termică utilă.
- **Legea nr. 199/2000** privind utilizarea eficientă a energiei, modificată și completată de **Legea nr. 56/2006**. Stabilește cadrul necesar pentru elaborarea și aplicarea unei politici naționale de utilizare eficientă a energiei, în conformitate cu prevederile Tratatului Cartei energiei, privind implementarea programelor de creștere a eficienței energetice. Politica națională de utilizare eficientă a energiei este considerată parte integrantă a politicii energetice a statului. În scopul realizării politicii naționale, s-au întocmit programe proprii de eficiență energetică, care să includă atât măsuri pe termen scurt, cât și măsuri pe termen lung, care au în vedere întreg lanțul producere - transport - distribuție - utilizator și vor include acțiuni pentru: realizarea scenariilor pe termen lung privind cererea și oferta de energie; promovarea utilizării tehnologiilor eficiente și nepoluante; încurajarea finanțării investițiilor în domeniul eficienței energetice, prin participarea statului și a sectorului privat; promovarea cogenerării de mică și medie putere și a măsurilor pentru creșterea eficienței sistemelor de producere, transport, distribuție a căldurii la consumator; evaluarea impactului negativ asupra mediului.
- **Ordin ANRE nr. 23/2010** privind aprobarea Regulamentului de calificare a producției de energie electrică în cogenerare de înaltă eficiență și de verificare și monitorizare a consumului de combustibil și a producțiilor de energie electrică și energie termică utilă în cogenerare de înaltă eficiență.
- **Ordinul președintelui ANRSC nr. 66/2007** pentru Serviciile Publice de Gospodărie Comunală privind aprobarea Metodologiei de stabilire, ajustare sau modificare a prețurilor și tarifelor locale pentru serviciile publice de alimentare cu energie termică produsă centralizat, exclusiv energia termică produsă în cogenerare.
- **Ordinul președintelui ANRSC nr. 91/2007** pentru aprobarea Regulamentului cadru al serviciului public de alimentare cu energie termică.
- **Ordin ANRE nr. 36/2010** privind modificarea Metodologiei de stabilire și ajustare a prețurilor pentru energia electrică și termică produsă și livrată din centrale de cogenerare ce beneficiază de schema de sprijin, respectiv a bonusului pentru cogenerarea de înaltă eficiență, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 3/2010.
- **Ordin ANRE nr. 37/2010** privind aprobarea prețului de referință pentru energia electrică și a prețurilor reglementate pentru energia electrică practicate de producătorii de energie electrică și termică în cogenerare ce beneficiază de schemă de sprijin conform prevederilor Hotărârii Guvernului nr. 1.215/2009 privind stabilirea criteriilor și a condițiilor

necesare implementării schemei de sprijin pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență pe baza cererii de energie termică utilă

- **Ordin ANRE nr. 49/2011** privind aprobarea prețului de referință al energiei electrice și a prețurilor reglementate pentru energia electrică, practicate în anul 2012 de producătorii de energie electrică și termică în cogenerare, care beneficiază de schemă de sprijin.
- **Ordin ANRE nr. 17/2011** pentru modificarea Metodologiei de stabilire și ajustare a prețurilor pentru energia electrică și termică produsă și livrată din centrale de cogenerare ce beneficiază de schema de sprijin, respectiv a bonusului pentru cogenerarea de înaltă eficiență, aprobată prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 3/2010.
- **Ordin ANRE nr. 18/2011** privind aprobarea valorilor bonusurilor de referință pentru energia electrică și a prețurilor de referință pentru energia termică produsă și livrată din centrale de cogenerare de înaltă eficiență.
- **Ordin ANRE nr. 20/2011** privind aprobarea Contractului-cadru dintre administratorul schemei de sprijin și plătitorul de contribuție pentru colectarea contribuției pentru cogenerare de înaltă eficiență și a Contractului-cadru dintre producătorul de energie electrică în cogenerare de înaltă eficiență și administratorul schemei de sprijin pentru plata bonusului și restituirea supracompensării/bonusului necuvenit.

Legislația internațională

- **Directiva nr. 8/2004** privind promovarea cogenerării pe piața de energie este unul din cele mai importante documente elaborate de UE în domeniul cogenerării.

Directiva urmărește crearea unui cadru pentru susținerea acestei tehnologii eficiente și depășirea barierelor existente, în vederea pătrunderii pe piețele liberalizate de energie electrică și de a utiliza potențialul nefolosit. Principalul argument în favoarea cogenerării rămâne reducerea consumului de combustibil și prin aceasta a emisiilor de gaze cu efect de seră. Pe termen scurt, Directiva urmărește să sprijine instalațiile de cogenerare existente și să creeze un mecanism echilibrat pe piață.

- **Decizia Comisiei 2008/952/CE** de stabilire a orientărilor detaliate pentru implementarea anexei II la Directiva 2004/8/CE a Parlamentului European și a Consiliului.
- **Decizia 2007/74/EC** stabilește valorile de referință ale producerii separate de energie electrică și termică în aplicarea **Directivei 2004/8/CE**. În **Anexa I** din această decizie sunt date valorile de referință ale eficienței producerii separate a energiei electrice, iar în **Anexa II**, cele aferente producerii separate a energiei termice, pentru țările UE. Valorile sunt date pentru condiții standard ISO, funcție de puterea calorică inferioară a combustibilului. Țările UE pot face corecții privind temperatura (medie anuală a țării respective) și pierderile de energie electrică în SEN.

- **Cartea verde** asupra siguranței alimentării cu energie prin care se cer măsuri de incitare în favoarea trecerii la utilizarea instalațiilor de producere eficientă a energiei, “incluzând și cogenerarea”;
- **Pachetul legislativ “Energie-Schimbări Climatice”** agreat de șefii de stat și de Guvern la Consiliul European din 13 decembrie 2008, adoptat în cadrul reuniunii plenare a Parlamentului European din data de 17 decembrie 2008 și adoptat formal de Consiliul European pe data de 6 aprilie 2009. Pachetul legislativ are ca scop reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră și creșterea utilizării energiei regenerabile și cuprinde:
 - **Directiva 2009/29/CE** privind modificarea Directivei 2003/87/CE în vederea îmbunătățirii și extinderii schemei de comercializare a certificatelor de emisii de gaze cu efect de seră;
 - **Decizia 2009/460/UE** privind efortul SM de a reduce emisiile de gaze cu efect de seră, astfel încât să se respecte angajamentele Comunității de reducere a emisiilor de gaze cu efect de seră până în anul 2020;
 - **Directiva 2009/28/CE** privind promovarea utilizării surselor regenerabile de energie;
 - **Directiva 2009/31/CE** privind stocarea geologică a dioxidului de carbon și care amendează Directivele 85/337/EEC, 96/61/EC, 2000/60/EC, 2001/80/EC, 2004/35/EC, 2006/12/EC și Regulamentul EC nr. 1013/2006;
- **Directiva 2010/75/UE** privind emisiile industriale, care reformează un număr de 7 directive existente între care și Directiva IPPC, stabilind o abordare integrată de prevenire și control al emisiilor în aer, apă și sol, de management al deșeurilor, de eficiență energetică și de prevenire a accidentelor. Sub incidența directivei este și activitatea de ardere a combustibililor în instalații cu o putere termică instalată totală egală sau mai mare de 50 MW.
- **COM(2011) 112** - Foia de parcurs pentru trecerea la o economie competitivă cu emisii scăzute de dioxid de carbon până în 2050
- **COM(2011) 885 final** - Comunicare a Comisiei către Parlamentul European, Consiliu, Comitetul Economic și Social și Comitetul Regiunilor. Perspectiva energetică 2050.

Contextul legislativ de perspectivă

Directiva Parlamentului European și a Consiliului privind eficiența energetică și de abrogare a Directivelor 2004/8/EC și 2006/32/EC (COM(2011)0370 – C7-0168/2011 – 2011/0172(COD)), aprobată în Parlamentul European pe data de 11.09.2012, prevede un cadru comun pentru promovarea eficienței energetice pe teritoriul Uniunii Europene, cu scopul de a asigura atingerea obiectivului UE de a reduce consumul de energie primară cu 20% până în 2020.

Directiva susține necesitatea adoptării unei abordări integrate pentru a valorifica întregul potențial existent de economisire a energiei, care include economiile din sectorul aprovizionării cu energie și, respectiv, din sectorul utilizatorilor finali.

Unul din elementele de noutate ale Directivei îl constituie definirea „părților obligate” să participe la „sistemele naționale de obligații în ceea ce privește eficiența energetică”. „Părțile” obligate menționate sunt „distribuitorii de energie sau societățile de vânzare cu amănuntul a energiei”.

Sistemul de obligații referitor la eficiența energetică care va trebui stabilit de fiecare stat membru în parte, va trebui însă să prevadă ca toți distribuitorii/furnizorii de energie care își desfășoară activitatea pe teritoriul statelor membre ”să realizeze economii anuale de energie egale cu 1,5% în volum din cota de piață a acestora în anul calendaristic precedent, cu excepția energiei folosite în transport. Această cantitate a economiilor de energie trebuie realizată de către părțile obligate, în rândul consumatorilor finali”. 10% din obligație poate fi compensată cu economii realizate în sectorul de producție, transport și distribuție a energiei.

2.3 Prezentarea stării tehnice actuale a componentelor sistemului centralizat

2.3.1 Prezentarea stării tehnice a echipamentelor principale din cadrul sursei de producere a energiei termice

Uzina Craiova

Uzina Craiova cuprinde 2 blocuri energetice de 150 MWe fiecare, care pot produce 2×120 MWe plus 2×160 Gcal/h în regim de cogenerare. Sistemul de termoficare mai cuprinde 4 cazane de abur (2×30 t/h și 2×100 t/h) și 4 cazane de apă fierbinte (4×100 Gcal/h).

Uzina Craiova livrează în condiții economice următoarele produse:

- energie electrică: 240 - 300 MW;
- energie termică în cogenerare sub formă de apă fierbinte pentru consumatorii urbani și industriali: cca. 320 Gcal/h;
- energie termică sub formă de apă fierbinte supraîncălzită – max. 45 Gcal/h;
- apă dedurizată pentru adaos în rețeaua de termoficare – max. 300 t/h.

Energia produsă de centrală este transmisă în sistem printr-o substație de 110 kV aparținând Transelectrica, legată de linii de 110 kV la alte noduri ale sistemului.

Energia electrică este comercializată atât pe piața reglementată cât și pe piața contractelor bilaterale, piața centralizată a contractelor bilaterale, piața de echilibrare, piața pentru ziua următoare.

Pentru producerea și livrarea din centrală a energiei termice Uzina Craiova utilizează:

- instalații de bază - cele 2 blocuri energetice de cogenerare formate fiecare din: un cazan de abur de 525 t/h și o turbină cu abur de 150MWe/120MWe prevăzută cu prize reglabile pentru termoficare în 2 trepte. Aburul extras de la cele două prize reglabile alimentează boilerile treapta I și treapta a –II-a având capacitatea însumată 160 Gcal/h;
- instalațiile de vârf care constau în:

- 2 cazane de apă fierbinte (CAF) de 100 Gcal/h cu funcționare pe lignit cu suport de păcură
- 2 cazane de abur industrial (CR) de 100 t/h cu funcționare pe lignit cu suport de păcură
- 2 cazane de abur industrial (CR) de 30 t/h cu funcționare pe păcură
- 2 cazane de apă fierbinte (CR) de 100 Gcal/h cu funcționare pe păcură
- 1 boiler de termoficare de 50 Gcal/h, alimentat cu abur de la CR sau blocurile energetice
- 1 boiler de termoficare de 30 Gcal/h, alimentat cu abur de la CR sau blocurile energetice.

Stația de pompe de termoficare este echipată cu 12 electropompe de circulație, instalate în 2 trepte de pompare, astfel:

- pentru perioada de iarnă sunt instalate:
 - electropompe de termoficare treapta I:
 - 2 x 2800 m³/h, 8 bar, 990 rot/min
 - 3 x 3015 m³/h, 8 bar, 990 rot/min
 - electropompe de termoficare treapta a II-a: 5 x 3100 m³/h, 12 bar, 990 rot/min
- pentru perioada de vară sunt instalate:
 - 2 x 1100 m³/h, 6 bar, 1500 rot/min.

Energia termică este vândută din rețeaua de transport atât către Regia Autonomă de Termoficare Craiova, care alimentează prin intermediul punctelor termice și a rețelelor de distribuție consumatorii urbani racordați la sistemul centralizat, cât și unor agenți economici și instituții socio-culturale.

Modul de asigurare a agentului termic în perioada sezonului rece:

Agentul termic pentru încălzire și preparare apă caldă menajeră pentru consumatorii casnici, agenți economici, și instituții, se livrează pe conductele de termoficare urbană la parametri necesari.

Parametri maximi de livrare sunt următorii:

- Dmax = 6000 mc/h
- Tmax tur = 110 °C
- Pmax tur = 10,5 bar
- Pmin retur = 5 bar
- Tretur 40 ÷ 55 °C ; livrare continuă

Agentul termic pentru S.C. FORD Craiova, se livrează pe conducte separate, astfel:

- Agent tehnologic: $D_{\max} = 675 \text{ mc/h}$, $T_{\max \text{ tur}} = 150 \text{ }^{\circ}\text{C}$, $P_{\max \text{ tur}} = 10,5 \text{ bar}$, conform contractului și ordinului de dispecer energetic FORD; livrare continuă
- Agent termoficare FORD; $Q_{\max} = 1250 \text{ mc/h}$, $T_{\max \text{ tur}} = 150 \text{ }^{\circ}\text{C}$, $P_{\max \text{ tur}} = 10,5 \text{ bar}$, conform contractului și ordinului de dispecer energetic FORD; livrare continuă.

Agentul termic pentru termoficare urbană se produce din boilerile de termoficare de tr. 1 și tr. 2 de la grupurile 1 și 2 care funcționează în regim de cogenerare.

Agentul termic tehnologic și de termoficare pentru PT FORD se produce în boilerile de la grupuri până la temperatura tur termoficare și se ridică la temperatura de $140 \div 150 \text{ }^{\circ}\text{C}$ prin boilerile de vârf de 50 și de 30 Gcal/h.

Pentru perioadele de vârf de sarcină, când necesarul de energie termică depășește producția din boilerile de la grupuri, sau în perioadele în care grupurile sunt oprite în avarie sau în rezervă, se pornesc surse de vârf; CAF pe cărbune sau CR pe cărbune sau păcură.

Modul de a agentului termic în perioada sezonului cald:

Agentul termic pentru încălzire și preparare apă caldă menajeră pentru consumatorii casnici, agenți economici, și instituții, se livrează pe conductele de termoficare urbană la parametri necesari.

Parametri maximi de livrare sunt următorii:

- $D_{\max} = 1200 \text{ mc/h}$
- $T_{\max \text{ tur}} = 80 \text{ }^{\circ}\text{C}$
- $P_{\max \text{ tur}} = 10,5 \text{ bar}$
- $P_{\min \text{ retur}} = 5 \text{ bar}$
- $T_{\text{retur}} 40 \div 55 \text{ }^{\circ}\text{C}$; livrare continuă

Agentul termic pentru S.C. FORD Craiova, se livrează pe conducte separate, astfel:

- Agent tehnologic: $D_{\max} = 500 \text{ mc/h}$, $T_{\max \text{ tur}} = 150 \text{ }^{\circ}\text{C}$, $P_{\max \text{ tur}} = 10,5 \text{ bar}$, conform contractului și ordinului de dispecer energetic; livrare continuă
- Nu se livrează agent de termoficare către S.C. FORD Craiova

Agentul termic pentru termoficare urbană se produce din boilerile de termoficare de tr. 1 de la grupurile 1 și 2 care funcționează în regim de cogenerare.

Agentul termic tehnologic pentru PT FORD se produce prin boilerile de la grupuri până la temperatura tur termoficare și se ridică la temperatura de $140 \div 150 \text{ }^{\circ}\text{C}$ prin boilerile de vârf de 50 și de 30 Gcal/h.

În perioadele în care grupurile sunt oprite în avarie sau în rezervă, se pornesc surse de vârf: CAF pe cărbune sau CR pe cărbune sau păcură.

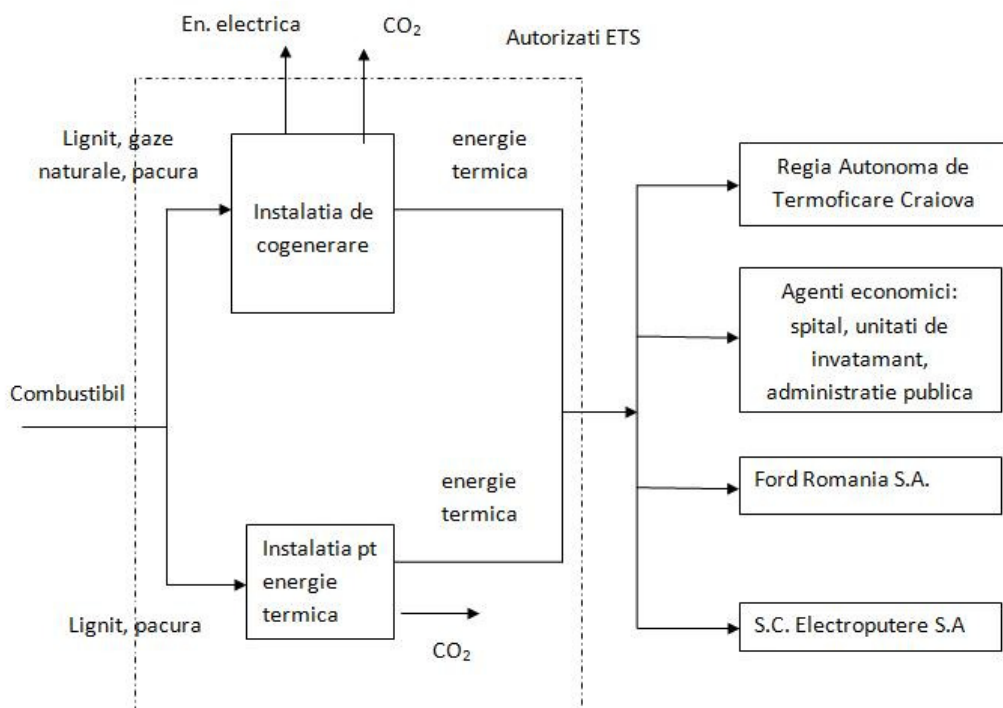


Fig. 2.3.1 - 1 Schema de principiu simplificată a instalațiilor din cadrul Uzinei Craiova

Alimentarea cu cărbune

Cărbunele, adus cu nave speciale CFR de la minele din bazinul Olteniei, este descărcat, preluat de mașini speciale, concasat și apoi transportat cu ajutorul benzilor transportoare fie la buncărele morilor celor 6 cazane, fie la depozitul de cărbune. Din buncăre, cărbunele este preluat de benzi și transportat la morile de tip ventilator cu ciocane, unde este măcinat, uscat și încălzit în același timp. Amestecul de cărbune și aer preîncălzit este transportat la arzătoarele cazanelor, unde are loc arderea.

Pentru asigurarea unui stoc de cărbune este prevăzut un depozit format din 3 stive cu o capacitate de 550.000 t. Depozitul de cărbune este prevăzut cu drenaje și rigole de scurgere care preiau apele pluviale.

Cărbunele utilizat în centrală are următoarea compoziție (medie):

- Umiditate totală: 41,20 %
- Cenușă: 35,5 %
- Putere calorifică inferioară: 1794 kcal/kg
- C: 17 %
- H: 1,75 %
- O₂ + N: 11,6 %
- S: 0,8-1,5 %.

Cărbunele este depozitat în spații protejate amenajate corespunzător astfel să nu pericliteze calitatea solului din zona de amplasament a depozitului și nici sănătatea lucrătorilor de pe amplasament.

Cantitatea de cărbune utilizat pe an este de aproximativ 2.260.000 tone/an.

Alimentarea cu păcură și gospodăria de păcură

Păcura este adusă în vagoane cisternă la rampa de desacărcare păcură din cadrul gospodăriei de păcură. Păcura este depozitată în 3 rezervoare (2 cu o capacitate de 5000 m³ fiecare și unul de 3000 m³) supraterane, prevăzute cu cuve de retenție pentru reținerea eventualelor scăpări. Dacă apar spărturi mai mari există posibilitatea de transvazare într-un alt rezervor.

În gospodăria de păcură se utilizează abur pentru încălzirea cisternelor și menținerea temperaturii păcurei în rezervoare. Condensul rezultat, impurificat cu păcură și apa rezultată din spălările de pe platforme, este trimisă într-un separator. Separarea se realizează gravitațional, pe la partea superioară păcura care este trimisă în rezervorul de păcură, iar pe la partea inferioară apa convențional curată trimisă la pompele Bagger pentru amestec cu cenușa.

În prezent păcura se folosește foarte rar la grupurile energetice, numai în situații accidentale.

Păcura se utilizează ca suport (cu pondere de aproximativ 20%) la cazanele CR3, CR4, CAF3, CAF4 și combustibil principal pentru cazanele CR1, CR2 și CAF1, CAF2.

Alimentarea cu gaze naturale

Furnizorul gazului natural este S.C. Distrigaz Sud Oltenia Craiova. Stația de alimentare este prevăzută cu sisteme de reglare a presiunii și de măsurare a debitelor. Alimentarea cazanelor se face cu o conductă cu Dn = 500 mm.

Pentru funcționarea la regim nominal a cazanelor presiunea de lucru în conductele de gaz natural trebuie să fie în domeniul 0,3 ÷ 0,6 bar.

Gazele naturale sunt asigurate prin SRM (stație reducere-măsură). Sunt utilizate ca suport numai la grupurile energetice nr. 1 și 2.

Aerul necesar arderii

Aerul este preluat de ventilatoarele de aer din interiorul sau exteriorul clădirii în care se află cazanele de abur și introdus în arzătoarele cazanului odată cu combustibilul. Aerul refulat de ventilatoarele de aer trece prin preîncălzitoarele de aer cu abur, apoi prin preîncălzitoarele de aer rotativ (PAR).

Alimentarea cu apă

Uzina Craiova se aprovizionează cu:

- *apă industrială* din râul Jiu, de la barajul de captare ce este în proprietatea C.N. Apele Române și care deservește atât Uzina Craiova, cât și Uzina Ișalnița.

Suspensiile aluvionare din apa brută sunt separate parțial prin decantare într-un bazin primar, apoi este trecută prin mai multe compartimente prevăzute cu grătare și site. În casa sitelor de la Uzina Îșalnița este montat câte un apometru electromagnetic cu diafragmă pentru măsurarea debitelor pompate pentru fiecare conductă.

La ieșire din casa sitelor apa ajunge la stația de pompare dotată grupuri de pompare.

- *apă potabilă* pentru consumul salariaților, asigurată din rețeaua Municipiului Craiova.

Apa potabilă pentru Uzina Craiova se asigură din rețeaua orășenească, alimentarea făcându-se printr-un branșament prevăzut cu un apometru electromagnetic cu diafragmă pentru măsurarea debitelor. Apa este stocată într-un rezervor cu un volum de 300 m³. Rezervorul este prevăzut cu instalație de semnalizare și control al nivelelor maxime și minime, acesta comandând accesul apei de alimentare în rezervor. Din acest rezervor cu ajutorul electropompelor, apa se trimite în centrală la consumatorii de apă potabilă. Electropompele funcționează automat funcție de presiunea din hidrofoarele cu care sunt interconectate.

Gazele de ardere

În focar are loc procesul de reacție între aerul de ardere și combustibil, cu formare de gaze de ardere la temperatură ridicată.

Evacuarea gazelor de ardere în atmosferă se face prin instalații de evacuare a gazelor: canale de gaze, ventilatoare, electrofiltre, coșuri de evacuare.

Gazele de ardere rezultate sunt evacuate la coșurile de fum:

- coș nr. 1 – 2 cazane energetice de 525 t/h, cu o putere termică de 473 MW_t fiecare;
- coș nr. 2 – 2 cazane de abur industrial CR3 și CR4 cu o putere termică de 72 MW_t fiecare și 2 cazane de apă fierbinte CAF3 și CAF4 cu o putere termică de 116 MW_t fiecare;
- coș nr. 3 – un cazan de apă fierbinte CAF1, cu o putere termică de 116 MW_t;
- coș nr. 4 – un cazan de apă fierbinte CAF2, cu o putere termică de 116 MW_t;
- coș nr. 5 – 2 cazane de abur industrial CR1 și CR2 cu o putere termică de 21,2 MW_t fiecare.

Cele două blocuri de la Uzinei Craiova au fost puse în funcțiune în 1987-1989 și prin urmare au o vechime de 23-25 ani. Orele de funcționare se situează la nivelul 139279 ore grupul 1 și 123385 ore grupul 2. Durata nominală de viață este de cca. 30 ani, sau aproximativ 220000 ore, prin urmare ambele blocuri nu și-au depășit încă durata de viață.

Cauza principală a opririlor neplanificate o constituie defecțiunile de la țevile cazanelor produse de eroziunea prafului, defecte ale materialelor și coroziune. Cele mai afectate zone sunt suprafețele de schimb de căldură de la economizor, vaporizator și supraîncălzitorul intermediar.

Blocurile 1 și 2 au făcut obiectul unor reparații capitale în perioada 2003 -2004. Acestea au inclus inspectarea și repararea unui număr de componente ale cazanelor, inclusiv:

- Înlocuirea țevilor de susținere la admisia în supraîncălzitorul intermediar 1 (circa 700 m)

- Înlocuirea secțiunilor erodate ale economizorului
- Înlocuirea coșurilor (nu și sigiliilor) de la încălzitoarele de aer rotative
- Îmbunătățirea performanțelor electrofiltrelor de cenușă.

În plus, pereții inferiori ai focarului au fost înlocuiți la Blocul 1/Blocul 2 în 1998-2000 ca urmare a problemelor de eroziune datorate zgurii. Restul tubulaturii cazanelor și pereților focarului nu au suferit modificări.

Problema spargerii țevelor este una din cauzele majore care reduc indisponibilitatea cazanelor. Reabilitarea masivă a blocului 1 a condus la o fiabilitate sporită.

În general nu au existat prea multe probleme de funcționare la cele două turbine ale blocurilor. Singurul incident major s-a produs la Blocul 1 (1996) când apa rece a intrat în turbină și a provocat daune semnificative. Rotorul de IP s-a încovoiat și a trebuit să fie integral înlocuit, în timp ce la fazele de MP și JP s-au înlocuit unele palete. Au fost inspectate toate trei carcasele folosind testul nedistructiv și doar secțiunea de JP a necesitat reparații minore.

Pe lângă cele de mai sus, în timpul reparațiilor capitale la Blocul 1 s-au înlocuit toate buloanele de temperatură ridicată și s-a instalat un regulator cu sistem hidraulic cu lubrifianț separat – anterior au beneficiat de alimentare comună. Aceleași lucrări au fost efectuate și la blocul 2 cu ocazia reparației capitale. De asemenea, în 2000 s-a înlocuit unul dintre VIR-urile de la blocul 2, toți ceilalți robineti au necesitat numai întreținere normală.

Ambele blocuri sunt automatizate cu regulatoare electro-hidraulice (REH).

Blocurile 1 și 2: Încheierea reparațiilor capitale realizate în 2003-2004, precum și lucrările de investiții realizate ulterior, asigură o funcționare continuă la un nivel acceptabil de fiabilitate. Se estimează că durata de viață rămasă ale blocurilor energetice este de circa 15-20 ani. În această perioadă, echipamentele ar necesita numai întreținere normală.

Centralele termice

În municipiul Craiova sunt în stare de funcționare un număr de 52 centrale termice, cu funcționare pe gaze naturale, din care 16 centrale de cvartal și 36 centrale de bloc sau scară de bloc. Acestea funcționează în paralel cu sistemul de termoficare existent, asigurând necesarul de căldură pentru încălzire și apă caldă de consum la blocuri de locuințe și edificii social – culturale.

Toate cazanele de apă caldă din centralele termice din municipiul Craiova funcționează exclusiv pe gaze naturale. Cazanele de apă fierbinte care echipează centralele termice însumează o capacitate termică instalată de 48914 kW; acestea au fost modernizate și puse în funcțiune între anii 2003÷2009, având durata de serviciu după modernizare cuprinsă între 3 și 9 ani, așa cum se prezintă în tabelul de mai jos:

Tabelul nr. 2.3.1 – 1 Informații referitoare la centralele termice

Nr. crt.	Centrala termică	Anul PIF	Echipare	Nr. crt.	Centrala termică	Anul PIF	Echipare
1	CT1 Rovine	2007-2008	3 x 1320 kW	27	CT Oltenia T2-5	2004	1 x 80 kW
2	CT2 Piața Gării	2007-2008	2 x 1100 kW	28	CT Oltenia T3-1	2005	1 x 80 kW
3	CT6 Calea București	2008	6 x 1320 kW	29	CT Oltenia T3-2	2005	1 x 120 kW
4	CT Brâncuși	2008	3 x 1320 kW 2 x 1100 kW	30	CT Oltenia T3-3	2005	1 x 90 kW
5	CT5 - 1 Mai	2007	4 x 1320 kW	31	CT Oltenia T3-4	2006	1 x 120 kW
6	CT6 – 1 Mai	2007	6 x 1320 kW	32	CT Oltenia T3-5	2005	1 x 80 kW
7	CT113 Apartamente	2006	2 x 630 kW	33	CT Potelu R2	2008	1 x 85 kW
8	CT150 Apartamente	2006	2 x 950 kW	34	CT Potelu R4	2008	1 x 102 kW
9	CT156 Apartamente	2006	2 x 950 kW	35	CT Potelu R6	2008	1 x 85 kW
10	CT IJK	2006	2 x 950 kW	36	CT Potelu R8	2008	1 x 85 kW
11	CT Casa Albă	2006	1 x 630 kW	37	CT Potelu R10	2008	1 x 102 kW
12	CT97-73 Apartamente	2006	2 x 630 kW	38	CT Potelu R12	2008	1 x 85 kW
13	CT Romarta	2006	2 x 630 kW	39	CT Potelu R14	2008	1 x 85 kW
14	CT32 Apartamente	2006	1 x 380 kW	40	CT Potelu R16	2008	1 x 102 kW
15	CT24 Apartamente	2006	1 x 380 kW	41	CT Potelu R18	2008	1 x 85 kW
16	CT Nicolae Titulescu	2005	2 x 630 kW	42	CT Potelu R20	2008	1 x 102 kW
17	CT Oltenia T1-1	2003	1 x 90 kW	43	CT Potelu R1	2009	1 x 80 kW
18	CT Oltenia T1-2	2004	1 x 124 kW	44	CT Potelu R3	2009	1 x 80 kW
19	CT Oltenia T1-3	2003	1 x 90 kW	45	CT Potelu R5	2009	1 x 80 kW
20	CT Oltenia T1-4	2003	1 x 90 kW	46	CT Potelu R7	2009	1 x 80 kW
21	CT Oltenia T1-5	2004	1 x 124 kW	47	CT Potelu R9	2009	1 x 100 kW
22	CT Oltenia T1-6	2003	1 x 80 kW	48	CT Potelu R11	2009	1 x 80 kW
23	CT Oltenia T2-1	2004	1 x 80 kW	49	CT Potelu R13	2009	1 x 80 kW
24	CT Oltenia T2-2	2004	1 x 124 kW	50	CT Potelu R15	2009	1 x 80 kW
25	CT Oltenia T2-3	2004	1 x 90 kW	51	CT Potelu R17	2009	1 x 80 kW
26	CT Oltenia T2-4	2004	1 x 124 kW	52	CT Potelu R19	2009	1 x 100 kW

În afară de cazane în dotarea centralelor termice existente găsim amplasate electropompe pentru vehicularea agenților termici apa caldă pentru încălzire și consum menajer, și schimbătoare de căldură cu plăci.

Performanțele tehnice și economice sunt bune, competitive cu tehnologiile moderne similare.

Conform bilanțurilor realizate, valorile medii anuale ale randamentelor celor 52 centrale termice sunt cuprinse între 87% și 94%, valorile mai reduse (87-88%) fiind corespunzătoare cazanelor puse în funcțiune în anii 2003-2004 și cele mai ridicate în cazul echipamentelor mai noi (PIF 2008-2009). De la PIF până în prezent nu au fost efectuate lucrări de reparații curente sau capitale la echipamentele principale din centralele termice.

Datele tehnice referitoare la cazanele care echipează centralele termice sunt prezentate în **Anexa C.**

Ca o concluzie generală în privința echipamentului din centralele termice, toate echipamentele cazane, pompe, schimbătoare de căldură, au o stare tehnică bună, iar din punct de vedere al performanțelor, acestea corespund exigențelor actuale.

2.3.2 Prezentarea stării tehnice a sistemului de transport și distribuție

2.3.2.1 Sistemul de transport al energiei termice

Conductele de transport sunt realizate în sistem clasic, cu țeavă din oțel și izolație cu vată minerală, carton bitumat și tablă, în amplasare supraterană (32,59 km) și subterană (35,22 km).

Lungimea totală a traseului de conducte este de 67,81 km pe 2 fire de conductă (tur, retur pentru termoficare urbană) și două fire pentru S.C. FORD (apă tehnologică și încălzire).

Lungimea totală a conductelor este de 135,62 km, din care: 65,18 km în amplasare supraterană și 70,44 km în amplasare subterană.

Sistemul actual al rețelelor de termoficare primare din municipiul Craiova are o configurație de tip arborescent, constituită din:

- O magistrală cu 2 x Dn 1000 apă fierbinte, 1 x Dn 400 tur tehnologic FORD, 1 x Dn 500 tur termoficare FORD, 1 x Dn 400 abur și 1 x Dn 250 condens, de la limita CET Craiova până în zona pasajului Bariera Vâlcii (F14);
- În zona Bariera Vâlcii (F14) se ramifică două magistrale spre consumatorii urbani de pe teritoriul municipiului Craiova astfel:
 - Magistrala I – 2 x Dn 1000, 1 x Dn 500 apă tehnologică, 1 x Dn 500 abur, 1 x Dn 400 abur și 1 x Dn 250 condens. Din Magistrala I sunt realizate ramificații și racorduri pentru alimentarea cu energie termică a consumatorilor din estul orașului, respectiv cartierele: Dezrobirii – Rovine, Calea București, Sărari Siloz și Valea Roșie - General Magheru.
 - Magistrala II – se ramifică din zona Bariera Vâlcii (F14) și este formată din 2 x Dn 1000 până în zona Depozitului de legume și fructe (F5).
- Din zona Depozitului de legume și fructe (F5), această magistrală se ramifică în două ramuri după cum urmează:
 - Magistrala 2 x Dn 800 care alimentează cu căldură cartierul Brazda lui Novac, zona centrală a municipiului Craiova, zona George Enescu, cartierul 23 August – Stadionul Central din Craiova, locuințele din B - dul 1 Mai, Spitalul Municipal și Fabrica de Confecții.

Din magistrala 2 x Dn 800 (în zona Teatrului Național) se ramifică rețeaua de termoficare cu 2 x Dn 500 ce alimentează consumatorii din Calea București, Universitatea, zona Nantere, A.I. Cuza și cartierul de locuințe Dezrobirii – Rovine.

- A doua ramificație din zona Depozitului de legume și fructe este formată din 2 x Dn 700 care alimentează cu energie termică: cartierul de locuințe Craiovița Nouă, Depoul de Tramvaie, zona de locuințe George Enescu, Calea Severinului (N. Titulescu) și locuințele din zona Iancu Jianu, Liceul de Chimie.

Magistrala de termoficare de la Uzina Craiova până în zona Bariera Vâlcii și cele două magistrale care se ramifică din această zonă și care sunt limitrofe zonelor de locuințe sunt în totalitate în amplasare supraterană cu diametrul cuprins între Dn1000 și Dn100 cu o lungime de traseu de 21 km.

Magistralele, ramificațiile rețelelor și racordurile de pe teritoriul municipiului Craiova sunt în totalitate în amplasare subterană cu diametrele cuprinse între Dn 800 Dn 80 cu o lungime de traseu de 40 km.

Pentru Uzina de Autoturisme FORD se livrează apă tehnologică cu temperatura constantă de 150 °C pe o conductă de Dn 500.

Returul magistralei de termoficare din zona FORD Craiova, zona ELECTROPUTERE, cartierele de locuințe Valea Roșie – G - ral Magheru, Sărari – Siloz, Dezrobirii – Rovine este comun, preluând atât agentul termic aferent consumatorilor urbani cât și agentul circuitului tehnologic al FORD.

Această situație a condus la realizarea conductei de întoarcere cu diametrul mai mare (pe tronsoane) față de diametrul conductei de ducere pentru încălzire.

Starea tehnică actuală a sistemului de transport a căldurii din municipiul Craiova, sub aspectul siguranței în funcționare, conduce la concluzia existenței unor deficiențe care au ca efect înregistrarea unor pierderi nejustificate de căldură și agent termic.

Sistemul de transport funcționează din anul 1982. Cauzele deficiențelor pot fi puse atât pe seama vechimii de cca. 30 ani a conductelor și instalațiilor, dar în egală măsură și a modului în care au fost executate și exploatate aceste instalații.

În cele ce urmează sunt prezentate o serie de cauze care au dus la apariția unor deficiențe în funcționare sistemului de termoficare, astfel:

- execuția în unele zone, a unor rețele de gospodărie subterane deasupra canalelor de termoficare fapt ce a condus la apariția infiltrațiilor de ape în aceste canale și ca urmare la deteriorarea izolațiilor și a conductelor. Se menționează că aceste rețele au fost executate fără avizul beneficiarului și a proiectantului;

- execuția canalelor de termoficare, respectiv montarea conductelor de termoficare, diferit de prevederile din proiect (realizarea de pante inverse, montarea de conducte direct pe radier – fără suporti, etc.);
- neexecutarea instalațiilor de golire la canalizare conform prevederilor din proiecte sau executarea acestora necorespunzătoare (în alte puncte de racord de decât cele prevăzute în proiect, fără verificarea funcționării normale a acestor instalații, fără adaptări corespunzătoare la situațiile reale întâlnite pe teren, etc.). S-a ajuns astfel la inundarea căminelor de golire și chiar a canalelor termice;
- funcționarea în regim discontuu cu agent termic de calitate necorespunzătoare (apă insuficient degazată și dedurizată – apă din rețea), fapt ce conduce pe de o parte la apariția de coroziuni interioare cu consecințe – pierderi de agent termic și deteriorări ale izolației termice, pe de altă parte la depuneri, respectiv obturări ale conductelor conducând la necesitatea măririi disponibilului de presiune pentru transportul agentului termic, cu consecințe – mărirea energiei de pompare dar și a pierderilor de agent;
- executarea de reparații, în special la conductele vechi, fără proiect și fără eliminarea cauzelor care au condus la necesitatea reparațiilor. Apar astfel necesare reparații capitale, pentru unele tronsoane reparate, după o perioadă de 10 – 15 ani sau mai puțin, oricum mai mică decât cea normată de funcționare;
- pentru conductele amplasate în traseu suprateran, la o parte din lungimea traseului s-a constatat lipsa stratului de protecție din tablă cu tasarea și degradarea izolației termice;
- armăturile de secționare, în special cele de tip fluture, din cauza garniturilor necorespunzătoare nu asigură o etanșare perfectă, împiedicând efectuarea de reparații și conducând la pierderi de agent termic în majoritatea cazurilor;
- lipsa unui sistem informațional de supraveghere și localizare a avariilor, care să permită depistarea în timp util a incidentelor ce apar în sistem.

Pentru eliminarea tuturor deficiențelor din procesul de transport a energiei termice și alimentarea în condiții optime a consumatorilor din municipiul Craiova, este necesară realizarea unor lucrări de investiții pentru retehnologizarea/modernizarea rețelelor de termoficare (conductele, izolația termică și construcțiile aferente).

Un proiect important realizat în vederea eficientizării sistemului, a constat în preluarea unei zone de consum din Cartierul Craiovița Nouă, prin transformarea a 11 centrale termice în puncte termice și racordarea acestora la centrala de cogenerare CET Craiova prin rețele de conducte preizolate.

În rest, lucrările care s-au executat la rețeaua de transport au constat în reparații sau înlocuiri de tronsoane de conductă sau izolări locale, în situațiile în care au apărut spărturi sau deteriorarea serioasă a izolației.

Pierderile de energie termică în rețelele primare de termoficare la nivelul anilor 2007 -2011, au avut următoarele valori:

Tabel nr. 2.3.2 – 1 Evoluția pierderilor în sistemul de transport

Specificație	U.M.	2007	2008	2009	2010	2011
Pierderile de energie termică	MWh/an	95 793	108 193	101 590	129 357	126 733
	%	11,39%	12,15%	11,59%	13,97%	13,90%

2.3.2.2 Punctele termice

În stațiile de transformare a energiei termice (punctele termice), energia termică este adusă la parametrii de debit, temperatură și presiune necesari la punctele de utilizare. Energia termică este transferată de la agentul termic primar la cel secundar (agent termic pentru încălzire și apă caldă de consum) prin intermediul schimbătoarelor de căldură.

În municipiul Craiova sunt racordate la sistem un număr de 105 puncte termice, concesionate R.A. Termoficare Craiova.

Punctele termice urbane din municipiul Craiova au fost construite în baza proiectelor tip pentru ansambluri de locuințe, cu puteri termice de 2,5; 5; 7,5 și 10 Gcal/h și au fost puse în funcțiune în perioada 1981 – 1990.

Punctele termice au fost echipate cu schimbătoare de căldură de suprafață, de tip fascicul de țevi în manta.

Punctele termice au o capacitate totală instalată de 579,833 Gcal/h (674,34 MW), din care:

- pentru încălzire: 322,983 Gcal/h (375,63 MW)
- pentru apă caldă de consum: 256,851 Gcal/h (298,72 MW).

Tabelul nr. 2.3.2.2 – 1 Capacități instalate în punctele termice

Nr. crt.	Punct termic	Capacități termice instalate		PIF / Reabilitat	Nr. crt.	Punct termic	Capacități termice instalate		PIF / Reabilitat
		Încălzire (Gcal/h)	Apă caldă de consum (Gcal/h)				Încălzire (Gcal/h)	Apă caldă de consum (Gcal/h)	
1	PT 8 CRAIOVIȚA NOUĂ	4,781	4,987	2007	54	PT 2 NICOLAE TITULESCU	3,442	3,513	1988
2	PT 9 CRAIOVIȚA NOUĂ	4,951	3,669	2007	55	PT 15 CRAIOVIȚA NOUĂ	3,879	3,255	1985
3	PT 11 CRAIOVIȚA NOUĂ	2,939	4,563	2007	56	PT 1 - 1 MAI	3,801	2,487	1986
4	PT 12 CRAIOVIȚA NOUĂ	3,238	5,403	2007	57	PT 2 - 1 MAI	1,692	2,000	1986

Nr. crt.	Punct termic	Capacități termice instalate		PIF / Reabilitat	Nr. crt.	Punct termic	Capacități termice instalate		PIF / Reabilitat
		Încălzire (Gcal/h)	Apă caldă de consum (Gcal/h)				Încălzire (Gcal/h)	Apă caldă de consum (Gcal/h)	
5	PT 10 CRAIOVIȚA NOUĂ	2,879	2,960	2007	58	PT 1 ROMANESCU	3,615	3,989	1987
6	PT 2 VALEA ROȘIE	4,742	1,976	1987	59	PT 2 ROMANESCU	2,024	2,361	1987
7	PT 3 VALEA ROȘIE	4,267	2,323	1987	60	PT 2 BRAZDA LUI NOVAC	3,226	2,613	1987/2010
8	PT 1 NICOLAE TITULESCU	2,233	2,496	1984	61	PT 3 BRAZDA LUI NOVAC	3,615	2,238	1984
9	PT 3 NICOLAE TITULESCU	3,663	1,683	1987	62	PT 4 BRAZDA LUI NOVAC	3,276	2,248	1985
10	PT PIAȚA UNIRII	2,641	1,433	1986	63	PT 21 BRAZDA LUI NOVAC	1,549	1,436	1986/2010
11	PT IANCU JIANU	1,802	1,751	1985/2010	64	PT 8 BRAZDA LUI NOVAC	3,209	2,654	1984
12	PT PATRIA	1,590	2,491	1987	65	PT 3 ROVINE	5,909	3,848	1982
13	PT SILOZ	1,771	2,316	1987	66	PT 4 ROVINE	4,336	0,376	1982
14	PT 7 CALEA BUCUREȘTI	3,819	2,665	1987	67	PT 6 ROVINE	3,937	3,458	1984
15	PT 9 CALEA BUCUREȘTI	3,231	1,928	1987	68	PT 7 ROVINE	3,578	2,957	1986
16	PT LĂPUȘ	2,200	1,756	1981	69	PT 8 ROVINE	6,871	4,027	1984
17	PT SĂRARI	2,721	1,359	1987	70	PT 6 BRAZDA LUI NOVAC	1,923	2,144	1985/2010
18	PT 13 CRAIOVIȚA NOUĂ	3,565	2,268	1986	71	PT 9 BRAZDA LUI NOVAC	2,755	2,060	1984
19	PT 8 CALEA BUCUREȘTI	2,889	2,391	1985/2010	72	PT 11 BRAZDA LUI NOVAC	5,594	2,962	1986
20	PT 11 CALEA BUCUREȘTI	6,714	4,582	1984	73	PT 12 BRAZDA LUI NOVAC	5,367	2,458	1986
21	PT VASILE CONTA	1,643	2,054	1987	74	PT 13 BRAZDA LUI NOVAC	5,750	2,377	1986
22	PT ROMUL	1,649	1,360	1987/2011	75	PT 14 BRAZDA LUI NOVAC	3,660	2,184	1986
23	PT 2 CALEA BUCUREȘTI	2,056	2,550	1982	76	PT 17 BRAZDA LUI NOVAC	1,244	1,126	1988
24	PT 2 SĂRARI	3,784	2,365	1982	77	PT 1 GEORGE ENESCU	2,391	1,663	1986/2010
25	PT 3 OBOR-SPANIA	3,759	2,604	1984	78	PT 3 GEORGE ENESCU	1,280	1,557	1990
26	PT 4 VALEA ROȘIE	7,146	3,172	1985	79	PT 4 GEORGE ENESCU	2,087	1,834	1986
27	PT 1 VALEA ROȘIE	6,193	2,338	1987	80	PT 7 BRAZDA LUI NOVAC	1,399	1,707	1987
28	PT 7 VALEA ROȘIE	4,620	2,687	1983/2010	81	PT 4 CRAIOVIȚA NOUĂ	4,956	0,056	1987
29	PT 6 VALEA ROȘIE	1,098	0,435	1988	82	PT 5 CRAIOVIȚA NOUĂ	5,859	4,374	1984
30	PT 4 CALEA BUCUREȘTI	1,341	1,148	1984	83	PT 21 TOPORAȘI	1,271	1,188	1986
31	PT MIHAI VITEAZU	1,278	1,475	1989	84	PT 16 CORNIȚOIU	3,039	1,991	1987
32	PT 12 CALEA BUCUREȘTI	2,353	3,296	1988	85	PT 18 CORNIȚOIU	2,045	1,566	1985
33	PT PIAȚA REVOLUȚIEI	1,124	1,370	1986	86	PT 10 BRAZDA LUI NOVAC	1,876	1,650	1984

Nr. crt.	Punct termic	Capacități termice instalate		PIF / Reabilitat	Nr. crt.	Punct termic	Capacități termice instalate		PIF / Reabilitat
		Încălzire (Gcal/h)	Apă caldă de consum (Gcal/h)				Încălzire (Gcal/h)	Apă caldă de consum (Gcal/h)	
34	PT HORIA	2,971	1,598	1987	87	PT FILARMONICĂ	1,129	2,061	1987
35	PT 13 CALEA BUCUREȘTI	1,852	1,921	1989/2010	88	PT HOREZU	2,052	1,535	1985
36	PT 6 CALEA BUCUREȘTI	4,802	2,616	1987	89	PT 23 AUGUST	4,256	4,004	1987
37	PT 14 CRAIOVIȚA NOUĂ	3,389	3,874	1985	90	PT 3 - 1 MAI	3,541	3,896	1987
38	PT 3 CALEA BUCUREȘTI	3,732	3,020	1982	91	PT 4 - 1 MAI	3,038	1,929	1987
39	PT 4A CALEA BUCUREȘTI	0,845	1,090	1988	92	PT 6 CRAIOVIȚA NOUĂ	3,209	4,173	2007
40	PT 1 SĂRARI	3,636	2,533	1982	93	PT 6A CRAIOVIȚA NOUĂ	2,361	3,765	2007
41	PT 5 CALEA BUCUREȘTI	5,054	2,739	1987	94	PT 7 CRAIOVIȚA NOUĂ	3,924	5,844	2007
42	PT 15 CALEA BUCUREȘTI	2,101	1,701	1989	95	PT 1 CRAIOVIȚA NOUĂ	4,744	5,230	2007
43	PT 1 CALEA BUCUREȘTI	2,829	2,438	1981	96	PT 2 CRAIOVIȚA NOUĂ	3,796	5,253	2007
44	PT 1 LĂPUȘ ARGEȘ	3,605	2,413	1986	97	PT 3 CRAIOVIȚA NOUĂ	5,473	5,125	2007
45	PT 2 LĂPUȘ ARGEȘ	2,770	1,753	1986/2010	98	PT 17 CORNIȚOIU	2,274	1,165	1983
46	PT 3 LĂPUȘ ARGEȘ	0,957	1,278	1988	99	PT MÂNTULEASA	1,026	2,685	1988
47	PT 1 ROVINE	3,577	2,630	1981	100	PT 4 NICOLAE TITULESCU	3,159	1,563	1986
48	PT 2 ROVINE	4,195	2,788	1981	101	PT 5 GEORGE ENESCU	0,874	1,089	1990
49	PT 1 BRAZDA LUI NOVAC	4,069	3,412	1985	102	PT 6 GEORGE ENESCU	0,200	0,889	1990
50	PT 5 BRAZDA LUI NOVAC	1,626	1,727	1985/2010	103	PT 14 CALEA BUCUREȘTI	1,613	0,987	1992
51	PT 20 BRAZDA LUI NOVAC	2,089	1,692	1986	104	PT STADION	0	0	1987
52	PT 15 BRAZDA LUI NOVAC	2,693	1,950	1984/2010	105	PT LICEUL DE CHIMIE	1,422	0,532	1987
53	PT 2 GEORGE ENESCU	2,965	3,742	1988					

Circulația agentului termic secundar pentru încălzire și a apei calde de consum se asigură prin pompe centrifugale monoetajate de tip Lotru, Criș și Cerna, iar umplerea și completarea instalațiilor de încălzire se face prin pompe multietajate de tip Sadu.

Sistemul de expansiune din dotarea punctelor termice utilizează recipiente stabile sub presiune de tip închis, iar perna de aer este asigurată cu electrocompresoare.

În anii 1996 - 2006, punctele termice au fost modernizate parțial, prin înlocuirea schimbătoarelor de căldură fasciculare cu schimbătoare de căldură cu plăci inoxidabile.

Restul utilajelor și echipamentelor din punctele termice au durata de viață expirată și necesită înlocuirea cu utilaje și echipamente noi, moderne, eficiente.

Instalațiile termomecanice din punctele termice sunt vechi, corodate și prezintă depuneri importante pe pereții interiori.

De asemeni, în mare parte termoizolația și conductele sunt deteriorate. Conductele și armăturile prezintă coroziune avansată, determinând frecvente intervenții pentru reparații.

Armăturile nu mai asigură etanșeitatea necesară rezultând frecvente pierderi de agent și energie termică.

Circulația agentului secundar de încălzire se face cu electropompe cu turație constantă, la care reglajul de debit se efectuează din vanele de refulare ale acestora. Preluarea dilatării apei din întreaga instalație se face de către recipientele de expansiune de tip închis și de rezervoarele de adaos de tip deschis. Apa de adaos este introdusă în circuit cu ajutorul unor electropompe, iar perna de aer se realizează cu electrocompresoare.

Pentru asigurarea continuă a parametrilor optimi de alimentare cu apa caldă de consum a utilizatorilor, s-au realizat circuite de recirculare prevăzute cu pompe corespunzătoare. Funcționarea la sarcini termice mult mai mici decât capacitățile instalate și imposibilitatea reglării automate conduce la realizarea unor randamente scăzute și deci la costuri ridicate de producție. Uzura avansată a echipamentelor (pompe, armături, instalații electrice), constituie cauza principală a scăderii siguranței în funcționare a punctelor termice.

Instalațiile de automatizare sunt uzate din punct de vedere tehnic și moral și nu se mai află în funcțiune, ceea ce conduce la consumuri specifice mari de energie electrică și termică, ca urmare a necompensării cererii de căldură cu capacitățile instalate în punctele termice.

În anul 2007 un număr de 23 centrale termice de zonă au fost transformate în puncte termice urbane și au fost dotate cu schimbătoare de căldură cu plăci inoxidabile pentru încălzire și preparare apă caldă. Electropompele de circulație ale apei din instalațiile de încălzire și de distribuție a apei calde sunt dotate cu convertizoare statice de frecvență și funcționare automată cu menținerea diferenței de presiune, respectiv a presiunii în instalație.

Alte 23 puncte termice urbane au fost modernizate, lucrările fiind încheiate la sfârșitul anului 2011.

În aceste PT preluarea apei rezultate din încălzire se face cu module de expansiune dotate cu recipiente stabile sub presiune de tip deschis, cu sistem de menținere constantă a presiunii de apă din instalație care utilizează electropompe de adaos cu funcționare automată.

Pentru punctele termice modernizate (23 puncte termice) instalațiile de automatizare sunt construite în jurul unor regulatoare electronice programabile, liber configurabile, cu posibilitatea de extindere și dezvoltare ulterioară.

Utilajele, echipamentele și instalațiile sunt dotate cu interfețe specializate, care permit integrarea în sistemul centralizat de monitorizare, supraveghere și exploatare automată tip SCADA.

Datele de operare ale punctelor termice (debite, presiuni, temperaturi, etc.), precum și informațiile integrate în timp se transmit prin rețea internet la sistemul dispecerat organizat în punctul termic 10 Craiovița Nouă.

În prezent se derulează procedura de achiziție pentru realizarea lucrărilor de modernizare a 3 PT: PT Mihai Viteazu, PT9 Calea București, PT Sărari.

Pierderile de energie termică în punctele termice la nivelul anilor 2007 -2011, au avut următoarele valori:

Tabel nr. 2.3.2.2 – 2 Evoluția pierderilor în punctele termice

Specificație	U.M.	2007	2008	2009	2010	2011
Pierderile de energie termică	MWh/an	16 593	17 468	16 856	16 333	17 419
	%	2,70	2,70	2,60	2,57	2,80

Clădirile punctelor termice au un regim de înălțime parter, excepție făcând 2 puncte termice situate în zona centrală a orașului și 2 puncte termice situate în zona Brazda lui Novac, amplasate la subsolul blocurilor pe care le deservește.

Sistemul constructiv al punctelor termice este:

- structură de rezistență (fundatii, grinzi și stâlpi) din beton armat monolit sau prefabricat;
- pereți din fâșii armate din beton celular autoclavizat sau zidărie din cărămidă;
- acoperișul tip terasă din fâșii armate din beton celular autoclavizat, fâșii ușoare cu goluri sau elemente din beton armat precomprimat tip ECP sau EP, planșeu beton armat, izolat termic și hidroizolat.
- tâmplărie metalică sau pvc.

Au fost efectuate reparații la 22% din construcțiile punctelor termice, care au constat în:

- refacerea hidroizolațiilor, întrucât, datorită infiltrațiilor mari de apă, elementele de acoperiș (fișii b.c.a., elemente de beton cu armătură preîntinsă sau postîntinsă – ECP, EP, fișii din beton armat) prezentau degradări prin apariția unor zone cu armături corodate și fisuri;
- reparații sau înlocuiri la jgeaburi și burlane;
- reparații tencuieli exterioare și interioare;
- zugrăveli, vopsitorii exterioare și interioare.

2.3.2.3 Sistemul de distribuție a energiei termice

Distribuția apei calde de consum și a agentului termic către instalațiile de încălzire ale consumatorilor finali se face prin rețele termice de tip arborescent.

Sistemul de distribuție a energiei termice este de tip cvadritubular alcătuit din conducte clasice izolate cu saltele de vată minerală și cu protecția termoizolației din carton bitumat. Conductele sunt pozate în canale subterane nevizitabile.

Lungimea totală a traseului de conducte este de cca. 122,6 km, pe 4 fire de conductă, cu diametre cuprinse între 32 și 200 mm. Lungimea totală a conductelor însumează 490 km.

Sistemul centralizat de distribuție a energiei termice a fost pus în funcțiune în mod eșalonat începând cu anul 1960 cele mai recente rețele fiind puse în funcțiune în anul 1985, deci au o vechime între 27 și 52 ani, durata lor normată de exploatare fiind de 20 ani în condițiile în care s-au executat la timp lucrările de mentenanță curentă necesare.

Starea tehnică a conductelor termice de distribuție este necorespunzătoare. Conductele sunt în cea mai mare măsură vechi, corodate și prezintă depuneri importante pe pereții interiori, ceea ce conduce la scăpări de fluid prin neetanșeități, creșterea costurilor de pompare și determină frecvente intervenții pentru reparații.

Termoizolația conductelor este necorespunzătoare ca urmare a discontinuității sau tasării, conducând la pierderi prin convecție sau radiație importante.

Elementele de sectorizare (armăturile) nu mai asigură etanșeitatea necesară, rezultând pierderi de agent termic.

Conductele sunt amplasate în canale de protecție din beton, vizitabile și necirculabile. Adâncimea de pozare a rețelilor termice de la partea superioară a elementelor de acoperire a canalelor de protecție până la suprafața solului este de minim 0,8 m în zonele carosabile și de minim 0,5 m în cazul zonelor verzi. Canalele sunt obturate cu pământ și nisip pătruns prin deschiderea rosturilor laterale datorită traficului, sau datorită lipsei capacelor căminelor sau neetanșeității acestora. Acest lucru care a permis formarea de dopuri în calea evacuării apelor de infiltrații, care a dus de-a lungul timpului la coroziunea conductelor și de asemenea la umezirea, tasarea sau întreruperea termoizolației.

În perioada 1993-2011 au fost executate lucrări de reabilitare punctuale a conductelor termice, pe traseele care prezentau pierderi masive de agent prin neetanșeități și pierderi de energie termică prin conducție și convecție, ca urmare a tasării, umezirii sau discontinuității izolației. Lucrările de reabilitare au constat în înlocuirea conductelor care prezentau uzură foarte mare și nu mai prezentau siguranță în exploatare.

Până la sfârșitul anului 2011 au fost reabilitați cca. 120 km de conductă, păstrându-se soluția clasică de conductă cu izolație de vată minerală și carton bitumat.

În cursul anului 2007 au fost executate lucrări de modernizare a sistemului de distribuție a energiei termice aferente: PT9 Craiovița Nouă, CT6 Calea București și PT 8 Calea București.

În cadrul acestor lucrări rețeaua termică aferentă PT9 Craiovița Nouă, CT6 Calea București și PT 8 Calea București (cca. 3,5 km, reprezentând cca. 0,7% din total) a fost înlocuită integral cu conducte preizolate, cu grosimea izolației de 3 cm, pozate în pământ, dotate cu sistem de detectare, semnalizare și localizare a pierderilor.

Pentru rețelele aferente punctelor termice modernizate, sistemul de monitorizare, detecție și supraveghere a stării tehnice a conductelor este integrat în sistemul dispecer organizat în incinta PT10 Craiovița Nouă.

Prin modernizarea sistemului de distribuție la obiectivele termice menționate, numărul de incidente și avarii a scăzut la zero de la punere în funcțiune și până în prezent, iar pierderile masice și calorice de la plecarea din surse până la utilizatorii finali au fost limitate strict la scăpările de fluid prin neetanșeități apărute în instalațiile utilizatorilor.

Restul rețelelor necesită realizarea unor lucrări de modernizare prin înlocuirea actualelor rețele de termoficare realizate în soluția clasică prin pozare în canale termice cu termoizolație din vată minerală, cu rețele termice din conducte preizolate și sisteme integrate de monitorizare a stării tehnice a rețelei și transmitere prin internet a datelor către sistemul dispecer de termoficare.

Această soluție tehnologică se încadrează în reglementările în vigoare privind:

- eficiența termoizolației la valori care depășesc 80%
- căderea de temperatură de 0,5 grd. C pe km de conductă pe durata de utilizare a rețelelor.

Prin aplicarea acestor soluții de eficientizare se preconizează obținerea următoarelor avantaje:

- creșterea fiabilității și siguranței în exploatare a sistemului în ansamblu
- reducerea pierderilor masice și calorice și implicit reducerea consumurilor specifice de combustibil la sursa de producere, reducerea consumurilor de apă și energie electrică
- reducerea costurilor de exploatare
- monitorizarea permanentă a stării sistemului și depistarea operativă a incidentelor și avariilor survenite
- reducerea personalului necesar pentru exploatare.

În prezent se derulează procedura de achiziție pentru realizarea lucrărilor de modernizare pentru rețeaua aferentă a PT 8 Calea București cca. 2,3 km, reprezentând cca. 0,6% din total rețea.

Pierderile de energie termică în rețelele secundare de termoficare la nivelul anilor 2007 -2011, au avut următoarele valori:

Tabel nr. 2.3.2.3 – 1 Evoluția pierderilor în sistemul de distribuție

Specificație	U.M.	2007	2008	2009	2010	2011
Pierderile de energie termică	MWh/an	125 166	122 735	124 444	121 305	125 759
	%	20,93	19,50	19,71	19,59	20,80

Datele tehnice referitoare la rețelele de distribuție a agentului termic se prezintă în **Anexa D.**

• **Contorizarea la branșament**

Prin introducerea contorizării la branșament, consumatorul plătește numai energia termică efectiv consumată, fără a plăti și pierderile din sistem. Un efect important este acela că

furnizorul este direct interesat să micșoreze pierderile din sistem prin mentenanță, lucrări de reparații și reabilitări.

În municipiul Craiova, gestiunea livrării agentului termic la nivel de branșament consumator (scară de bloc) pentru consumatorii racordați la sistemul centralizat s-a realizat prin montarea contoarelor de energie termică pe circuitele de încălzire și apă caldă de consum în proporție de 100%.

2.4 Resurse primare utilizate

Cazanele de abur de 525 t/h din Uzina Craiova utilizează următorii combustibili:

a) Combustibilul de bază

- Lignit din bazinul carbonifer al Olteniei, având următoarele caracteristici (valori medii, procente masice):

- putere calorifică inferioară: 1550 - 1850 kcal/kg;
- carbon (C): 19,3 ÷ 22,5 %
- hidrogen (H₂): 1,8 ÷ 2,1 %
- sulf (S): 0,6 ÷ 1,3 %
- oxigen (O₂): 6,3 ÷ 9,7 %
- azot (N₂): 0,6 ÷ 1,7 %
- cenușă (A): 21 ÷ 28 %
- umiditate (W): 39 ÷ 43 %.

Participarea termică a lignitului la căldura dezvoltată prin ardere în focar este de 94%.

b) Combustibilul pentru aprindere și suport pentru susținerea flăcării

- Gaz natural, având următoarele caracteristici (valori medii, procente masice):

- putere calorifică inferioară: 8220 kcal/Sm³
- metan (CH₄): 93,8 %
- etan: 1,90 %
- propan: 1,20 %
- butan: 0,70 %
- pentan: 0,10 %
- hexan: 0,30 %
- azot: 0,30 %
- dioxid de carbon: 1,60 %

- Păcura, având următoarele caracteristici (valori medii, procente masice):

- putere calorifică inferioară : 9726 kcal/kg
- apă: 0,2%
- punct de inflamare: 112 °C
- vâscozitate la 100 °C: 9710 °E
- sulf : 1%
- temperatura de congelare: 13 °C.

Participarea termică a hidrocarburilor la căldura dezvoltată prin ardere în focar este de 6%.

În prezent păcura se folosește foarte rar la grupurile energetice, numai în situații accidentale.

Păcura se utilizează ca suport (cu pondere de aproximativ 20%) la cazanele CR3, CR4, CAF3, CAF4 și combustibil principal pentru cazanele CR1, CR2 și CAF1, CAF2.

În prezent cazanele de apă fierbinte CAF1 și CAF 2 sunt retrase din exploatare pentru realizarea unor lucrări de trecere la funcționarea pe gaze naturale.

Cazanele de apă caldă amplasate în CT de cvartal utilizează drept combustibil gazul natural.

2.5 Prezentarea performanțelor energetice

2.5.1 Uzina Craiova

Cazanele energetice

Cele două cazane energetice de abur sunt de tipul cu circulație unică, cu focar cu pereți membrană și supraîncălzire intermediară, de fabricație Vulcan București.

Tabel nr. 2.5.1 – 1 Parametrii tehnico-funcționali ai cazanelor de abur

Specificație	UM	Parametri	
Identificare cazan	-	Cazan 1	Cazan 2
Putere termică (a combustibilului)	MWt	473	473
An PIF	-	1987	1989
Situația actuală: în funcțiune/ în conservare/ în modernizare	-	In functiune	In functiune
Număr de ore de funcționare de la PIF	ore	141517	125289
Parametrii nominali de proiect			
- debit	t/h	525	525
- presiune	bar	192,27	192,27
- temperatură	°C	540	540
- randament (comb lignit)	%	85%	85%
- randament (comb pacura)	%	90%	90%
Parametrii actuali disponibili			
- debit	t/h	500	500
- presiune	bar	185	185
- temperatură	°C	540	540
- randament	%	83-85%	83-85%
Consum orar combustibil			
- Combustibil de bază			
Consum orar la sarcina nominală	t/h	250	250
Pci mediu	kcal/kg	1794	1794
Sarcina maximă asigurată	%	95%	95%
- Combustibil auxiliar 1			
Consum orar la sarcina nominală	t/h	2,5	2,5
Pci mediu	kcal/kg	9731	9731
Sarcina maximă asigurată	%	6%	6%
- Combustibil auxiliar 2			
Consum orar la sarcina nominală	Smc/h	2000	2000
Pci mediu	kcal/Smc	8831	8831
Sarcina maximă asigurată	%	5%	5%

Turbinele cu abur

Turbinele cu abur sunt de tipul FIL 150, cu condensatie și priză reglabilă de termoficare în două trepte. Tipul constructiv al turbinelor este cu acțiune, cu trei corpuri, pe o singură linie de arbori. Turbinele au fost fabricate la IMGB București.

Tabel nr. 2.5.1 – 2 Parametrii tehnico-funcționali ai turbinelor cu abur

Specificație	UM	Parametri	
Identificare TA	-	Turbina 1	Turbina 2
An PIF	-	1987	1989
Situația actuală: în funcțiune/ în conservare/ în modernizare		In functiune	In functiune
Număr de ore de funcționare de la PIF	ore	139279	123385
Parametrii nominali de proiect			
- putere electrică	MW	150/120	150/120
- abur admisie			
- debit	t/h	515	515
- presiune / temperatură	bar/ °C	182,28/535	182,28/535
- abur priza reglabilă 1			
- presiune / temperatură	bar/ °C	0,35/140	
- abur priza reglabilă 2			
- presiune / temperatură	bar/ °C	1,5/190	
Parametrii actuali disponibili			
- putere electrică	MW	140	140
- abur admisie			
- debit	t/h	490	490
- presiune / temperatură	bar/ °C	180/535	180/535
- abur priza reglabilă 1			
- presiune / temperatură	bar/ °C	-0,2-0,35 / 98-140	-0,2-0,35 / 98-140
- abur priza reglabilă 2			
- presiune / temperatură	bar/ °C	1 - 1.5 / 150 - 190	1 - 1.5 / 150 - 190

Cazanele de apă fierbinte

Cazanele de apă fierbinte sunt cazane de tip turn, cu pereți membrană și sistem convectiv, de fabricație Vulcan București.

Tabel nr. 2.5.1 – 3 Parametrii tehnico-funcționali ai cazanelor de apă fierbinte

Specificație	UM	Parametri			
Identificare cazan	-	Cazan 1 păcură	Cazan 2 păcură	Cazan 3 lignit+păcură	Cazan 4 lignit+păcură
Putere termică (a combustibilului)	MWt	116	116	116	116
Situația actuală: în funcțiune/ în conservare/ în modernizare		Oprit pt. trecere pe gaze	Oprit pt. trecere pe gaze	În funcțiune	În funcțiune
Număr de ore de funcționare de la PIF	ore	4041	7868	44014	41353
Parametrii nominali de proiect					
- capacitate termică	Gcal/h	100	100	100	100
- debit apă prin CAF, maxim/minim	t/h	3300/2800	3300/2800	3300/2800	3300/2800
- temperatura apă intrare	°C	120	120	120	120
- temperatura apă ieșire	°C	150	150	150	150
- randament (lignit)	%			82	82
- randament (pacura)	%	87,5	87,5		

Specificație	UM	Parametri			
Parametrii actuali disponibili					
- capacitate termică	Gcal/h	95	95	90	90
- debit apă prin CAF, maxim/minim	t/h	3300/2800	3300/2800	3300/2800	3300/2800
- temperatura apă intrare	°C	120	120	120	120
- temperatura apă ieșire	°C	150	150	150	150
- randament	%	86	86	81	81
Consum orar combustibil					
- Combustibil de bază		Păcura	Păcura	Lignit	Lignit
Consum orar la sarcina nominală	t/h	12	12	50	50
Pci mediu	kcal/kg	9731	9731	1794	1794
Sarcina maximă asigurată	%	100	100	80	80
- Combustibil auxiliar				Păcura	Păcura
Consum orar la sarcina nominală	t/h			2	2
Pci mediu	kcal/kg			9731	9731
Sarcina maximă asigurată	%			20	20

Cazanele de abur industrial

Cazanele de abur industrial sunt cazane de tip turn, cu circulație naturală, cu 2 tamburi, cu pereți membrană și ardere sub presiune. Cazanele sunt de fabricație Vulcan București.

Tabel nr. 2.5.1 – 4 Parametrii tehnico-funcționali ai cazanelor de abur industrial

Specificație	UM	Parametri			
Identificare cazan	-	Cazan 1 păcură	Cazan 2 păcură	Cazan 3 lignit+păcură	Cazan 4 lignit+păcură
Putere termică (a combustibilului)	MWt				
An PIF		1980	1980	1984	1984
Situația actuală: în funcțiune/ în conservare/ în modernizare		În funcțiune	În funcțiune	În funcțiune	În funcțiune
Număr de ore de funcționare de la PIF		16898	19861	72843	71706
Parametrii nominali de proiect					
- debit abur	t/h	30	30	100	100
- presiune abur	bar	14,71	14,71	14,71	14,71
- temperatura abur	°C	250	250	250	250
- randament (lignit)	%			84	84
- randament (pacura)	%	90,5	90,5		
Parametrii actuali disponibili					
- debit abur	Gcal/h	25	25	90	90
- presiune abur	bar	13	13	13	13
- temperatura abur	°C	240	240	240	240
- randament	%	86	86	80	80
Consum orar combustibil					
- Combustibil de bază		Păcura	Păcura	Lignit	Lignit
Consum orar la sarcina nominală	t/h	2	2	35	35
Pci mediu	kcal/kg	9731	9731	1794	1794
Sarcina maximă asigurată	%	100	100	80	80
- Combustibil auxiliar				Păcura	Păcura
Consum orar la sarcina nominală	t/h			1,5	1,5
Pci mediu	kcal/kg			9731	9731
Sarcina maximă asigurată	%			20	20

Schimbătoare de căldură

Caracteristicile principale ale schimbătoarelor de căldură apă-abur din cadrul centralei sunt următoarele:

Tabel nr. 2.5.1 – 5 Parametrii tehnico-funcționali ai schimbătoarelor de căldură

Specificație	UM	Parametri					
Identificare SC	-	Boiler tr. 1 la TA 1	Boiler tr 2 TA 1	Boiler tr. 1 la TA 2	Boiler tr 2 TA 2	Boiler de vârf de 50 Gcal/h etapa CT	Boiler de vârf de 30 Gcal/h etapa CT
Tip (orizontal, vertical)		Orizontal	Orizontal	Orizontal	Orizontal	Orizontal	Orizontal
Regim funcționare (bază, vârf)		bază	bază	bază	bază	vârf	vârf
Furnizor		I.M.G.B. Bucuresti	I.M.G.B. Bucuresti	I.M.G.B. Bucuresti	I.M.G.B. Bucuresti	VAHTERUS Finlanda	SONDEX/S Danemarca
An PIF		1987	1987	1989	1989	2008	2005
Situația actuală		In exploatare	In exploatare	In exploatare	In exploatare	In exploatare	In exploatare
Parametrii nominali de proiect							
- capacitate termică instalată	Gcal/h	180		180		50	30
- suprafața de schimb de căldură	m²	2015	1040	2015	1040	218	192
- debit de apă maxim/minim	t/h	Max 6500	Max 6500	Max 6500	Max 6500	Max 750	Max 400
Parametrii actuali disponibili							
- capacitate termică disponibilă	Gcal/h	160		160		40	20
Parametrii aburului la intrare							
- presiune abur	bar	-0,2...0,35	1...1,5	-0,2...0,35	1...1,5	11	11
- temperatură abur	°C	98...140	150...190	98...140	150...190	220...280	220...280

Blocurile energetice nr. 1 și 2

Performanțele energetice anuale înregistrate la nivelul blocurilor nr. 1 și 2 din cadrul Uzinei Craiova, au fost următoarele:

Tabel nr. 2.5.1 – 6 Performanțele energetice anuale ale blocului energetic nr. 1 în perioada 2007-2011

Anul	2007	2008	2009	2010	2011
Durata anuală de funcționare (ore/an)	6654	6933	5366	5046	7070
Puterea electrică medie la timpul de funcționare	121,38	127,27	121,42	120,35	125,11
Nr. opriri planificate	1	1	1	1	1
Durata cumulată a opririlor planificate (ore/an)	703	720	775	2 400	512
Nr. opriri neplanificate	13	19	13	14	13
Durata cumulată a opririlor neplanificate (ore/an)	532	603	557	902	445

Anul	2007	2008	2009	2010	2011
Timp de staționare în rezervă (ore/an)	871	504	2 062	412	733
Disponibilitatea de timp	85,9%	84,89%	84,79%	62,31%	89,08%
Factorul de serviciu anual	75,96%	79,14%	61,26%	57,60%	80,71%
Energia electrică produsă (MWh)	807.687	882.381	651.531	607.283	884.525
Energia termică produsă (Gcal)	316.088	289.130	350.442	293.176	369.261
Consum de energie primară (MWh)	2.916.440	3.270.101	2408.287	2.269.515	3.121.935
Eficiență electrică brută	27,69%	26,98%	27,05%	26,76%	28,33%
Eficiență globală	40,30%	37,27%	43,98%	41,78%	42,09%

Tabel nr. 2.5.1 – 7 Performanțele energetice anuale ale blocului energetic nr. 2 în perioada 2007-2011

Anul	2007	2008	2009	2010	2011
Durata anuală de funcționare (ore/an)	5634	6957	6166	4258	6870
Puterea electrică medie la timpul de funcționare	116,742	126,894	120,672	121,493	124,104
Nr. opriri planificate	1	1	1	1	1
Durata cumulată a opririlor planificate (ore/an)	1939	660	608	2990	574
Nr. opriri neplanificate	13	17	20	16	16
Durata cumulată a opririlor neplanificate (ore/an)	578	459	836	1 185	605
Timp de staționare în rezervă (ore/an)	609	708	1 150	327	711
Disponibilitatea de timp	71,27%	87,50%	83,52%	52,34%	86,54%
Factor de serviciu anual	64,32%	79,42%	70,39%	48,61%	78,42%
Energia electrică produsă (MWh)	657.727	882.802	744.065	517.319	852.593
Energia termică produsă (Gcal)	330.604	414.065	324.475	316.329	324.001
Consum de energie primară (MWh)	2.395.107	3.338.779	2.733.145	1.873.057	3.019.668
Eficiență electrică brută	27,46%	26,44%	27,22%	27,62%	28,23%
Eficiență globală	43,51%	40,86%	41,03%	47,26%	40,71%

În perioada ultimilor 5 ani de funcționare cele două grupuri energetice au produs în cogenerare în medie fiecare cca. 750.000 MWh_e/an și cca. 333.000 Gcal/an.

Puterea electrică medie înregistrată a fost de cca. 123 MW.

Numărul mediu de ore de funcționare înregistrat în perioada 2007-2011 este de cca. 6200 ore pentru blocul nr. 1 și cca. 6000 ore pentru blocul nr. 2.

Ca urmare a lucrărilor de reabilitare realizate, fiecare dintre cele două blocuri energetice au o durată remanentă de viață de cca. 15-20 ani.

Performanțe medii anuale la nivelul centralei

La nivelul întregii centrale, în perioada ultimilor 5 ani de funcționare s-au înregistrat următoarele performanțe energetice:

Tabel nr. 2.5.1 – 8 Performanțele energetice anuale ale centralei în perioada 2007-2011

Specificație	UM	2007	2008	2009	2010	2011
Energia termică produsă	MWh/an	886.751	937.370	921.520	984.675	972.560
Energia termică produsă, din care:	Gcal/an	762.469	805.993	792.365	846.668	836.251
- pentru producere apă fierbinte destinată încălzirii si acm	Gcal/an	686.421	730.020	724.114	733.342	717.227
din care: în cogenerare	Gcal/an	613.700	670.726	648.433	561.371	634.376
- pentru producere apă fierbinte destinată consumului tehnologic	Gcal/an	76.048	75.973	68.252	113.326	119.024
din care: în cogenerare	Gcal/an	67.991	69.802	61.119	86.751	105.275
Servicii interne termice ale centralei	Gcal/an	39.146	40.634	38.676	50.446	52.447
Energie termică livrată la limita centralei	MWh	841.225	890.113	876.540	926.006	911.564
Energia termică la limita centralei, total, din care :	Gcal/an	723.323	765.359	753.689	796.222	783.804
- apă fierbinte destinata încălzire și acm	Gcal/an	651.180	693.216	688.769	689.648	672.245
din care: în cogenerare	Gcal/an	582.191	636.912	616.782	527.923	594.590
- apă fierbinte destinata consumului tehnologic	Gcal/an	72.143	72.143	64.920	106.574	111.559
din care: în cogenerare		64.501	66.283	72.497	81.582	98.672
Energie electrică produsă	MWh	1.465.414	1.765.183	1.395.596	1.124.602	1.737.118
Servicii interne electrice, total din care:	MWh	247.335	282.594	232.864	198.921	275.554
- energie electrică consumată pentru producere energie termică	MWh	39.870	40.808	42.335	42.871	41.787
Idem, raportată la energia termică la limita centralei	kWh/Gcal	59,5	57,7	60,5	58,0	57,6
- energie electrică consumată pentru pompaj	MWh	11.332	11.428	11.193	11.151	10.709
Idem, raportată la energia termică la limita centralei	kWh/Gcal	15,7	14,9	14,9	14,0	13,7
- energie electrică consumată pentru producere energie electrică	MWh	196.133	230.358	179.336	144.899	223.058
Idem, raportată la energia electrică la limita centralei	%	13,4	13,1	12,9	12,9	12,8
Energie electrică cumpărată din SEN	MWh	728	2570	6906	8252	1888
Energia electrică livrată la limita centralei	MWh	1.215.144	1.481.382	1.165.868	930.344	1.459.816
Consum de combustibil						
- lignit	t/an	2.389.759	2.965.207	2.369.754	2.000.445	2.834.940
- păcură	t/an	4072	3659	2898	6833	2850
- gaze naturale	1000 Smc/an	34.467	41.130	32.398	25.075	31.731
Consum de combustibil	MW	5.428.639	6.716.968	5.272.152	4.451.336	6.285.341
Consum combustibil pentru energie termică	MW	955.192	964.529	956.649	1.062.791	1.005.031
din care: în cogenerare	MW	838.100	856.441	825.929	754.028	861.293

Specificație	UM	2007	2008	2009	2010	2011
Consum combustibil pentru energie electrică	MW	4.473.447	5.752.439	4.315.503	3.388.545	5.280.310
din care: în cogenerare	MW	337.217	369.951	402.988	387.854	440.444
Puteri calorifice inferioare medii						
- lignit	kcal/kg	1820,44	1815,26	1776,24	1765,3	1794,45
- păcură	kcal/kg	9742	9733,8	9727	9725	9726
- gaze naturale	kcal/Smc	8057	8687,7	9130	9157	9124
Eficiența electrică brută	%	26,99%	26,28%	26,47%	25,26%	27,64%
Eficiența energetică globală	%	43,33%	40,23%	43,95%	47,39%	43,11%

2.5.2 Sistemul de transport

La nivelul sistemului de transport se înregistrează pierderi de energie și agent termic (pierderi masice), datorate pe de o parte vechimii conductelor, iar pe de altă parte soluției constructive.

În tabelul de mai jos se prezintă performanțele energetice medii înregistrate la nivelul anului 2011 pentru sistemul de transport al căldurii, din punctul de vedere al pierderilor masice și calorice și al energiei electrice utilizate pentru pompaj:

Tabel nr. 2.5.2 – 1 Performanțele energetice ale rețelelor termice de transport în anul 2011

Specificație	U.M.	Valoare
Pierderi de căldură		
- Pierderi orare de căldură		
larna (decembrie - februarie)	Gcal/h	15,6
Vara (mai și septembrie, luni edificatoare)	Gcal/h	8,7
- Pierderi anuale de căldură, total din care:	Gcal/an	96.589
larna (octombrie - martie)	Gcal/an	60.741
Vara (aprilie - septembrie)	Gcal/an	35.848
Pierderi de agent termic		
- Pierderi orare de agent termic	m ³ /h	85
larna (decembrie - februarie)	m ³ /h	123
Vara (mai și septembrie, luni edificatoare)	m ³ /h	56
- Pierderi anuale de agent termic, totale din care:	m ³ /an	738.026
larna (octombrie - martie)	m ³ /an	463.234
Vara (aprilie - septembrie)	m ³ /an	274.792
Consum de energie electrică pentru pompaj	MWh/an	11.163

Pierderile anuale de căldură reprezintă cca. 12,32% din cantitatea livrată din centrală.

Pierderile de agent termic pe perioada iernii sunt de cca. 2,5% din debitul vehiculat de cca. 4975 m³/h, iar pe perioada verii de cca. 7,4% din debitul vehiculat de 758 m³/h.

Consumul specific de energie electrică pentru pompaj este de cca. 14,24 kWh/Gcal (raportat la cantitatea de energie termică livrată la limita centralei).

Tabel nr. 2.5.2 – 2 Balanța energiei termice la nivelul sistemului de transport în perioada 2007-2011

Specificație	U.M.	2007	2008	2009	2010	2011
Energia termică sub formă de apă fierbinte la intrarea în rețeaua de transport	MWh/an	841.225	890.113	876.540	926.006	911.564
	Gcal/an	723.323	765.359	753.689	796.222	783.804
Pierderi de energie în rețeaua de transport						
- în unități fizice	Gcal/an	82.367	93.029	87.352	111.227	108.971
- procentual, raportat la energia termică la intrarea în RT	%	11,39%	12,15%	11,59%	13,97%	13,90%
Energie termică sub formă de apă fierbinte vândută consumatorilor din RT	MWh/an	745.432	781.920	774.950	796.649	784.831
	Gcal/an	640.956	672.330	666.337	684.995	674.833

2.5.3 Centralele termice

Conform bilanțurilor realizate, valorile medii anuale ale randamentelor celor 52 centrale termice sunt cuprinse între 87% și 94%, valorile mai reduse (87-88%) fiind corespunzătoare cazanelor puse în funcțiune în anii 2003-2004 și cele mai ridicate în cazul echipamentelor mai noi (PIF 2008-2009).

Datele tehnice referitoare la cazanele care echipează centralele termice sunt prezentate în **Anexa C**.

Tabel nr. 2.5.3 – 1 Evoluția energiei termice vândute din CT în perioada 2007-2011

	Centrala termică	UM	2007	2008	2009	2010	2011
1	CT ROMARTA	Gcal/an	616.30	695.86	719.00	673.45	643.49
2	CT 32 AP 32 APART.	Gcal/an	232.91	232.87	231.44	261.78	235.78
3	CT 24 AP 24 APART.	Gcal/an	160.23	140.92	159.79	168.03	146.97
4	CT 156 AP 156 APART.	Gcal/an	681.09	1047.15	1008.30	1089.33	1224.53
5	CT 6 C. BUCURESTI	Gcal/an	4469.82	4712.56	5040.78	5457.69	5092.17
6	CT I.PEDAGOGIC INST.PEDAGOGIC	Gcal/an	53.92	5.84	0.00	0.00	0.00
7	CT 8 CRAIOVITA	Gcal/an	3415.27	0.00	0.00	0.00	0.00
8	CT 9 CRAIOVITA	Gcal/an	3115.53	0.00	0.00	0.00	0.00
9	CT 11 CRAIOVITA	Gcal/an	2102.26	0.00	0.00	0.00	0.00
10	CT 12 CRAIOVITA	Gcal/an	2638.50	0.00	0.00	0.00	0.00
11	CT 10 CRAIOVITA	Gcal/an	2012.18	0.00	0.00	0.00	0.00
12	CT BRANCUSI	Gcal/an	1857.69	1709.78	1882.16	1624.30	1380.24
13	CT 1 CT1 ROVINE	Gcal/an	2970.72	2840.76	2812.12	2717.32	1949.43
14	CT 2 PT.GARII	Gcal/an	446.70	268.33	56.31	59.51	35.53
15	CT 6 CV.NOUA	Gcal/an	2643.76	0.00	0.00	0.00	0.00
16	CT 6A CRAIOVITA	Gcal/an	2043.73	0.00	0.00	0.00	0.00
17	CT 7 CV.NOUA	Gcal/an	2966.16	0.00	0.00	0.00	0.00
18	CT 5 1MAI	Gcal/an	3530.69	3394.43	2980.82	2907.76	2854.67
19	CT 6 1 MAI	Gcal/an	5032.11	5465.22	5878.06	5677.53	5182.64
20	CT 1 CRAIOVITA	Gcal/an	3397.06	0.00	0.00	0.00	0.00
21	CT 2 CRAIOVITA	Gcal/an	2598.90	0.00	0.00	0.00	0.00

	Centrala termică	UM	2007	2008	2009	2010	2011
22	CT 3 CRAIOVITA	Gcal/an	3358.05	0.00	0.00	0.00	0.00
23	CT 113 AP I.P.PAVLOV	Gcal/an	560.87	556.44	566.83	429.86	269.31
24	CT 150 AP FEMINA	Gcal/an	1090.63	1044.02	1081.04	1161.02	1212.53
25	CT IJK 150 AP I.J.K.	Gcal/an	1100.09	1098.93	1117.65	1083.33	1016.83
26	CT 97+73+8 AP 97+73+8ap	Gcal/an	1084.60	1200.82	1199.83	1160.09	1203.69
27	CT CASA ALBA CASA ALBA	Gcal/an	394.09	509.45	559.62	583.26	576.10
28	CT BRANCUSI-LICEE	Gcal/an	241.83	403.78	440.56	418.52	416.92
29	CT OLTENIA - BL.B1 SC.3 CRAIOVITA	Gcal/an	69.78	70.16	66.39	67.50	69.75
30	CT OLTENIA - BL.B1 SC.1 CRAIOVITA	Gcal/an	84.44	88.48	88.98	91.96	94.43
31	CT OLTENIA - BL.B1 SC.2 CRAIOVITA	Gcal/an	112.76	136.68	127.78	121.57	113.02
32	CT OLTENIA - BL.B1 SC.4 CRAIOVITA	Gcal/an	69.48	74.44	74.88	75.54	76.57
33	CT OLTENIA - BL.B1 SC.5 CRAIOVITA	Gcal/an	84.54	101.24	97.46	100.23	105.56
34	CT OLTENIA - BL.B1 SC.6 CRAIOVITA	Gcal/an	62.35	59.85	57.53	60.32	56.40
35	CT OLTENIA - BL.T2 SC.1 CRAIOVITA	Gcal/an	50.45	55.43	55.57	55.96	55.52
36	CT OLTENIA - BL.T2 SC.2 CRAIOVITA	Gcal/an	100.03	96.07	91.58	97.34	94.36
37	CT OLTENIA - BL.T2 SC.3 CRAIOVITA	Gcal/an	65.74	62.50	60.56	65.34	63.77
38	CT OLTENIA - BL.T2 SC.4 CRAIOVITA	Gcal/an	102.71	98.65	90.57	90.94	89.05
39	CT OLTENIA - BL.T2 SC.5 CRAIOVITA	Gcal/an	66.37	69.91	64.15	64.43	60.69
40	CT OLTENIA - BL.T3 SC.1 CRAIOVITA	Gcal/an	60.65	58.95	55.24	56.02	54.71
41	CT OLTENIA - BL.T3 SC.2 CRAIOVITA	Gcal/an	108.46	110.70	96.49	103.59	92.18
42	CT OLTENIA - BL.T3 SC.3 CRAIOVITA	Gcal/an	52.17	50.41	42.82	48.18	51.03
43	CT OLTENIA - BL.T3 SC.5 CRAIOVITA	Gcal/an	58.30	64.28	57.73	68.36	86.08
44	CT N.TITULESCU BL.E1-E10 N.TITULESCU	Gcal/an	655.10	536.26	580.74	482.14	405.55
45	CT OLTENIA - BL.T3 SC.4 CRAIOVITA	Gcal/an	96.18	96.43	83.24	92.03	87.63
46	CT POTELU ANL BL.R2 1MAI	Gcal/an	0.00	21.31	86.26	90.57	93.53
47	CT POTELU ANL BL.R4 1MAI	Gcal/an	0.00	21.76	86.57	93.59	94.97
48	CT POTELU ANL BL.R6 1MAI	Gcal/an	0.00	21.55	105.36	79.24	76.91
49	CT POTELU ANL BL.R8 1MAI	Gcal/an	0.00	25.84	126.50	96.96	100.51
50	CT POTELU ANL BL.R10 1MAI	Gcal/an	0.00	26.83	111.72	121.69	123.10
51	CT POTELU ANL BL.R12 1MAI	Gcal/an	0.00	20.81	103.77	79.05	89.47
52	CT POTELU ANL BL.R14 1MAI	Gcal/an	0.00	22.21	106.97	75.15	73.16
53	CT POTELU ANL BL.R16 1MAI	Gcal/an	0.00	25.38	19.07	104.51	111.31
54	CT POTELU ANL BL.R18 1MAI	Gcal/an	0.00	31.90	92.70	81.63	88.40
55	CT POTELU ANL BL.R20 1MAI	Gcal/an	0.00	24.95	104.85	101.70	109.42
56	CT POTELU ANL BL.R1 1MAI	Gcal/an	0.00	0.00	28.64	88.81	87.55
57	CT POTELU ANL BL.R3 1MAI	Gcal/an	0.00	0.00	37.19	101.67	106.82
58	CT POTELU ANL BL.R5 1MAI	Gcal/an	0.00	0.00	26.37	77.02	83.64
59	CT POTELU ANL BL.R7 1MAI	Gcal/an	0.00	0.00	24.89	83.42	83.94
60	CT POTELU ANL BL.R9 1MAI	Gcal/an	0.00	0.00	26.55	105.35	110.80

	Centrala termică	UM	2007	2008	2009	2010	2011
61	CT POTELU ANL BL.R11 1MAI	Gcal/an	0.00	0.00	24.31	80.35	80.44
62	CT POTELU ANL BL.R13 1MAI	Gcal/an	0.00	0.00	14.04	85.42	97.31
63	CT POTELU ANL BL.R15 1MAI	Gcal/an	0.00	0.00	25.51	100.65	102.19
64	CT POTELU ANL BL.R17 1MAI	Gcal/an	0.00	0.00	0.00	62.42	82.87
65	CT POTELU ANL BL.R19 1MAI	Gcal/an	0.00	0.00	0.00	83.35	113.89
	Total	Gcal/an	56715.19	27400.12	28677.21	29006.74	27007.32

2.5.4 Sistemul de distribuție

La nivelul sistemului de distribuție se înregistrează pierderi însemnate de căldură, datorate atât soluției constructive a conductelor, cât și stării tehnice actuale. Conform informațiilor operatorului, pierderile masice sunt practic nesemnificative, comparativ cu pierderile calorice înregistrate.

În tabelul de mai jos se prezintă performanțele energetice medii înregistrate la nivelul anului 2011 pentru sistemul de distribuție a căldurii, din punctul de vedere al pierderilor calorice și al energiei electrice utilizate pentru pompaj:

Tabel nr. 2.5.4 – 1 Performanțele energetice ale rețelelor termice de distribuție în anul 2011

Specificație	U.M.	Valoare
Pierderi de căldură		
- Pierderi orare de căldură		
larna	Gcal/h	24,74
Vara	Gcal/h	2,17
- Pierderi anuale de căldură, total din care:	Gcal/an	108.133
larna	Gcal/an	97.984,72
Vara	Gcal/an	10.148,28
Consum de energie electrică pentru pompaj	MWh/an	6032

Pierderile anuale de căldură reprezintă cca. 20,8% din cantitatea intrată în rețeaua de distribuție.

Consumul specific de energie electrică pentru pompaj este de cca. 11,6 kWh/Gcal (raportat la cantitatea de energie termică intrată în rețeaua de distribuție).

Tabel nr. 2.5.4 – 2 Balanța energiei termice la nivelul sistemului de distribuție în perioada 2007-2011

Specificație	UM	2007	2008	2009	2010	2011
Energia termică sub formă de apă fierbinte la intrarea în punctele termice	MWh/an	614.540	646.989	648.332	635.527	622.115
	Gcal/an	528.408	556.311	557.462	546.456	534.923
Pierderi de energie în punctele termice						
- în unități fizice	Gcal/an	14.267	15.020	14.494	14.044	14.978
- procentual, raportat la energia termică la intrarea în PT	%	2,70	2,70	2,60	2,57	2,80

Specificație	UM	2007	2008	2009	2010	2011
Energia termică sub formă de apă fierbinte la intrarea în rețeaua de distribuție	MWh/an	597.946	629.521	631.472	619.195	604.696
	Gcal/an	514.141	541.291	542.968	532.412	519.945
Pierderi de energie în rețeaua de distribuție						
- în unități fizice	Gcal/an	107.624	105.533	107.003	104.304	108.133
- procentual, raportat la energia termică la intrarea în rețeaua de distribuție	%	20,93	19.50	19,71	19,59	20,80
Energia termică sub formă de apă fierbinte vândută consumatorilor din RD	MWh/an	472.779	506.787	507.027	497.890	478.937
	Gcal/an	406.517	435.758	435.965	428.108	411.812

2.6 Performanțe financiare

Performanțele financiare ale unei societăți sunt estimate pe baza **situațiilor financiare anuale**, reprezentate de **bilanțul contabil** și **contul de profit și pierdere**.

Bilanțul este documentul contabil principal care prezintă situația patrimonială a companiei la un moment dat. În activul bilanțului sunt înregistrate toate drepturile de proprietate și de creanță ale întreprinderii în ordinea inversă lichidității, iar în pasiv toate obligațiile, respectiv angajamentele asumate, aranjate în ordinea crescătoare a exigibilității.

Egalitatea bilanțieră este necesară deoarece activul și pasivul sunt două reprezentări ale aceleași mărimi economice. Pasivul reflectă sursele fondurilor companiei, iar activul reflectă utilizările cărora le sunt destinate aceste fonduri, deci nici o sursă nu poate rămâne fără alocare, după cum nici o nevoie de finanțare nu poate exista fără surse de fonduri.

Scopul analizei de bilanț este de a stabili modul de realizare a echilibrului între resurse (pasive) și nevoi (active) pe termen lung și pe termen scurt.

Contul de profit și pierdere, denumit și situația rezultatelor financiare reprezintă efectul deciziilor operaționale ale managementului asupra performanțelor firmei și asupra profitului (respectiv pierderii) pentru acționari, pe o anumită perioadă de timp.

Contul de profit și pierdere conține veniturile recunoscute pe o anumită perioadă de timp și cheltuielile efectuate pentru obținerea acestor venituri, cheltuieli din care fac parte și deprecierea activelor sau pasivelor (cheltuieli cu amortizarea și provizioanele) și impozitele. Nivelul performanței unei companii este reflectat prin nivelul profitului.

2.6.1 Situațiile financiare ale Uzinei Craiova

Situațiile financiare anuale aparținând Uzinei Craiova în perioada anilor 2010, 2011 și 2012 (sold la 30.06.2012), se prezintă sintetic în tabelele de mai jos:

Tabel nr. 2.6.1 – 1 Bilanțul contabil al Uzinei Craiova

Nr.crt	Specificație	2010		2011		2012 (sold la 30.06.2012)	
		lei	euro	lei	euro	lei	euro
1	Active imobilizate	656370309.62	153185751.87	610522690.48	141334511.77	582464986.63	130908658.84
2	Active circulante, din care:	63528441.48	14826465.99	100507487.91	23267237.98	120035144.60	26977827.26
2.1	- stocuri	54016577.13	12606557.40	57890691.72	13401553.75	49937725.05	11223473.96
2.2	- creanțe	9384453.89	2190173.14	42461237.35	9829672.74	69942554.71	15719547.51
2.3	- disponibilități	127410.46	29735.45	155558.84	36011.49	154864.84	34805.78
3	Conturi de regularizare	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
A	Total Activ (1+2+3)	719898751.10	168012217.86	711030178.39	164601749.75	702500131.23	157886486.09
4	Capital și rezerve, din care:	718439882.01	167671742.44	710441307.64	164465427.61	710441307.64	159671260.76
4.1	- capital social	142131082.69	33170995.77	145603736.69	33706909.44	145603736.69	32724353.10
4.2	- prime de capital	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4.3	- rezerve din reevaluare	573556615.14	133858433.33	561520059.78	129990522.44	561452630.30	126186144.27
4.4	- rezerve legale	207740.08	48483.03	207740.08	48091.32	207740.08	46689.46
4.5	- alte rezerve	2544444.10	593830.31	3109771.09	719904.41	3177200.57	714073.94
5	Rezultatul reportat :	7450.90	1738.91	7450.90	1724.87	7450.90	1674.59
5.1	- profit	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
5.2	- pierdere	7450.90	1738.91	7450.90	1724.87	7450.90	1674.59
6	Rezultatul exercitiului:	0.00	0.00	0.00	0.00	9127793.89	2051466.24
6.1	- profit	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
6.2	- pierdere	0.00	0.00	0.00	0.00	9127793.89	2051466.24
7	Repartizarea profitului	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
B	Total Capitaluri (4+5.1-5.2+6.1-6.2-7)	718432431.11	167670003.53	710433856.74	164463702.74	701306062.85	157618119.94
9	Patrimoniu regiei	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
10	Datorii curente	1465786.91	342089.92	596321.65	138047.01	1194068.38	268366.16
11	Provizioane pentru riscuri și cheltuieli	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
12	Datorii pe termen lung	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
13	Venituri în avans (subvenții pentru investiții)	533.08	124.41	0.00	0.00	0.00	0.00
C	Total Pasiv (8+9+10+11+12+13)	719898751.10	168012217.86	711030178.39	164601749.75	702500131.23	157886486.09
D	Situația neta (A-10-12-13)	718432431.11	167670003.53	710433856.74	164463702.74	701306062.85	157618119.94

Sursa : Bilanțul pus la dispoziție de SE Craiova.

Tabel nr. 2.6.1 – 2 Contul de profit și pierderi al Uzinei Craiova

Nr.crt	Specificație	2010		2011		2012 (sold la 30.06.2012)	
		lei	euro	lei	euro	lei	euro
1	Venituri din exploatare, din care:	310978276.22	73868328.52	413635154.56	97603802.49	16970698.97	3814154.49
	- cifra de afaceri	303351803.39	72056771.75	394279649.70	93036562.85	16414221.06	3689086.41
2	Cheltuieli de exploatare	334507505.88	79457351.93	441215522.84	104111829.64	26098498.94	5865622.09
3	Rezultatul din exploatare:						
	- profit	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	- pierdere	-23529229.66	-5589023.41	-27580368.28	-6508027.15	-9127799.97	-2051467.61
4	Venituri financiare	860.75	204.46	73.06	17.24	6.08	1.37
5	Cheltuieli financiare	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
6	Rezultatul financiar:						
	- profit	860.75	204.46	73.06	17.24	6.08	1.37
	- pierdere	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
7	Rezultatul curent						
	- profit	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	- pierdere	-23528368.91	-5588818.95	-27580295.22	-6508009.92	-9127793.89	-2051466.24
8	Venituri extraordinare	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
9	Cheltuieli extraordinare	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
10	Rezultatul extraordinar						
	- profit	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	- pierdere	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
11	Venituri totale	310979136.97	73868532.97	413635227.62	97603819.73	16970705.05	3814155.85
12	Cheltuieli totale	334507505.88	79457351.93	441215522.84	104111829.64	26098498.94	5865622.09
13	Rezultatul brut						
	- profit	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	- pierdere	-23528368.91	-5588818.95	-27580295.22	-6508009.92	-9127793.89	-2051466.24
14	Impozit pe profit	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
15	Rezultatul net al exercitiului						
	- profit	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	- pierdere	-23528368.91	-5588818.95	-27580295.22	-6508009.92	-9127793.89	-2051466.24

Sursa : Contul de profit și pierdere pus la dispoziție de SE Craiova.

Analiza datelor bilanțiere pe perioada 2010-2012 (nivel 30.06) pune în evidență următoarele:

- **activele imobilizate** sunt în ușoară scădere în 2011 și 2012 față de nivelul înregistrat în 2010.
- **activele circulante** sunt în creștere în 2011 și 2012 față de nivelul înregistrat în 2010, astfel:
 - în 2011 activele circulante cresc cu 58% față nivelul anului 2010; această evoluție este datorată creșterii semnificative în această perioadă (peste 100%) a grupei "Creanțe".
 - în 2012 (nivel 30.06) activele circulante cresc cu 88,95% față nivelul anului 2010; această evoluție este datorată creșterii semnificative în această perioadă (peste 100%) a grupei "Creanțe".

Creșterea creanțelor se poate datora fie acumulării creanțelor comerciale datorită neîncasării acestora, fie acordării unor termene de încasare mai relaxate. O creștere a volumului creanțelor comerciale pe termen mediu și lung datorită unei încetiniri a vitezei de rotație a acestora poate crea în timp probleme de lichiditate financiară.

- **situația totalului activelor este relativ stabilă în perioada 2010-2012, cu o ușoară tendință de scădere în 2011 și în 2012 față de nivelul înregistrat în 2010.**
- nivelul **capitalurilor și rezervelor** este de 718 439 882 lei în 2010 și de 710 441 307 lei în perioada 2011-2012. Această situație se datorează:
 - creșterii ușoare a capitalului subscris și vărsat în 2011 față de nivelul înregistrat în 2010. În 2012 capitalul subscris vărsat a înregistrat aceeași valoare ca în anul 2011
 - scăderii ușoare a rezervelor din reevaluare în 2011 față de nivelul înregistrat în 2010. În 2012 rezervele din reevaluare au înregistrat aceeași valoare ca în anul 2011
 - creșterii sumei rezervelor reprezentând surplusul din rezerve din reevaluare și alte rezerve în fiecare an al perioadei analizate. Surplusul din rezerve din reevaluare reprezintă o sumă transferată din contul de Rezerve din reevaluare și este aferentă scoaterii din evidență a unor active sau a celor amortizate în cursul anului. În bilanț soldul acestor rezerve are următoarele valori:
 - 1 834 872 lei la 30.06.2012
 - 1 767 442 lei la 31.12.2011
 - 1 202 116 lei la 31.12.2010

Evoluția descrescătoare a valorilor în Euro a capitalurilor și rezervelor se datorează exclusiv cursului de schimb valutar înregistrat la fiecare sfârșit de an.

- **rezultatul reportat din anul precedent este pierdere** pentru perioada analizată și înregistrează o valoare constantă în fiecare an (7450.90 lei). Evoluția descrescătoare a valorilor în Euro se datorează exclusiv cursului de schimb valutar înregistrat la fiecare sfârșit de an.
- **rezultatul exercițiului este de 9 127 793,89 lei pierdere în anul 2012 (la 30.06)**
- **totalul capitalurilor proprii înregistrează o ușoară scădere pe perioada analizată (de 1,11% în 2011 față de 2010 și de 2,38% în 2012 față de nivelul înregistrat în 2010).**
- **datoriile curente** au următoarea evoluție:
 - scad cu 59,32% în anul 2011 față de anul 2010, în special datorită reducerii nivelului datoriilor comerciale – furnizori, ceea ce înseamnă că societatea a efectuat plățile restante către furnizori. Sumele reprezentând datoriile fiscale și datoriile privind asigurările sociale au nivel relativ stabil.
 - cresc cu peste 100% în primul semestru al anului 2012 față de valoarea înregistrată în anul 2011. Creșterea se poate explica prin creșterea costului de achiziție unitar pentru intrările provenite de la terți sau prin acumularea de datorii comerciale neachitate în termenul contractual.
- **datoriile pe termen lung** nu înregistrează valori în perioada analizată.
- **situația totalului pasivelor este relativ stabilă în perioada 2010-2012, cu o ușoară tendință de scădere în 2011 și în 2012 față de nivelul înregistrat în 2010.**

Expresia valorii societății o reprezintă **situatia netă (SN)**, respectiv capitalurile proprii, calculate ca diferență între activul total și datoriile totale contractate.

Indicatorul **situație netă** exprimă valoarea activului realizabil la un moment dat. Acest indicator îi interesează nu numai pe acționarii și proprietarii întreprinderii, care vor să cunoască valoarea pe care ei o posedă, dar în egala măsură și pe creditorii pentru care activul realizabil constituie gajul creanțelor lor. Astfel, situația netă evidențiază sumele ce vor reveni asociaților sau acționarilor în caz de lichidare.

Situația netă mai restrictivă, exclude din capitalurile proprii subvențiile pentru investiții și provizioane. Situația netă poate fi pozitivă sau negativă. Valoarea pozitivă reflectă o gestiune economică sănătoasă, normală iar valoarea negativă, o situație de faliment.

Conform celor prezentate în tabelul „Bilanțul contabil al Uzinei Craiova”, situația netă este pozitivă.

Marja de securitate financiară a societății care îi permite acestuia să facă față riscurilor pe termen scurt, este dată de indicatorul **fond de rulment (FR)**.

Din analiza datelor de bilanț se observă faptul că Uzina Craiova dispune de fond de rulment, resursele permanente (capitaluri proprii și datorii financiare) fiind mai mari decât necesitățile permanente de alocare a fondurilor bănești (active imobilizate).

Tabel nr. 2.6.1 – 3 Fondul de rulment la dispoziția Uzinei Craiova

2010		2011		2012	
lei	Euro	lei	Euro	lei	Euro
62 062 121	14 484 252	99 911 166	23 129 191	118 841 076	26 709 461

Un alt indicator de echilibru financiar este **nevoia de fond de rulment (NFR)** care se calculează ca diferență între nevoile temporare (stocuri și creanțe) și resursele temporare (datorii pe termen scurt)

Din analiza datelor de bilanț se observă faptul că Uzina Craiova înregistrează valori pozitive al indicatorului NFR:

Tabel nr. 2.6.1 – 4 Nevoia de fond de rulment la dispoziția Uzinei Craiova

2010		2011		2012	
lei	Euro	lei	Euro	lei	Euro
61 935 244	14 454 641	99 755 607	23 093 179	118 686 211	26 674 655

Dacă nevoia de fond de rulment este pozitivă, ea semnifică un surplus de nevoi temporare, în raport cu resursele temporare posibile de mobilizat. Situația în care nevoia de fond de rulment este pozitivă, poate fi considerată normală numai dacă este rezultatul unei politici de investiții privind creșterea nevoii de finanțare a ciclului de exploatare, adică dacă societatea își extinde operațiunile și are nevoie de surse temporare de finanțare pe termen scurt pentru capitalul de lucru. În caz contrar, nevoia de fond de rulment poate evidenția un decalaj nefavorabil între

lichiditatea stocurilor și creanțelor, pe de-o parte și exigibilitatea datoriilor de exploatare, pe de alta parte, respectiv incetinirea incasarilor si urgentarea plăților.

Rezultatul întregului echilibru financiar al societății este dat de **trezoreria netă (TN)**, a cărei valoare trebuie să fie pozitivă. Trezoreria netă reprezintă diferența dintre fondul de rulment și nevoia de fond de rulment.

Din analiza datelor de bilanț se observă faptul că Uzina Craiova înregistrează valori pozitive ale indicatorului TN:

Tabel nr. 2.6.1 – 5 Trezoreria netă la dispoziția Uzinei Craiova

2010		2011		2012	
lei	Euro	lei	Euro	lei	Euro
126 877	29 611	155 559	36 011	154 865	34 806

Analiza datelor contului de profit și pierdere pe perioada 2010-2012 (30.06) pune în evidență următoarele:

- veniturile din exploatare:
 - au crescut, în 2011 față de 2010, cu 74%

Veniturile din exploatare se formează în special pe baza cifrei de afaceri; ponderea cifrei de afaceri în veniturile din exploatare se prezintă în tabelul de mai jos:

Tabel nr. 2.6.1 – 6 Ponderea cifrei de afaceri în veniturile din exploatare – Uzina Craiova

	2010	2011	2012 (nivel 30.06.2012)
Ponderea CA în veniturile din exploatare	97,55%	95,32%	96,72%

Așa cum se observă din tabelul de mai sus, ponderea cifrei de afaceri în veniturile din exploatare scade ușor în 2011 față de nivelul înregistrat în 2010, pentru ca în primul semestru al anului 2012 să înregistreze o ușoară creștere. Aceasta pondere este redată și în graficul de mai jos:

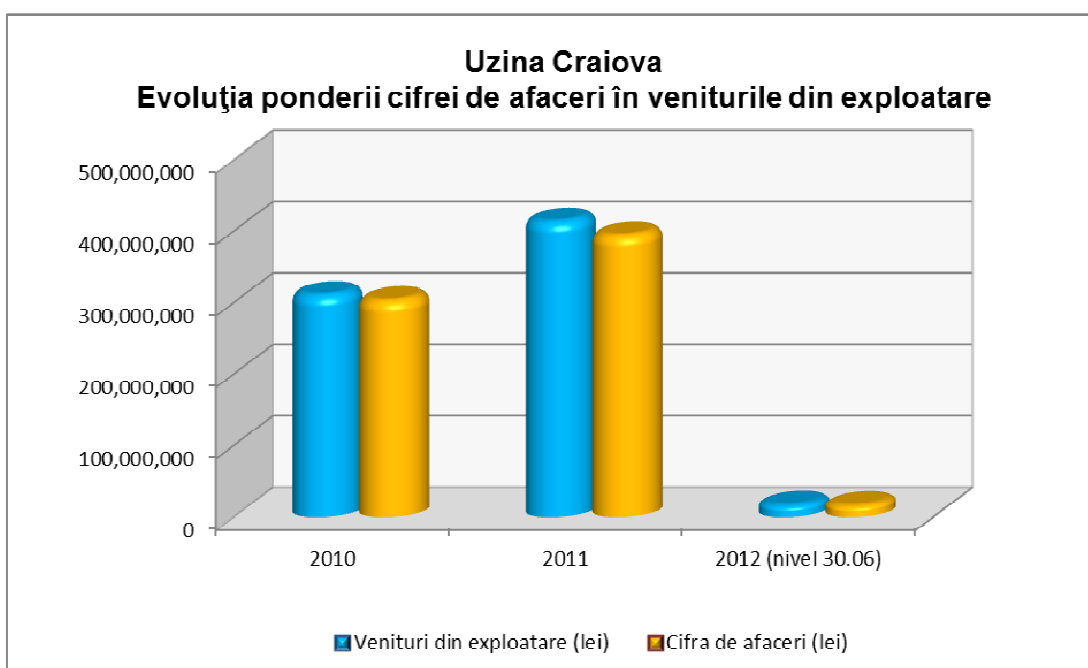


Figura 2.6.1 – 1 Evoluția ponderii cifrei de afaceri în veniturile din exploatare – Uzina Craiova

- cheltuielile de exploatare au crescut în 2011 față de 2010, cu 32% ca urmare a majorării cheltuielilor cu materiile prime și materialele consumabile, a cheltuielilor privind mărfurile, a cheltuielilor cu personalul și a altor cheltuieli de exploatare.
- pe perioada analizată, **rezultatul din exploatare este pierdere**. Această situație este ilustrată și în graficul de mai jos:

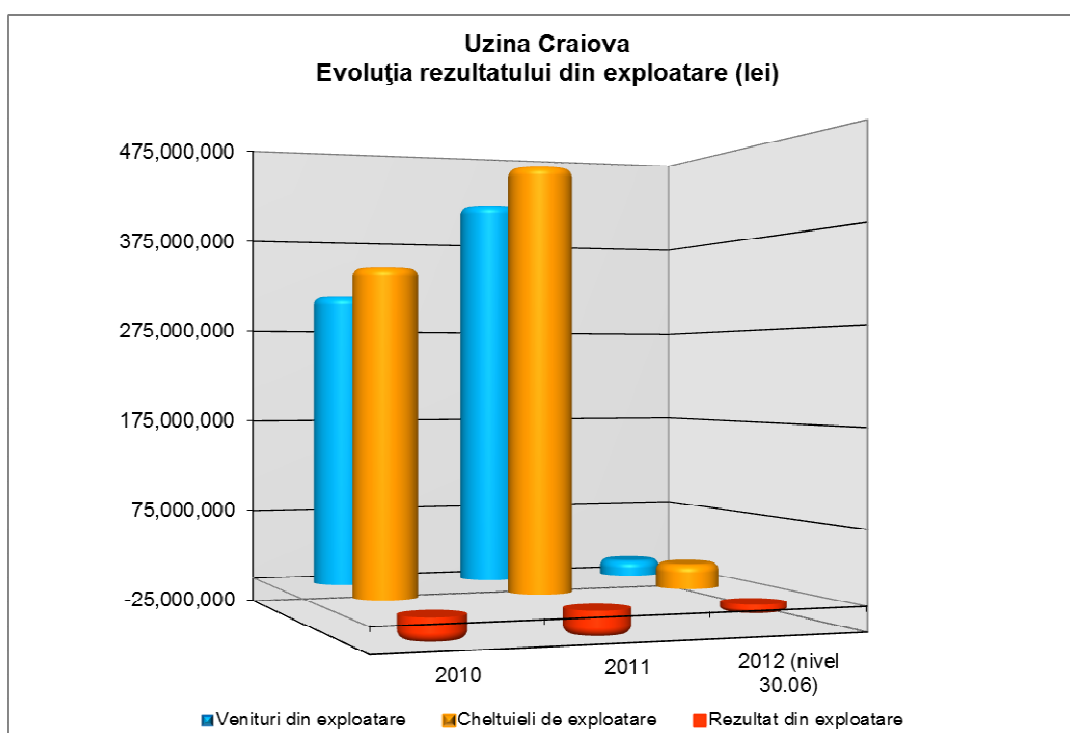


Figura 2.6.1 – 2 Rezultatul din exploatare în perioada 2010-2012 – Uzina Craiova

- Rezultatul din activitatea financiară – profit, înregistrat atât în anul 2010 cât și în anul 2011 și în primul semestru din 2012, se datorează faptului că valoarea cheltuielilor financiare este zero pe toată perioada analizată. Se înregistrează numai venituri financiare (venituri din dobânzi și alte venituri financiare), cu valori reduse în scădere de la un an la altul.
- ***Pierderea din exploatare și minimul profit obținut din activitatea financiară au dus la obținerea unui rezultat net - pierdere pe toată perioada analizată.***

Eficiența managementului societății se evidențiază prin rata de operare și se prezintă pentru perioada anilor 2010 și 2011 în tabelul de mai jos:

Tabel nr. 2.6.1 – 7 Rata de operare a Uzinei Craiova

Specificație	2010		2011	
	lei	Euro	lei	Euro
Cheltuieli totale	334 507 506	79 457 352	441 215 523	104 111 830
Venituri totale	310 979 137	73 868 533	413 635 228	97 603 820
Rata de operare	92,9%		93,7%	

Cu cât este mai mare Rata de operare, cu atât mai mare este abilitatea societății de a genera profit în condițiile unei scăderi a veniturilor.

Așa cum se poate observa din tabelul de mai sus, rata de operare este subunitară pe toată perioada analizată ceea ce înseamnă că veniturile totale nu acoperă costurile totale.

2.6.2 Situațiile financiare ale RATF Craiova

Situațiile financiare anuale aparținând Regiei Autonome de Termoficare (RATF) Craiova în perioada anilor 2010 - 2011, se prezintă sintetic în tabelele de mai jos:

Tabel nr. 2.6.2 – 1 Bilanțul contabil al RATF Craiova

Nr.crt	Specificație	2010		2011	
		lei	euro	lei	euro
1	Active imobilizate	2974001	694082	2221227	514209
2	Active circulante, din care:	146315852	34147650	129068515	29879046
2.1	- stocuri	729437	170238	675079	156279
2.2	- creanțe	143613830	33517044	127301916	29470083
2.3	- disponibilități	1972585	460368	1091520	252684
3	Conturi de regularizare	3103128	724218	1514373	350574
A	Total Activ (1+2+3)	152392981	35565950	132804115	30743828
4	Capital și rezerve, din care:	4120281	961604	4120281	953835
4.1	- capital	451017	105260	451017	104409
4.2	- prime de capital	0	0	0	0
4.3	- rezerve din reevaluare	804177	187681	804177	186165
4.4	- rezerve legale	0	0	0	0
4.5	- alte rezerve	2865087	668663	2865087	663261
5	Rezultatul reportat :	14535612	3392367	14080000	3259486
5.1	- profit	0	0	0	0
5.2	- pierdere	14535612	3392367	14080000	3259486
6	Rezultatul exercitiului:	827275	193072	0	0
6.1	- profit	827275	193072	0	0
6.2	- pierdere	0	0	7989280	1849499
7	Repartizarea profitului	0	0	0	0
B	Total Capitaluri (4+5.1-5.2+6.1-6.2-7)	-9588056	-2237690	-17948999	-4155149
9	Patrimoniu public	0	0	0	0
10	Datorii curente	161981037	37803640	150753114	34898978
11	Provizioane pentru riscuri și cheltuieli	0	0	0	0
12	Datorii pe termen lung	0	0	0	0
13	Venituri în avans (subvenții pentru investiții)	0	0	0	0
C	Total Pasiv (B+9+10+11+12+13)	152392981	35565950	132804115	30743828
D	Situația netă (A-10-12-13)	-9588056	-2237690	-17948999	-4155149

Sursa : Bilanțul pus la dispoziție de RATF Craiova.

Tabel nr. 2.6.2 – 2 Contul de profit și pierderi al RATF Craiova

Nr.crt	Specificație	2010		2011	
		lei	euro	lei	euro
1	Venituri din exploatare, din care:	108640145	25805873	104386689	24631702
	- cifra de afaceri	99715205	23685884	98129557	23155232
	ponderea CA in VE expl	91.78%		94.01%	
2	Cheltuieli de exploatare	107910398	25632532	112436428	26531166
3	Rezultatul din exploatare:				
	- profit	729747	0	0	0
	- pierdere	0	173341	-8049739	-1899464
4	Venituri financiare	119528	28392	65959	15564
5	Cheltuieli financiare	0	0	0	0
6	Rezultatul financiar:				
	- profit	119528	28392	65959	15564
	- pierdere	0	0	0	0
7	Rezultatul curent				
	- profit	849275	201733	0	0
	- pierdere	0	0	-7983780	-1883900
8	Venituri extraordinare	0	0	0	0
9	Cheltuieli extraordinare	0	0	0	0
10	Rezultatul extraordinar				
	- profit	0	0	0	0
	- pierdere	0	0	0	0
11	Venituri totale	108759673	25834265	104452648	24647266
12	Cheltuieli totale	107910398	25632532	112436428	26531166
13	Rezultatul brut				
	- profit	849275	201733	0	0
	- pierdere	0	0	-7983780	-1883900
14	Impozit pe profit	22000	5226	5500	1298
15	Rezultatul net al exercitiului				
	- profit	827275	196507	0	0
	- pierdere	0	0	-7989280	-1883900

Sursa : Contul de profit și pierdere pus la dispoziție de RATF Craiova.

Analiza datelor bilanțiere pe perioada 2010-2011 pune în evidență următoarele:

- **activele imobilizate** sunt în scădere în 2011 față de nivelul înregistrat în 2010, cu 25,31%. Acest lucru de datorează scăderii cu 24,6% a imobilizărilor corporale (în special instalații tehnice și mașini).
- **activele circulante** sunt în scădere în 2011 față de nivelul înregistrat în 2010 cu 11,8%, astfel:
 - grupa "Stocuri" (materii prime și materiale consumabile) scade cu 7,45%. Acest lucru se poate datora modificării următorilor factori:
 - cantitatea de materiale aflate în stoc
 - structura materialelor aflate în stoc
 - prețul materialelor

- grupa „Creanțe” scade cu 11,36%; creanțele comerciale înregistrează o ușoară creștere (6,4%) în timp ce „alte creanțe” înregistrează o scădere importantă (55%). Scăderea creanțelor se poate datora:
 - o diminuării volumul fizic al vânzărilor
 - o diminuării prețului de vânzare unitar al produselor și/sau serviciilor
 - o acordării unor termenele de încasare mai restrictive.
- Grupa „Casa și conturi la bănci” înregistrează o scădere de 44,67%.

Situația indică o posibilă degradare a stării de lichiditate care, dacă se extinde pe o perioadă mai mare de timp, poate genera incapacitate de onorare a plăților imediate, întâzieri în onorarea obligațiilor care generează penalități suplimentare, nevoia de a apela la credite de trezorerie purtătoare de dobânzi. Potențialii factori care duc la o reducere a disponibilităților bănești sunt:

- o reducerea vitezei de rotație a unor elemente de active circulante (stocuri și creanțe);
 - o creșterea termenelor de încasare a creanțelor în raport cu termenele de achitare a datoriilor față de furnizori;
 - o existenței unui volum mai redus al creanțelor de încasat în raport cu datoriile de achitat.
- **totalul activelor este astfel în scădere în perioada 2010-2011, cu 12,85%.**
 - nivelul **capitalurilor și rezervelor** este de 4 120 281 lei în perioada 2010-2011. Evoluția descrescătoare a valorilor în Euro se datorează exclusiv cursului de schimb valutar înregistrat la fiecare sfârșit de an.
 - **rezultatul reportat din anul precedent este pierdere** pentru perioada analizată; valoarea pierderii este în ușoară scădere în 2011 față de 2010 (cu 3%).
 - **rezultatul exercițiului este:**
 - **profit în anul 2010, în valoare de 827 275 lei și**
 - **pierdere în anul 2011, în valoare de 7 989 280 lei**
 - **totalul capitalurilor proprii înregistrează valori negative în perioada analizată.**

Acest lucru se datorează:

- în 2010, nivelului mare al pierderii raportate din anul anterior ce nu poate fi acoperită de nivelul mic al profitului obținut în 2010,
 - în 2011, pierderii raportate din anul anterior precum și pierderii obținute ca rezultat al exercițiului
- **datoriile curente** scad cu 7% în anul 2011 față de anul 2010, în special datorită reducerii importante (peste 70%) a sumelor reprezentând datoriile fiscale și datoriile privind asigurările sociale. Datoriile comerciale – furnizori sunt și ele în ușoară scădere ceea ce înseamnă că societatea a mai efectuat din plățile restante către furnizori.
 - **datoriile pe termen lung** nu înregistrează valori în perioada analizată.
 - **totalului pasivelor este astfel în scădere cu 12,85% în perioada 2010-2011**

Expresia valorii societății o reprezintă **situația netă (SN)**, respectiv capitalurile proprii, calculate ca diferență între activul total și datoriile totale contractate.

Indicatorul **situație netă** exprimă valoarea activului realizabil la un moment dat. Acest indicator îi interesează nu numai pe acționarii și proprietarii întreprinderii, care vor să cunoască valoarea pe care ei o posedă, dar în egală măsură și pe creditorii pentru care activul realizabil constituie gajul creanțelor lor. Astfel, situația netă evidențiază sumele ce vor reveni asociaților sau acționarilor în caz de lichidare.

Situația netă mai restrictivă, exclude din capitalurile proprii subvențiile pentru investiții și provizioane. Situația netă poate fi pozitivă sau negativă. Valoarea pozitivă reflectă o gestiune economică sănătoasă, normală iar valoarea negativă, o situație de faliment.

Conform celor prezentate în tabelul „Bilanțul contabil al RATF Craiova”, situația netă este negativă și în scădere în 2011 față de 2010.

Marja de securitate financiară a societății care îi permite acestuia să facă față riscurilor pe termen scurt, este dată de indicatorul **fond de rulment (FR)**.

Din analiza datelor de bilanț se observă faptul că RAT Craiova dispune de fond de rulment negativ, resursele permanente (capitaluri proprii și datorii financiare) fiind mai mici decât necesitățile permanente de alocare a fondurilor bănești (active imobilizate).

Tabel nr. 2.6.2 – 3 Fondul de rulment la dispoziția RATF Craiova

2010		2011	
lei	Euro	lei	Euro
-12 562 057	-2 931 772	-20 170 226	-4 669 358

Fond de rulment negativ reflectă absorbția unei părți din resursele temporare (datorii pe termen scurt) pentru finanțarea unor nevoi permanente, contrar principiului contabil conform căruia nevoilor permanente li se alocă resurse permanente; în acest caz situația este periculoasă prin dezechilibrul financiar pe care îl poate naște.

Un alt indicator de echilibru financiar este **nevoia de fond de rulment (NFR)** care se calculează ca diferență între nevoile temporare (stocuri și creanțe) și resursele temporare (datorii pe termen scurt)

Din analiza datelor de bilanț se observă faptul că RATF Craiova înregistrează valori negative al indicatorului NFR:

Tabel nr. 2.6.2 – 4 Nevoia de fond de rulment la dispoziția RATF Craiova

2010		2011	
lei	Euro	lei	Euro
-17 637 770	-4 116 358	-22 776 119	-5 272 616

Daca nevoia de fond de rulment este negativă, ea semnifică un surplus de resurse temporare, în raport cu nevoile corespunzătoare de capitaluri circulante, sau necesități temporare mai mici decât sursele temporare posibile de mobilizat.

Rezultatul întregului echilibru financiar al societății este dat de **trezoreria netă (TN)**, a cărei valoare trebuie să fie pozitivă. Trezoreria netă reprezintă diferența dintre fondul de rulment și nevoia de fond de rulment.

Din analiza datelor de bilanț se observă faptul că RATF Craiova înregistrează valori pozitive ale indicatorului TN:

Tabel nr. 2.6.2 – 5 Trezoreria netă la dispoziția RATF Craiova

2010		2011	
lei	Euro	lei	Euro
5 075 713	1 184 586	2 605 893	603 258

Nu intodeauna trezoreria pozitivă indică o situație sănătoasă a societății pentru că scopul acesteia nu este deținerea unei trezorerii ci antrenarea resurselor în activități eficiente.

Analiza datelor contului de profit și pierdere pe perioada 2010-2011 pune în evidență următoarele:

- veniturile din exploatare au scăzut ușor în 2011 față de nivelul înregistrat în anul 2010.

Veniturile din exploatare se formează în special pe baza cifrei de afaceri; ponderea cifrei de afaceri în veniturile din exploatare se prezintă în tabelul de mai jos:

Tabel nr. 2.6.2 – 6 Ponderea cifrei de afaceri în veniturile din exploatare – RATF Craiova

	2010	2011
Ponderea CA în veniturile din exploatare	91,78%	94,01%

Așa cum se observă din tabelul de mai sus, ponderea cifrei de afaceri în veniturile din exploatare crește ușor în 2011 față de nivelul înregistrat în 2010. Aceasta pondere este redată și în graficul de mai jos:

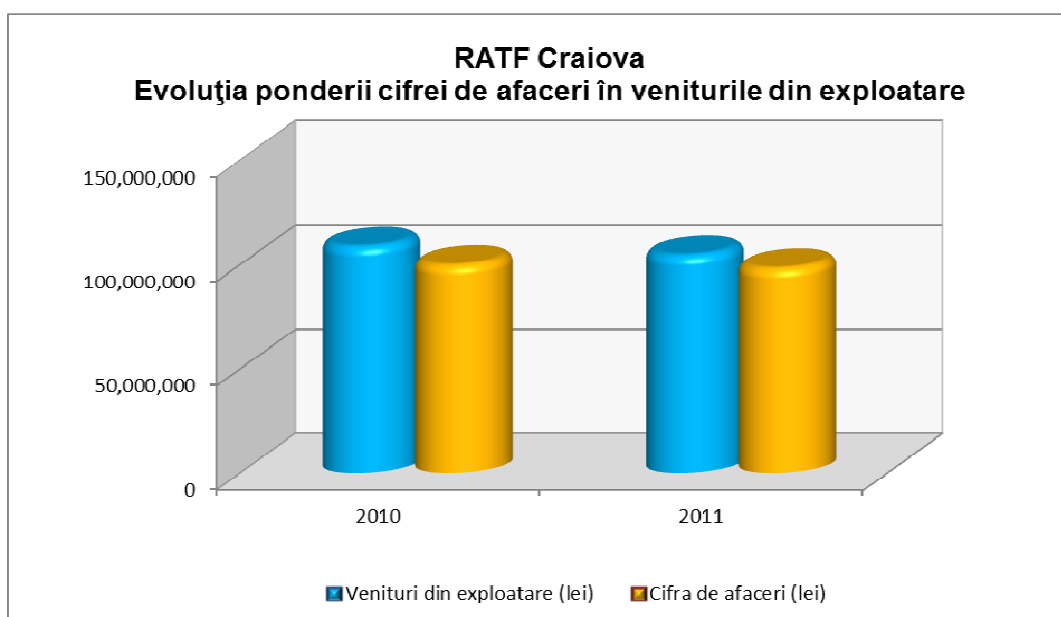


Figura 2.6.2 – 1 Evoluția ponderii cifrei de afaceri în veniturile din exploatare – RATF Craiova

- cheltuielile de exploatare au crescut în 2011 față de 2010 cu 4,2% ca urmare a majorării cheltuielilor cu materiile prime și materialele consumabile, a cheltuielilor privind mărfurile, a cheltuielilor cu personalul și a altor cheltuieli de exploatare.
- pe perioada analizată, **rezultatul din exploatare este:**
 - **profit în anul 2010**
 - **pierdere în anul 2011**

Această situație este ilustrată și în graficul de mai jos:

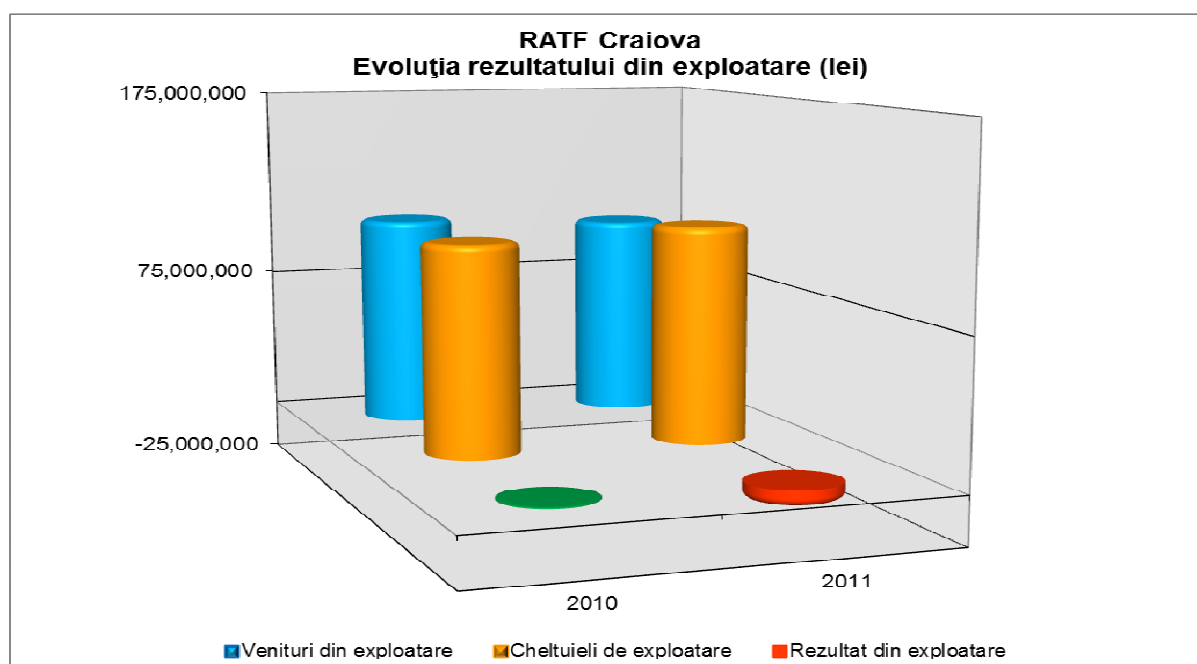


Figura 2.6.2 – 2 Rezultatul din exploatare în perioada 2010-2011 – RATF Craiova

- Rezultatul din activitatea financiară – profit, înregistrat atât în anul 2010 cât și în anul 2011 se datorează faptului că valoarea cheltuielilor financiare este zero pe toată perioada analizată. Se înregistrează numai venituri financiare (venituri din dobânzi și alte venituri financiare), cu valori reduse și în scădere de la un an la altul.
- **Rezultatul din exploatare și minimul profit obținut din activitatea financiară au dus la obținerea unui rezultat net – profit în anul 2010 și pierdere în anul 2011.**

Eficiența managementului societății se evidențiază prin rata de operare și se prezintă pentru perioada anilor 2010 și 2011 în tabelul de mai jos:

Tabel nr. 2.6.2 – 7 Rata de operare a RATF Craiova

	2010		2011	
	lei	Euro	lei	Euro
Cheltuieli totale	107910398	25632532	112436428	26531166
Venituri totale	108759673	25834265	104452648	24647266
Rata de operare	1,008		0,930	

Cu cât este mai mare Rata de operare, cu atât mai mare este abilitatea societății de a genera profit în condițiile unei scăderi a veniturilor.

Așa cum se poate observa din tabelul de mai sus, rata de operare este supraunitară în anul 2010 și subunitară în anul 2011 ceea ce înseamnă că în acest an veniturile totale nu acoperă costurile totale.

2.7 Evaluarea situației din punct de vedere al respectării cerințelor de mediu

În concordanță cu prevederile Directivei Uniunii Europene nr. 2001/80/EC cu privire la limitarea unor emisii de poluanți provenite de la instalațiile mari de ardere, transpusă în legislația românească prin HG 541/2003 și HG 322/2005, blocurile 1 și 2 din cadrul S.E. Craiova au beneficiat de o perioadă de tranziție pentru respectarea concentrației emisiei de de NO_x termen limită pentru conformare data de 31.12.2009 iar pentru emisiile de SO₂, data de 31 decembrie 2010.

În anul 2010 S.E. Craiova a definitivat două proiecte importante de mediu:

- Mărirea stabilității depozitului de zgură și cenușă de la Valea Mănăstirii, folosind tehnologia de preparare a fluidului autoîntăritor de zgură și cenușă de electrofiltru
- Reducerea emisiilor de NO_x la cazanele de abur de la Blocurile 1 și 2, prin montarea de arzătoare cu formare redusă de NO_x.

În vederea respectării limitelor de emisii de SO₂ impuse de Directiva 2010/75/CE, în cadrul S.E. Craiova este în curs de derulare proiectul de investiție privind montarea unei instalații comune de desulfurare de tip umed pentru blocurile 1 și 2, prin implementarea căruia se va realiza reducerea emisiilor de SO₂ la valori sub 200 mg/Nm³.

În vederea definitivării lucrărilor pentru implementarea instalației de desulfurare, blocurile energetice au derogare pentru funcționare până la 31.12.2015.

De asemenea, cazanele de abur industriale CR3 și CR4, precum și cazanele de apă fierbinte CAF3 și CAF4, cu funcționare pe cărbune și suport păcură au stabilită perioadă de derogare conform HG 440/2010 până la 31.12.2015.

Cazanele de apă fierbinte CAF 1 și CAF 2 cu funcționare pe păcură sunt retrase din exploatare în vederea realizării lucrărilor de trecere la funcționarea pe gaze naturale.

2.8 Prezentarea măsurilor de eficientizare a sistemului de termoficare

2.8.1 Măsuri de eficientizare realizate până în prezent

Uzina Craiova

Până în prezent în cadrul Uzinei Craiova au fost derulate următoarele lucrări de investiții, în vederea creșterii eficienței energetice și economice la sursa de producere:

Tabel nr. 2.8.1 – 1 Principalele investiții de eficientizare realizate de Uzina Craiova la sursa de producere

Anul	Denumire lucrare	Valoare (lei)
2003	Reparație capitală a turbinei cu abur de la blocul energetic nr. 1	7.030.000,00
2004	Reparație capitală a turbinei cu abur de la blocul energetic nr. 2	2.700.000,00
	Reparație capitală la preîncălzitorul de aer rotativ aferent blocului energetic nr. 2	3.142.000,00
2007	Modernizare EPA 1 aferentă blocului energetic nr.1	3.459.043,49
	Modernizare sistem reglare REH de la turbina cu abur nr. 2	2.438.160,69
	Creșterea eficienței și siguranței în exploatare a turbinei cu abur nr. 2 prin montare PIP 6 bis	788.876,98
	Modernizare rețea canalizare în incinta Uzinei Craiova	6.235.270,19
2008	Creșterea eficienței și siguranței în exploatare a stației electrice 2BA și 2BB	1.253.620,25
	Modernizare pompe EPA 2	3.680.889,25
	Contorizare ape evacuate în canalizare ape menajere Craiova	463.332,31
2009	Modernizare instalație de transport cărbune prin montarea acționări electrice noi la benzile de cărbune B2A și B2B	257.851,33
	Creșterea eficienței și siguranței în exploatare a stațiilor electrice OBK și OBR	1.644.388,90
2010	Modernizare linii de acționare MVC bloc nr. 2	1.428.139,64
	Modernizare linii de acționare MVC bloc nr. 1	1.415.123,40
2011	Modernizare linii de acționare MVC bloc nr. 1	1.637.821,76
TOTAL INVESTIȚII		37.574.518,19

Sistemul de transport

Lucrările executate până în prezent la rețeaua de transport au constat în:

- reparații locale și înlocuiri de componente în zonele unde au apărut uzuri mari; au fost înlocuite racorduri de lungime redusă, coturi, armături.
- extinderea rețelei de termoficare în soluția de conducte preizolate pe o lungime de 1,44 km, în cartierul Craiovița Nouă, prin preluarea a 11 CT și transformarea lor în puncte termice
- contorizarea energiei termice pe circuitul primar al punctelor termice.

Tabel nr. 2.8.1 – 2 Principalele investiții de eficientizare realizate de Uzina Craiova la sistemul de transport al energiei termice

Anul	Denumire lucrare	Valoare (lei)
2007	Contorizarea energiei termice la punctele termice din Municipiul Craiova	1.258.145,53
2008	Extindere rețea magistrală de termoficare Craiovița Nouă	3.564.879,59
TOTAL INVESTIȚII		4.823.025,12

Punctele termice

Prin activitatea de exploatare – supraveghere permanentă, controale periodice, unele verificări și probe, prin aplicarea normativelor, a regulamentelor de exploatare tehnică, a instrucțiunilor furnizorilor de echipamente și a instrucțiunilor tehnice interne pentru fiecare agregat și loc de muncă, se stabilesc lucrările care trebuie să reducă și să mențină instalațiile în starea tehnică prescrisă. Lucrările stabilite pe această bază se execută fie în cadrul activității de exploatare (întreținere curentă), fie în activitatea de reparații (programate sau accidentale).

Reviziile tehnice și reparațiile se planifică anual și lunar pentru toate mijloacele fixe din dotare.

Regia Autonomă Termoficare Craiova urmărește funcționarea mijloacelor fixe din dotare prin fișele tehnice întocmite pentru fiecare mijloc fix, completate lunar cu numărul orelor de funcționare, în baza lor și a ciclului de reparații stabilindu-se graficele pentru revizii și reparații lunare și anuale.

În cadrul lucrărilor de reabilitare și modernizare a punctelor termice (23 PT reabilite/modernizate) s-au realizat următoarele:

- lucrări de reparații, finisaje și amenajări constructive ale părților de construcții aferente a 22% din construcțiile punctelor termice actuale (dezafectări și demolări ale postamentelor utilajelor existente, refacere pardoseli, re compartimentare corespunzătoare a clădirilor existente, reparații tencuieli exterioare și interioare, zugrăveli și vopsitorii, refacere tâmplărie metalică, etc.);
- lucrări de refacere a instalațiilor electrice, de încălzire, sanitare și canalizare;

- înlocuirea tuturor utilajelor, echipamentelor și instalațiilor existente în punctele termice (cu excepția schimbătoarelor de căldură cu plăci inoxidabile modernizate într-o etapă anterioară;
- executarea instalațiilor termomecanice pentru asigurarea schemei funcționale a punctelor termice de preparare a apei calde în două trepte serie, în paralel cu instalația de încălzire;
- înlocuirea electropompelor de circulație a agentului termic secundar utilizat pentru încălzire, cu electropompe performante acționate cu turație variabilă, cu caracteristici tehnice și funcționale corespunzătoare sarcinii termice actualizate;
- înlocuirea electropompelor de adaos existente, cu electropompe performante, dotate cu tablou de automatizare pentru asigurarea umplerii și completării automate a instalației de încălzire;
- înlocuirea electropompelor de circulație, respectiv de ridicarea presiunii în circuitul de distribuție al apei calde de consum cu electropompe acționate cu turație variabilă;
- dotarea cu dispozitive și echipamente de siguranță a utilajelor, echipamentelor și instalațiilor din punctele termice, împreună cu aparatura necesară de măsură și control;
- contorizarea energiei termice distribuite la nivelul punctelor termice, sub formă de agent secundar pentru încălzire și apă caldă de consum;
- înlocuirea sistemului de expansiune existent cu un modul funcțional care să asigure menținerea presiunii din instalațiile de încălzire, preluarea volumului de apă rezultat din dilatare ca urmare a creșterii temperaturii;
- înlocuirea instalațiilor de dedurizare a apei;
- înlocuirea armăturilor de sectorizare și închidere instalate pe distribuitorii și colectoarele din punctele termice cu robinete cu obturator sferic, cu corp din oțel și organ de închidere din oțel inoxidabil;
- s-a asigurat sistemul de comunicație între contoarele de energie termică montate la blocurile de locuințe și punctele termice la care sunt acestea arondate, în vederea centralizării datelor, pentru implementarea unui sistem unitar și coerent de citire și prelucrare a informațiilor pentru facturarea consumurilor și monitorizarea funcționării punctelor de consum;
- dotarea cu instalații de automatizare și dispecerizare, care să asigure monitorizarea și supravegherea instalațiilor, precum și transmiterea la distanță a parametrilor de funcționare, împreună cu datele furnizate de echipamentele de contorizare de la blocurile de locuințe la dispeceratul central al regiei;
- integrarea sistemului de exploatare centralizată, supraveghere și control al punctelor termice modernizate în sistemul dispecer existent.

Sistemul de distribuție

Lucrări de reabilitare

În perioada 1993-2011 au fost executate lucrări de reabilitare a conductelor termice, pe traseele care prezentau pierderi masive de agent prin neetanșeități și pierderi de energie termică prin conducție și convecție, ca urmare a tasării, umezirii sau discontinuității izolației. Lucrările de reabilitare au constat în înlocuirea conductelor care prezentau uzură foarte mare și nu mai prezentau siguranță în exploatare.

Până la sfârșitul anului 2011 au fost reabilitați cca. 120 km de conductă, păstrându-se soluția clasică de conductă cu izolație de vată minerală și carton bitumat.

Lucrări de modernizare

În cursul anului 2007 au fost executate lucrări de modernizare a sistemului de distribuție a energiei termice aferente: PT9 Craiovița Nouă, CT6 Calea București și PT 8 Calea București.

În cadrul acestor lucrări rețeaua termică aferentă PT9 Craiovița Nouă, CT6 Calea București și PT 8 Calea București (cca. 3,5 km, reprezentând cca. 0,7% din total) a fost înlocuită integral cu conducte preizolate, cu grosimea izolației de 3 cm, pozate în pământ, dotate cu sistem de detectare, semnalizare și localizare a pierderilor.

Pentru rețelele aferente punctelor termice modernizate, sistemul de monitorizare, detecție și supraveghere a stării tehnice a conductelor este integrat în sistemul dispecer organizat în incinta PT10 Craiovița Nouă.

Prin modernizarea sistemului de distribuție la obiectivele termice menționate, numărul de incidente și avarii a scăzut la zero de la punere în funcțiune și până în prezent, iar pierderile masice și calorice de la plecarea din surse până la utilizatorii finali au fost limitate strict la scăpările de fluid prin neetanșeități apărute în instalațiile utilizatorilor.

Tabel nr. 2.8.1 – 3 Principalele investiții de eficientizare realizate de RATF Craiova la sistemul de distribuție (lei)

Denumire lucrare	Valoare totală proiect (lei)	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	TOTAL realizat 2004-2011 (lei)
Achiziție de sisteme de măsurare a energiei termice	11,680,304.97	2,999,682.67	3,949,872.30	4,730,750.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	11,680,304.97
Modernizare 9 centrale termice în municipiul Craiova	2,853,540.00	0.00	2,853,540.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2,853,540.00
Modernizare SCP pentru încălzire și preparare apă la puncte termice urbane, etapa I-a	4,651,100.00	0.00	4,651,100.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	4,651,100.00
Modernizare 6 centrale termice din municipiul Craiova	5,115,970.00	0.00	0.00	5,115,970.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	5,115,970.00
Modernizare SCP pentru încălzire și preparare apă la puncte termice urbane, etapa a II-a	4,704,950.00	0.00	0.00	4,704,950.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	4,704,950.00
Modernizare sistem centralizat de distribuție a energiei termice	212,248,000.00	0.00	0.00	0.00	6,305,300.00	0.00	0.00	0.00	0.00	6,305,300.00
Transformare 11 centrale termice în puncte termice urbane din cartierul Craiovița Nouă	13,162,670.00	0.00	0.00	0.00	13,162,670.00	0.00	0.00	0.00	0.00	13,162,670.00
Modernizare puncte termice urbane din municipiul Craiova, etapa a III-a	105,839,600.00	0.00	0.00	0.00	482,160.00	6,492,675.32	2,999,124.79	1,237,938.07	768,913.73	11,980,811.91
Total	360,256,134.97	2,999,682.67	11,454,512.30	14,551,670.00	19,950,130.00	6,492,675.32	2,999,124.79	1,237,938.07	768,913.73	60,454,646.88

2.8.2 Măsurile de eficientizare în curs de realizare

Punctele termice

În prezent se află în curs de derulare procedura de achiziție publică pentru reabilitarea/modernizarea a trei puncte termice în vederea îmbunătățirii performanțelor energetice: PT Mihai Viteazu, PT9 Calea București, PT Sărari.

Rețelele de distribuție

În prezent se derulează procedura de achiziție pentru realizarea lucrărilor de modernizare pentru rețeaua aferentă PT 8 Calea București (cca. 2,3 km, reprezentând cca. 0,6% din total rețea).

2.9 Prezentarea măsurilor de conformare la prevederile reglementărilor privind protecția mediului

În vederea conformării la cerințele UE privind protecția mediului, electrofiltrele de cenușă de la blocurile 1 și 2 din cadrul Uzinei Craiova au fost re tehnologizate cu echipamente de 111 kV inclusiv transformatorul/ redresorul amplasate pe EF. Sistemul de automatizare este compus dintr-un singur Epic-ABB PLC. Electrozii în câmp electrostatic, izolația și alte dispozitive au fost

de asemenea re tehnologizate. Ca urmare a acestor lucrări, nivelul de cenușă se menține la valori sub 50 mg/Nm³.

De asemenea, au fost realizate lucrări de supraînălțare și mărirea stabilității depozitului de zgură și cenușă, precum și implementarea de arzătoare cu formare redusă de NO_x la cazanele energetice nr. 1 și 2.

Tabel nr. 2.9 – 1 Măsurile de conformare la reglementările privind protecția mediului realizate de Uzina Craiova în perioada 2003-2011

Anul	Denumire lucrare	Valoare (lei)
2003	Retehnologizare electrofiltru de cenușă aferent blocului energetic nr. 1	11.160.000,00
2004	Retehnologizare electrofiltru de cenușă aferent blocului energetic nr. 2	12.180.000,00
2008	Depozit zgură și cenușă tranșa IV compartimentul nr. 1 cota 174-177	8.299.365,12
2010	Mărirea stabilității depozitului de zgură și cenușă Valea Mănăstirii folosind tehnologia de preparare a fluidului autointaritor de zgură și cenușă de electrofiltru	129.453.671,39
2011	Reducerea emisiilor de NO _x la cazanele tip Benson bloc nr.1 și 2	17.322.830,67
TOTAL INVESTIȚII		178.415.867,1

La ora actuală în cadrul Uzinei Craiova sunt în curs de derulare următoarele proiecte pentru conformarea la prevederile legislative privind protecția mediului:

- Proiectul privind montarea unei instalații comune de desulfurare de tip umed pentru blocurile 1 și 2, prin implementarea căruia se va realiza reducerea emisiilor de SO₂ la valori sub 200 mg/Nm³.

Instalația de desulfurare, va deservi grupurile energetice nr. 1 și nr. 2, mai exact cele două cazane de 525 t/h abur, cu o putere termică nominală totală de 946 MWt, reprezentând IMA 1.

Tehnologia stabilită pentru Uzina Craiova este desulfurare umedă prin oxidare forțată a calcarului umed. Principiul de bază pentru îndepărtarea SO₂ din gazele de ardere constă în aducerea în contact a gazelor de ardere cu soluție absorbantă (șlam) de calcar, cu care SO₂ reacționează, rezultând sulfat și sulfat de calciu după un proces de oxidare forțată cu aer.

- Proiectul de trecere la funcționarea pe gaze naturale a cazanelor de apă fierbinte CAF 1 și CAF 2 cu funcționare pe păcură, conform proiectului inițial.

2.10 Estimarea stadiului de realizare a programului de reabilitare termică a blocurilor de locuințe

Îmbunătățirea eficienței energetice a clădirilor constituie o preocupare majoră la nivel european și național. Consumul energetic al clădirilor are o pondere însemnată în consumul energetic total al Uniunii Europene și al României, iar potențialul de reducere a consumurilor energetice prin reabilitarea termică a clădirilor este important (de circa 25-40 %).

Reabilitarea termică a clădirilor și instalațiilor aferente este parte integrantă a politicii energetice a României și se realizează prin soluții tehnice și măsuri care conduc la scăderea consumurilor energetice și de combustibil, scăderea costurilor de întreținere pentru încălzire și prepararea apei calde de consum, îmbunătățirea condițiilor de igienă și confort termic, reducerea emisiilor poluante generate de producerea, transportul și consumul de energie. Creșterea performanței energetice a clădirilor este parte a acquis-ului comunitar, cerință a Directivei 91/2002/CE privind performanța energetică a clădirilor, preluată în legislația română prin Legea nr. 372/2005 și a Directivei 2006/32/EC privind realizarea unei rate anuale de economie de energie de 1 % în următorii 9 ani. În România, MDRL este autoritate pentru control și supraveghere la nivel național pentru eficiența energetică în clădiri.

OUG nr. 18/2009 privind creșterea performanței energetice a blocurilor de locuințe stabilește lucrările de intervenție pentru reabilitarea termică a blocurilor de locuințe construite după proiecte elaborate în perioada 1950—1990, etapele necesare realizării lucrărilor, modul de finanțare a acestora, precum și obligațiile și răspunderile autorităților administrației publice și ale asociațiilor de proprietari.

Lucrările de intervenție se realizează în baza următoarelor programe privind creșterea performanței energetice la blocurile de locuințe:

- programul local multianual, fundamentat și elaborat de autoritățile administrației publice locale, pe baza contractelor de mandat încheiate cu asociațiile de proprietari;
- programul național multianual, elaborat de Ministerul Dezvoltării Regionale și Locuinței, în baza programelor locale.

Finanțarea executării lucrărilor de intervenție se asigură astfel:

- 50 % din alocații de la bugetul de stat, în limita fondurilor aprobate anual cu această destinație în bugetul Ministerului Dezvoltării Regionale și Locuinței;
- 30 % din fonduri aprobate anual cu această destinație în bugetele locale și/sau din alte surse legal constituite;
- 20 % din fondul de reparații al asociației de proprietari și/sau din alte surse legal constituite.

Consumul de căldură aferent încălzirii și preparării apei calde de consum caracteristic clădirilor de locuit din România este mult superior valorilor caracterizând clădiri din Uniunea Europeană situate în zone cu caracteristici climatice similare. Consumurilor energetice ridicate le

corespund degajări importante de noxe, în special gaze cu efect de seră. Consumul ridicat de energie termică se datorează în principal:

- pierderilor mari de energie termică datorate performanțe termice slabe a învelișului clădirii;
- supra-consum din cauza lipsei de stimulente pentru economisirea de energie (contorizarea individuală);
- supraîncălzire din cauza lipsei robinetelor termostatare la corpurile de încălzire;
- consum excesiv de apă caldă de consum, datorită lipsei recirculării.

La nivelul clădirilor se impun două activități obligatorii:

- optimizarea consumului de utilități la nivelul consumatorului, prin:
 - reabilitarea anvelopei clădirilor (izolarea termică a elementelor de construcție opace și generalizarea dotării cu geamuri termoizolante);
 - controlul și reglarea consumului de căldură la nivelul instalațiilor din clădiri;
- contorizarea consumului de căldură la nivelul consumatorilor.

Reabilitarea anvelopei unei clădiri constă în:

- izolarea termică a pereților exteriori ai blocului;
- înlocuirea ferestrelor întregului bloc și a ușilor exterioare existente cu unele superioare calitativ, care vor izola mai bine fiecare încăpere;
- termo-hidroizolarea acoperișurilor sau a terasei/termoizolarea planșeului de peste ultimul nivel, în cazul șarpantei;
- izolarea termică a planșeului peste subsol, în cazul în care prin proiectarea blocului sunt prevăzute apartamente la parter;
- lucrări de refacere a finisajelor anvelopei.

Din informațiile colectate de la RATF Craiova, lucrările de creștere a eficienței energetice la consumatorii finali în municipiul Craiova se află într-un stadiu incipient. Până în prezent au fost reabilitate termic un număr de 7 blocuri de locuințe.

În lipsa unor date concrete privind derularea programului, în cadrul prezentei documentații se va lua în considerare ipoteza desfășurării lucrărilor de investiții pe o perioadă de 7 ani, începând cu anul 2014, perioadă în care se consideră reabilitarea tuturor celor 4021 scări de bloc racordate la SACET.

2.11 Situația economică a municipiului Craiova și situația socială a locuitorilor

Activitatea economică

Municipiul Craiova este amplasat în Macroregiunea 4, Regiunea de dezvoltare Sud-Vest Oltenia, județul Dolj.

Craiova este al cincilea oraș ca mărime după numărul locuitorilor, conform „INS. Romania în cifre, 2011”, având o populație de 298740 locuitori (la 1 iulie 2010).

Municipiul Craiova include un număr de 8 localități adiacente, cu o populație cuprinsă între 700 – 3400 locuitori.

Activitățile industriale principale în municipiul Craiova sunt:

- construcții metalice și produsele din metal
- mijloacele de transport rutier
- mașini și echipamente
- fabricarea materialelor de construcții și a altor produse nemetalice
- industria chimiei și a fibrelor sintetice
- confecționarea îmbracamintei din textile, blănuri și piele
- industria textilă și a produselor textile
- industria alimentară, a băuturilor și tutunului.

Analiza delimitării activității economice, la nivelul municipiului Craiova, arată că unitățile active au avut o evoluție descendentă de la 10830 unități active la începutul anului 2010 la 9899 unități active la începutul anului 2011, conform Raportului Primarului pentru anul 2011.

Numărul unităților active a înregistrat o tendință descrescătoare în majoritatea ramurilor, singura ramură în care s-a consemnat creștere fiind sănătate și asistență socială cu 2,6%.

Din perspectiva formei de proprietate a unităților active, 99,6% sunt majoritar private (99,6% la începutul anului 2010), iar 0,4% sunt majoritar de stat (0,4% la începutul anului 2010).

După clasa de mărime, apreciată după numărul de salariați, la începutul anului 2011, marea majoritate a unităților se înscriu în categoria micro și mici (sub 50 salariați) cu o pondere de 97,8% (97,8% la începutul anului 2010), întreprinderile medii (50 – 249 salariați) și mari (250 salariați și peste) având o pondere redusă, respectiv 2,2% (2,2 la începutul anului 2010) din totalul unităților active. IMM-urile au reprezentat 99,6% în total unități active la fel la începutul anului 2010.

Cea mai mare pondere în totalul cifrei de afaceri, o dețin ramurile aparținătoare comerțului cu ridicata și cu amănuntul cu 43,8%, industriei cu 38,8% și construcțiilor cu 6,3%.

O pondere importantă în totalul cifrei de afaceri din industrie o are industria prelucrătoare cu 48,1% (48,1% la începutul anului 2010), iar în cadrul acesteia fabricarea autovehiculelor de transport rutier (20,6%), industria alimentară (20,1%), fabricarea echipamentelor electrice (19,3%), fabricarea articolelor de îmbrăcăminte (5,4%) ș.a.

În cadrul industriei prelucrătoare, industria alimentară, fabricarea articolelor de îmbrăcăminte, fabricarea produselor din cauciuc și mase plastice, industria construcțiilor metalice și a produselor din metal, fabricarea de mobilă dețin împreună 56,6% din totalul unităților active.

Cifra de afaceri, obținută de cele 9899 unități active a fost de 15730127,0 mii lei, ceea ce înseamnă în medie 1589,1 mii lei pe o unitate activă față de 1491,1 mii lei RON pe o unitate activă la începutul anului 2010.

La începutul anului 2011, ponderea IMM-urilor în totalul cifrei de afaceri a fost de 75,6%, comparativ cu începutul anului 2010, când ponderea acestora în total cifră de afaceri a fost de 77,6%.

Populația

Craiova este al cincilea oraș ca mărime după numărul locuitorilor, conform „INS. Romania în cifre, 2011”.

Evoluția populației municipiului Craiova a pus în evidență dublarea acesteia în ultimele decenii, pe întregul interval alternând perioade de evoluție, chiar până în anul 2000 și involuție, mai ales în ultimii ani.

La 1 iulie 2010, populația Municipiului Craiova a fost de 298740 locuitori, din care 142255 bărbați (47,6%) și 156485 femei (52,4%); ca urmare, densitatea populației a ajuns la 3669,6 locuitori/km² în anul 2010.

Numărul mediu al salariaților, la nivelul municipiului Craiova, a scăzut continuu din anul 2000 până în anul 2006 când a început să crească ușor. Astfel, la începutul anului 2011 acesta a ajuns la 93322 persoane, în scădere cu 7,3% față de începutul anului 2010.

Ponderea cea mai mare o au salariații din industrie (25,1%), urmați de cei din comerț (24,3%), sănătate (10,6%), învățământ (8,7), construcții (6,4%), transport și depozitare (6,0%).

Câștigul salarial nominal mediu net lunar în județul Dolj, în anul 2010 a fost de 1299 lei/salariat. Comparativ cu câștigul salarial nominal mediu net lunar, pe economie, de 1391 lei/salariat, acesta reprezintă 93,4%.

În luna decembrie 2011, conform datelor furnizate de Agenția Județeană pentru Ocuparea Forței de Muncă Dolj, numărul șomerilor în evidență și plată, a fost de 4586 persoane, în scădere față de anul 2010 când s-au înregistrat 7696 șomeri.

Ponderea șomerilor în populația de varstă 18 – 62 ani a avut o evoluție oscilantă, în anul 2010 fiind de 3,5%, iar în anul 2011 aceasta fiind de 2,1%.

Casa Județeană de Pensii Dolj, a asigurat, în cursul anului 2011, servicii următoarelor categorii de persoane:

- 159 448 pensionari de asigurări sociale de stat din sistemul public din care 70.077 au domiciliul în municipiul Craiova;
- 39.490 pensionari de asigurări sociale proveniți din fostul sistem al asigurărilor sociale pentru agricultori din care 528 au domiciliul în municipiul Craiova ;

Măsuri de protecție socială

Ordonanța de Urgență nr. 70/2011 privind măsurile de protecție socială, în perioada sezonului rece, vine în întâmpinarea populației vulnerabile, prin eliminarea treptată a compensațiilor de la bugetul de stat, cu consecința extinderii plajelor de venituri nete prevăzute pentru solicitanții de ajutoare pentru încălzirea locuinței cu energie termică la 786 lei/membru de familie, respectiv 1082 lei pentru persoana singură.

Astfel, se acordă din bugetul de stat compensarea procentuală aplicată la contravaloarea energiei termice consumate lunar, de consumatorii vulnerabili, în limita consumului mediu lunar de energie termică pentru încălzire stabilită pentru familie și persoana singură pe tip de apartament, în funcție de zona de temperatură.

Compensarea procentuală suportată de la **bugetul de stat**, prin bugetul Ministerului Muncii, Familiei și Protecției Sociale se acordă corespunzător unor trepte de venit lunar pe membru de familie sau persoană singură, astfel:

- procentul este de 90% în situația în care venitul net mediu lunar pe membru de familie sau persoană singură este de până la 155 lei, și scade ajungând la 5% în situația în care venitul net mediu lunar pe membru de familie sau persoană singură este cuprins între 615,1 lei și 786 lei.

În completarea acestor compensări acordate de la bugetul de stat, conform art. 7 alin(2) lit.b și art.8 alin (6)și (8) din O.UG nr. 70/2011 autoritățile administrației publice locale pot stabili prin hotărâre a consiliului local ajutoare lunare pentru încălzirea locuinței cu energie termică.

Nivelul compensărilor ce se acordă de la bugetele locale este de asemenea corespunzător unor trepte de venit lunar pe membru de familie sau persoană singură, astfel:

- până la 7% în situația în care venitul net mediu lunar pe membru de familie sau persoană singură este până la 155 lei, procentul crescând până la 61% în situația în care venitul net mediu lunar pe membru de familie sau persoană singură este cuprins între 615,1 lei și 786 lei ;
- până la 63% în situația în care venitul net mediu lunar al persoanei singure este cuprins între 786,1 lei și 1.082 lei.

În conformitate cu prevederile OUG 70/2011, unitățile administrației publice locale au obligația să acorde un sprijin cumulat care să reprezinte cel puțin 10% din maximumul compensării stabilit în sarcina autorității locale.

Pornind de la evidențele Consiliului Local al Municipiului Craiova pentru sezonul rece 2010-2011 din care rezultă că au fost înregistrate lunar 9000 cereri în condițiile unui venit net de maximum 615 lei/persoană, în perioada noiembrie 2011- martie 2012, s-a înregistrat o creștere a numărului de beneficiari de ajutor pentru încălzirea locuinței cu energie termică la circa 15000 familii și persoane singure. Această creștere a fost determinată de modificarea venitului net care pentru o familie este de 786 lei/membru, respectiv 1082 lei pentru persoana singură.

În perioada noiembrie 2010 – martie 2011, cuantumul ajutorului pentru încălzirea cu energie termică a locuinței a fost de 1200000 lei/lună. În condițiile actuale, în care a crescut plafonul maxim până la care se acordă ajutor pentru încălzirea locuinței și în consecință a creșterii numărului de beneficiari, pentru perioada 2011-2012 a fost estimat un cuantum lunar al ajutorului pentru căldură alocat de la bugetul local de 3600000 lei/lunar, astfel încât, pe întreaga perioadă acesta s-a ridicat la 18500000 lei, echivalentul subvenției pentru energie termică acordat pentru un an de zile din bugetul local. Pentru perioada 1 septembrie 2010 – 31 august 2011 valoarea subvenției pentru energie termică acordată din bugetul local a fost de 18.200.000 lei.

Prin HCL nr. 378/2011 a fost luată decizia de acordare la **limita maximă** prevăzută de O.UG nr.70/2011 a compensării procentuale din bugetul local cu titlu de ajutor lunar pentru încălzirea locuinței cu energie termică, în completarea ajutorului acordat de la bugetul de stat, pentru perioada celor 5 luni cuprinsă între 1 noiembrie a anului 2011 și 31 martie 2012, astfel:

- **7%** în situația în care venitul net mediu lunar pe membru de familie sau persoană singură este de până la 155 lei, procentul crescând la 61% în situația în care venitul net mediu lunar pe membru de familie sau persoană singură este cuprins între 615,1 lei și 786 lei;
- **63%** în situația în care venitul net mediu lunar al persoanei singure este cuprins între 786,1 lei și 1.082 lei.

3 ANALIZA PIEȚEI LOCALE DE ENERGIE TERMICĂ

Politica în domeniul energiei termice este elaborată de Ministerul Administrației și Internelor pe baza programului de guvernare și este parte integrantă a politicii energetice a statului.

Politica de protecție socială în domeniul energiei termice se elaborează de Ministerul Muncii, Familiei și Protecției Sociale în colaborare cu Ministerul Administrației și Internelor.

3.1 Prezentarea pieței de energie termică din municipiul Craiova

Piața locală de energie termică din municipiul Craiova cuprinde:

- Producerea energiei termice
- Transportul, distribuția și furnizarea energiei termice
- Consumul energiei termice.

Alimentarea cu energie termică a consumatorilor din municipiul Craiova se face în diferite moduri, funcție de tipul clădirilor, de amplasarea acestora, de posibilitățile de alimentare cu combustibil.

Din punct de vedere al sistemelor de producere și distribuție a energiei termice în municipiul Craiova distingem mai multe categorii de sisteme:

- sistemul centralizat de producere și distribuție centralizată a căldurii prin sistemul de termoficare orășenesc, prin intermediul a:
 - 105 puncte termice alimentate din SE Craiova
 - 16 centrale termice de cvartal
 - 36 centrale termice de bloc/scară de bloc
- sistemul de producere prin centrale proprii de bloc/scară
- sistemul de producere prin centrale proprii de apartament
- alte surse individuale.

Astfel, raportat la numărul total de locuitori ai municipiului Craiova (297.510 locuitori, reprezentând populația stabilă la 1 iulie 2011), în prezent se înregistrează următoarele valori privind ponderea sistemelor de încălzire utilizate:

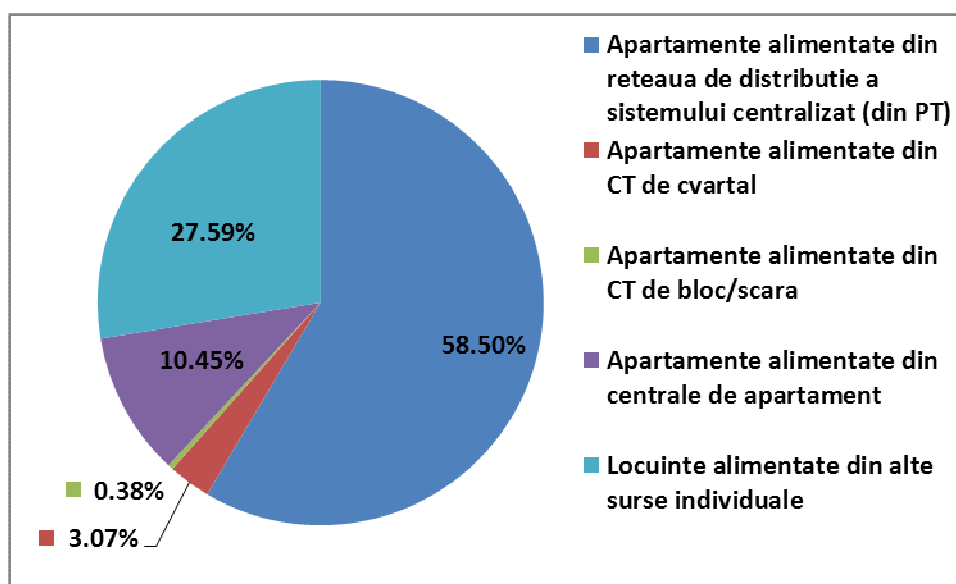
- Circa 134.359 (cca. 45,16%) dintre aceștia sunt alimentați cu energie termică prin intermediul sistemului centralizat de termoficare (prin intermediul punctelor termice)
- Circa 6747 (cca. 2,27%) dintre consumatori sunt alimentați din sistemul semicentralizat de termoficare (centrale termice)
- Restul consumatorilor sunt alimentați cu energie termică produsă în centrale termice de apartament echipate cu cazane de apă caldă de parametri coborâți sau utilizează sobe pentru încălzire.

Tabel nr. 3.1 – 1 Structura consumatorilor funcție de sistemul de alimentare

Nr. crt.	Sistemul de alimentare	Număr de consumatori		
		Apartamente (Locuințe)	Instituții publice	Servicii, Agenți economici, Consumatori industriali
1	Uzina Craiova	61939	78	664
2	Centrale termice de cvartal	3253	5	49
3	Centrale termice de apartament	11069	-	-
4	Centrale termice de bloc	406	-	-
	TOTAL	76667	83	713

Din numărul total de 105882 locuințe existente în municipiul Craiova, beneficiază de termoficare 65598 apartamente (61006 apartamente convenționale), ceea ce reprezintă circa 61,95% din total locuințe.

O parte din populația care locuiește în locuințe de tip condominiu (blocuri) sau în locuințe individuale (case), au optat pentru surse alternative de încălzire (centrale individuale, sobe funcționând cu combustibil solid sau gazos).


Figura 3.1. – 1 Structura consumului de energie termică din municipiul Craiova

Transportul și distribuția energiei termice sunt legate de rețele, care sunt monopoluri naturale. Activitățile de transport și distribuție pot fi desfășurate eficient în condițiile unui singur operator, cu tarife reglementate.

Piața producerii energiei termice din municipiul Craiova este o piață guvernată de relații comerciale contractuale dintre RA Termoficare Craiova și SE Craiova și de asemenea relații contractuale ale fiecăreia dintre cele două entități cu clienții proprii (consumatori de energie termică).

Piața energiei termice prezintă specificul unui consum variabil. Astfel consumul variază pe parcursul unei zile și variază sezonier.

Încheierea contractelor se realizează între:

- SE Craiova și RA Termoficare Craiova în baza Ordinului Președintelui A.N.R.E. nr. 50/2009 pentru aprobarea Contractului-cadru de vânzare-cumpărare a energiei termice produsă de operatorii economici aflați în competența de reglementare a A.N.R.E., respectiv producătorii care realizează energia termică în cogenerare cu energia electrică.
- RA Termoficare și consumatori, în baza Ordinului ANRSC nr. 483/2008 privind aprobarea contractul cadru pentru furnizarea energiei termice.

Pe piața producerii și comercializării de energie termică și apă caldă menajeră din municipiul Craiova, S.E. Craiova și RA Termoficare Craiova sunt cei mai importanți furnizori de energie termică pentru încălzire și apă caldă menajeră.

Pe aceasta piață nu există nici un alt furnizor de energie termică și apă caldă menajeră în sistem centralizat, iar posibilitatea intrării unor noi concurenți este extrem de redusă.

La nivelul producției de energie termică și apă caldă menajeră, concurența se manifestă între sistemul centralizat și sistemul individual (centrale termice de apartament). Există o serie de consumatori care își satisfac nevoile de energie termică și apă caldă menajeră, prin intermediul centralelor individuale sau colective. Această situație este specifică acestui domeniu de activitate, fiind întâlnit la nivelul tuturor municipalităților, dar sistemul individual existent în Municipiul Craiova nu pune în pericol sistemul centralizat de producere transport și distribuție a energiei termice.

3.2 Consumul istoric de energie termică

Produsul principal oferit de către S.E. Craiova și R.A. Termoficare Craiova clienților în baza contractelor de furnizare încheiate anual, este energia termică utilizată sub formă de:

- apă fierbinte pentru încălzire
- apă fierbinte sub formă de apă caldă de consum
- apă fierbinte pentru procese tehnologice.

Structura consumatorilor din municipiul Craiova alimentați din sistemul de termoficare este următoarea:

- a) populația care locuiește în blocuri de locuințe (condominii) și în locuințe individuale (case);
- b) instituții și alți consumatori social-culturali;
- c) agenți economici și unități asimilate acestora.

Principalul achizitor de energie termică în Craiova este populația (peste 71,14% din total), care primește energie termică sub forma de agent termic - apa fierbinte pentru încălzire și preparare apă caldă pentru consum, pe perioada întregului an.

Instituțiile publice dețin o pondere de cca. 10,73 % din total, consumatorul industrial S.C. FORD deține o pondere importantă (16,6% din total), iar agenții economici o pondere mai mică, de aproximativ 1,53% din total.

Majoritatea consumatorilor sunt alimentați din sistemul centralizat prin intermediul punctelor termice, fiind alimentați prin rețele de distribuție. O parte din consumatorii terțiari și agenții economici sunt alimentați direct din sistemul de transport al căldurii.

Din **rețeaua de transport** racordată la sursa **Uzina Craiova** se livrează apă fierbinte către 19 consumatori (titulari de contracte), după cum urmează:

Tabel 3.2 - 1 Consumatori alimentați din Uzina Craiova

Nr. crt.	Consumatori de apă fierbinte alimentați din rețeaua de transport
1	REGIA AUTONOMĂ DE TERMOFICARE CRAIOVA (105 puncte termice)
2	1 consumator industrial - S.C. FORD AUTOMOBILE ROMÂNIA SA
3	17 consumatori asimilați celor casnici

Din **rețeaua de distribuție a sistemului centralizat** se livrează energie termică sub formă de apă caldă pentru încălzire și apă caldă de consum, astfel:

Tabel 3.2 - 2 Consumatori de apă caldă alimentați din rețeaua de distribuție a sistemului centralizat

Consumatori	Consumatori de apă caldă alimentați din RD
Apartamente	61939
Instituții publice	78
Agenți economici	664
Consumatori industriali	1

Din **centrale termice** se livrează energie termică sub formă de apă caldă pentru încălzire și apă caldă de consum, astfel:

Tabel 3.2 - 3 Consumatori de apă caldă alimentați din centrale termice

Consumatori	Consumatori de apă caldă alimentați din CT de cvartal	Consumatori de apă caldă alimentați din CT de bloc/scară de bloc
Apartamente	3253	406
Instituții publice	5	-
Agenți economici	49	-
Consumatori industriali	-	-

Evoluția deconectărilor și reconectărilor la sistemul centralizat în perioada 2007÷2011 este următoarea:

Tabel nr. 3.2 - 4 Numărul de deconectări de la sistemul de termoficare în ultimii 5 ani

Deconectări	2007	2008	2009	2010	2011
Apartamente	892	447	410	804	1146
Instituții publice	6	1	-	1	-
Agenți economici	47	29	25	36	29
Consumatori industriali	-	-	-	-	-

Consumul de energie termică aferent consumatorilor deconectați este următorul:

Tabel nr. 3.2 - 5 Deconectări de la sistemul de termoficare în ultimii 5 ani – necesar maxim orar (Gcal/h)

Deconectări	2007	2008	2009	2010	2011
Apartamente	4,073	2,285	1,866	4,137	5,405
Instituții publice	0,439	0,173	-	0,154	-
Agenți economici	0,317	0,331	0,242	0,295	0,176

Între 2007 și 2011 s-au debransat 3699 apartamente, reprezentând 5,3% din numărul de apartamente care erau racordate la sistem la începutul acestei perioade. Debransarea consumatorilor de la sistemul centralizat a avut mai multe cauze, și anume:

- creșterea prețului perceput pentru căldura furnizată din sistemul centralizat, comparativ cu prețul gazului natural, care s-a menținut la valori foarte scăzute în anii 1990-2000
- starea tehnică precară a sistemelor de termoficare, ceea ce ducea la o calitate scăzută a serviciului de furnizare a căldurii (temperatură, presiune, întreruperi în furnizarea agentului termic pentru încălzire și a apei calde de consum)
- lipsa dispozitivelor de măsurare a consumului de căldură la fiecare apartament, plata în regim paușal făcând imposibil consumul căldurii în raport cu dorința/necesitatea și capacitatea de plată a fiecărui abonat.

De asemenea, a continuat să scadă numărul instituțiilor publice racordate la sistemul centralizat, ca și numărul agenților economici consumatori de apă fierbinte.

Tabel nr. 3.2 - 6 Numărul de reconectări la sistemul de termoficare în ultimii 5 ani

Reconectări	2007	2008	2009	2010	2011
Apartamente	0	0	0	0	0
Instituții publice	0	0	0	0	0
Agenți economici	0	0	0	0	0
Consumatori industriali	0	0	0	0	0

Din tabelul de mai sus rezultă că în ultimii 5 ani nu s-au înregistrat reconectări la SACET.

Evoluția cantității de energie termică vândute (facturate) în perioada 2007-2011 este următoarea:

Tabel nr. 3.2 – 7 Evoluția necesarului de energie termică la nivelul consumatorilor finali, după destinație

Specificație	UM	2007	2008	2009	2010	2011
Energie termică sub formă de apă fierbinte pentru încălzire și acm vândută (facturată) consumatorilor finali, total, din care:	MWh	595.283	599.880	600.245	586.116	561.357
- pentru încălzire	MWh	470.303	470.630	478.000	468.156	458.049
- pentru preparare apă caldă menajeră	MWh	124.980	129.250	122.245	117.960	103.307
Energie termică vândută consumatorilor sub formă de apă fierbinte în scop tehnologic	MWh	74.348	73.704	66.752	106.631	111.705
TOTAL energie termică sub formă de apă fierbinte vândută (facturată) consumatorilor finali	MWh	669.631	673.584	666.997	692.747	673.062

Tabel nr. 3.2 – 8 Evoluția necesarului de energie termică la nivelul consumatorilor, după tipul consumatorilor

Specificație	UM	2007	2008	2009	2010	2011
Total energie termică vândută din care:	MWh	669.631	673.584	666.997	692.747	673.062
- Apartamente	MWh	504.134	506.702	507.837	499.511	478.808
- Instituții publice	MWh	79.969	82.460	81.365	76.065	72.241
- Agenți economici	MWh	11.180	10.718	11.067	10.540	10.308
- Consumatori industriali	MWh	74.348	73.704	66.752	106.631	111.705
Evoluție energie totală (raportată la anul 2007)	%	100%	100,6%	99,6%	103,5%	100,5%

Tabel nr. 3.2 – 9 Structura energiei termice sub formă de apă fierbinte vândute, după modul de racordare a consumatorilor

Specificație	UM	2007	2008	2009	2010	2011
Energia termică sub formă de apă fierbinte vândute din rețeaua de transport , din care:	MWh	745.432	781.920	774.950	796.649	784.831
- către RA Termoficare Craiova	MWh	614.540	646.989	648.332	635.527	622.115
- către consumatori casnici	MWh	-	-	-	-	-
- către instituții publice și agenți economici (consumatori asimilați consumatorilor casnici)	MWh	56.544	61.227	59.867	54.491	51.010
- către consumatori industriali (FORD)	MWh	74.348	73.704	66.752	106.631	111.705
Evoluție raportată la anul 2007	%	100%	104,89%	103,96%	106,87%	105,29%

Specificație	UM	2007	2008	2009	2010	2011
Energia termică sub formă de apă fierbinte vândute din rețeaua de distribuție (inclusiv CT)	MWh	538.739	538.653	540.402	531.625	510.346
- Apartamente	MWh	504.134	506.702	507.837	499.511	478.808
- Instituții publice	MWh	23.425	21.233	21.498	21.574	21.231
- Agenți economici	MWh	11.180	10.718	11.067	10.540	10.308
- Consumatori industriali	MWh	0	0	0	0	0
Evoluție raportată la anul 2007	%	100%	99,98%	100,31%	98,68%	94,73%

Evoluția necesarului orar de energie termică în perioada 2007-2011 se prezintă în tabelele de mai jos:

Tabel 3.2 -10 Evoluția necesarului de energie termică aferent consumatorilor alimentați din rețeaua de transport, în anii 2007-2011 (Gcal/h)

Anul	Necesar orar al consumatorilor alimentați din RT (inclusiv RATF Craiova)	Necesar orar la limita centralei CET Craiova
2007	283	307
2008	301	319
2009	289	310
2010	301	330
2011	260	294

Tabel 3.2 -11 Evoluția necesarului de energie termică aferent consumatorilor alimentați din rețeaua de distribuție, în anii 2007-2011 (Gcal/h)

Anul	Asociații de proprietari		Instituții publice		Agenți economici	
	Apă caldă menajeră	Încălzire	Apă caldă menajeră	Încălzire	Apă caldă menajeră	Încălzire
Consumatori alimentați din rețeaua de distribuție (din PT și CT)						
2007	11,036	81,313	0,301	4,055	0,081	2,253
2008	10,916	88,041	0,226	3,889	0,081	2,190
2009	10,450	84,133	0,218	3,696	0,088	2,128
2010	10,039	81,881	0,208	3,774	0,073	2,022
2011	8,994	80,969	0,149	3,951	0,064	2,014

3.3 Producerea energiei termice

Producerea energiei termice se realizează în următoarele surse:

- Sucursala Electrocentrale Craiova, componentă a CE Oltenia, care utilizează drept combustibil de bază lignitul
- 16 centrale termice de cvartal,
- 36 centrale termice la nivel de bloc (scară de bloc).

Centralele termice de cvartal și centrale termice de bloc/scară sunt exploatate de RA Termoficare Craiova și utilizează drept combustibil gazele naturale furnizate de GDF SUEZ Energy România.

Evoluția cantităților de energie termică produsă și livrată din sursele de producere se prezintă în tabelele de mai jos :

**Tabel nr. 3.3 - 1 Evoluția cantității de energie termică produsă și livrată la limita sursei
CET Craiova, în perioada 2007 - 2011**

Specificație	UM	2007	2008	2009	2010	2011
Energia termică produsă, din care:	MWh	886.751	937.370	921.520	984.675	972.560
- Pentru producere apă fierbinte destinată încălzirii și acm	MWh	798.308	849.013	842.145	852.877	834.135
- Pentru producere apă fierbinte destinată consumului tehnologic	MWh	88.444	88.357	79.377	131.798	138.425
Energia termică produsă spre a fi livrată (la limita centralei), total, din care:	MWh	841.225	890.113	876.540	926.006	911.564
- Apă fierbinte pentru încălzire și preparare acm, total, din care:	MWh	757.322	806.210	801.038	802.061	781.821
- apă fierbinte pentru încălzire	MWh	601.050	637.471	641.834	640.618	645.792
- apă fierbinte pentru preparare acm	MWh	156.272	168.740	159.204	161.443	136.029
- Apă fierbinte pentru consum tehnologic	MWh	83.902	83.902	75.502	123.946	129.743

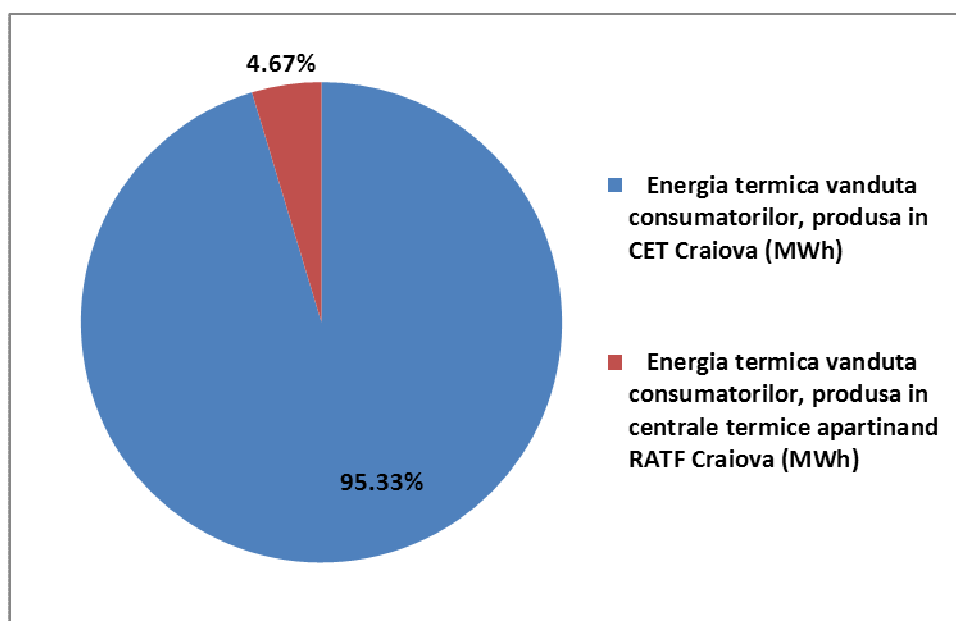
**Tabel nr. 3.3 - 2 Evoluția cantității de energie termică produsă pentru a fi livrată din CT,
în perioada 2007 - 2011**

Specificație	UM	2007	2008	2009	2010	2011
Energia termică produsă spre a fi livrată (la limita centralei)	MWh	75.612	41.800	43.461	43.706	40.570

Tabel nr. 3.3 - 3 Cantitatea de energie termică vândută consumatorilor finali, în anul 2011

Specificație	U.M.	Valoare
Energie termică vândută consumatorilor finali, total, din care:	MWh	673.062
Energia termică vândută consumatorilor finali, produsă în CET Craiova	MWh	641.653
Energia termică vândută consumatorilor finali, produsă în centrale termice aparținând RATF Craiova	MWh	31.409

Ponderile deținute de producătorii de energie termică în cantitatea anuală totală de energie termică livrată, sunt prezentate în figura următoare:


Figura 3.3-1 Ponderile deținute de producătorii de energie termică, în total energie termică vândută

Energia termică produsă în S.E. Craiova este produsă parțial în cogenerare și parțial în surse de vârf.

Ponderea celor două forme de producere a energiei termice este prezentată în tabelul următor.

Tabel nr. 3.3 - 4 Ponderea energiei termice produse în cogenerare și în surse de vârf

Anul	Energie termică produsă (MWh)			Structura energiei termice produse (%)		
	Cogenerare	Surse de vârf	Total	Cogenerare	Surse de vârf	Total
2007	792.807	93.945	886.751	89,41%	10,59%	100%
2008	861.234	76.136	937.370	91,88%	8,12%	100%
2009	825.209	96.313	921.522	89,55%	10,45%	100%
2010	753.766	230.909	984.675	76,55%	23,45%	100%
2011	860.214	112.346	972.560	88,45%	11,55%	100%

Gradul de utilizare a capacităților existente de producere a energiei termice, determinat prin raportarea producției realizate de energie termică la producția posibil a fi realizată pe baza capacității orare maxime și a unei durate de utilizare de 8000 ore/an, este prezentată în tabelul următor:

Tabel nr. 3.3 - 5 Gradul de utilizare a capacităților existente de producere a energiei termice. Energia termică totală

Sursa / Anul	Capacitate orară maximă (MWt)	Durata utilizare (ore)	Capacitate anuală maximă (MWh)	Energie termică produsă (MWh)	Grad de utilizare (4/3) (%)
0	1	2	3	4	5
Uzina Craiova					
2007	930	8000	7.440.000	886.751	11,91%
2008	930	8000	7.440.000	937.370	12,59%
2009	930	8000	7.440.000	921.522	12,38%
2010	930	8000	7.440.000	984.675	13,23%
2011	930	8000	7.440.000	972.560	13,07%
Centrale termice					
2007	48,914	8000	391.312	90.461	23,12%
2008	48,914	8000	391.312	43.703	11,17%
2009	48,914	8000	391.312	45.740	11,69%
2010	48,914	8000	391.312	46.266	11,82%
2011	48,914	8000	391.312	43.077	11,01%

Gradul de utilizare a capacităților existente de producere în cogenerare a energiei termice, determinat prin raportarea producției realizate de energie termică în cogenerare la producția posibil a fi realizată pe baza capacității orare maxime și a unei durate de utilizare de 6000 ore/an, este prezentată în tabelul următor:

Tabel nr. 3.3 - 6 Gradul de utilizare a capacităților existente de producere în cogenerare a energiei termice

Sursa / Anul	Capacitate orară maximă (MWt)	Durata utilizare (ore)	Capacitate maximă în cogenerare (MWh)	Energie termică produsă în cogenerare (MWh)	Grad de utilizare (4/3) (%)
0	1	2	3	4	5
Uzina Craiova					
2007	372,16	6000	2.232.960	792.807	35,5%
2008	372,16	6000	2.232.960	861.234	38,57%
2009	372,16	6000	2.232.960	825.209	36,96%
2010	372,16	6000	2.232.960	753.766	33,76%
2011	372,16	6000	2.232.960	860.214	38,52%

3.4 Transportul, distribuția și furnizarea energiei termice

Cantitățile de energie termică intrate în sistemul de transport și distribuție și vândute la consumatori sunt prezentate în tabelul următor.

Tabel nr. 3.4 - 1 Balanța energiei termice în sistemul de transport și distribuție (MWh)

Sursa	2007	2008	2009	2010	2011
Energie termică produsă în CET Craiova	886.751	937.370	921.522	984.675	972.560
Energie termică intrată în rețeaua de transport	841.225	890.113	876.540	926.006	911.564
Energie termică vândută din rețeaua de transport	745.432	781.920	774.950	796.649	784.831
Energie termică intrată în punctele termice	614.540	646.989	648.332	635.527	622.115
Energie termică intrată în rețeaua de distribuție	597.946	629.521	631.472	619.195	604.696
Energie termică vândută la consumatorii finali din RD	472.779	506.787	507.027	497.890	478.937
Energia termică vândută din CT	65.960	31.866	33.375	33.735	31.409
Energie termică vândută la consumatorii finali din RD și CT	538.739	538.653	540.402	531.625	510.346

Pe baza datelor din tabelul de mai sus rezultă pierderile în sistemul de transport și distribuție.

Tabel nr. 3.4 - 2 Pierderile în sistemul de transport și distribuție (MWh)

Sursa	2007	2008	2009	2010	2011
Pierderi în rețeaua de transport	95.793	108.193	101.590	129.357	126.733
Pierderi în punctele termice	16.593	17.468	16.857	16.333	17.419
Pierderi în rețeaua de distribuție	125.167	122.735	124.444	121.306	125.759
Pierderi totale	237.552	248.396	242.891	266.996	269.911

Exprimate procentual (față de energia termică la intrare), pierderile în sistemul de transport și distribuție se prezintă astfel:

Tabel 3.1.4-3 Pierderile în sistemul de transport și distribuție (%)

Sursa	2007	2008	2009	2010	2011
Pierderi în rețeaua de transport (față de cantitatea intrată în rețeaua de transport)	11,39%	12,15%	11,59%	13,97%	13,90%
Pierderi în punctele termice (față de cantitatea intrată în punctele termice)	2,70%	2,70%	2,60%	2,57%	2,80%
Pierderi în rețeaua de distribuție (față de cantitatea intrată în rețeaua de distribuție)	20,93%	19,50%	19,71%	19,59%	20,80%
Pierderi totale (față de cantitatea intrată în rețeaua de transport)	28,24%	27,91%	27,71%	28,83%	29,61%
Pierderi totale (față de cantitatea intrată în rețeaua de transport, aferentă consumatorilor finali racordați la rețeaua de distribuție)	31,83%	31,19%	30,86%	32,60%	33,72%

3.5 Prețuri și tarife

Piața de energie termică funcționează cu prețuri reglementate, pe baze contractuale.

Prețul energiei termice este format din:

- prețul de producere a energiei termice – aprobat de ANRE, pentru energia termică produsă în cogenerare, respectiv de ANRSC, pentru energia termică exclusiv cogenerare;
- tariful de transport al energiei termice – aprobat de autoritatea administrației publice locale cu avizul ANRSC;
- tariful de distribuție a energiei termice – aprobat de autoritatea administrației publice locale cu avizul ANRSC.

În calculul prețurilor la energia termică se mai iau în considerare:

- cheltuielile aferente dezvoltării și modernizării serviciului public de alimentare cu energie termică
- pierderile tehnologice - pierderile tehnologice se aprobă de autoritatea administrației publice locale, având în vedere o documentație, elaborată pe baza bilanțului energetic, întocmită de operatorul care are și calitatea de furnizor și avizată de ANRE.

Prin OG nr.36/2006 s-au instituit prețuri locale de referință (PLR) pentru energia termică furnizată populației prin sisteme centralizate.

În anul 2010, A.N.R.S.C, în calitate de autoritate competentă, a stabilit prețuri locale de referință pentru 82 de localități, inclusiv pentru localitățile în care energia termică este produsă în cogenerare, conform prevederilor OG nr. 36/2006 modificată și completată prin OUG. nr. 69/2011 care instituie unele măsuri pentru funcționarea sistemelor centralizate de alimentare cu energie termică a populației. În conformitate cu prevederile OUG nr.69/2011,

Guvernul nu va mai stabili prețuri locale de referință pentru încălzirea populației și va permite primarilor să aprobe un tarif mai mic decât cel solicitat de furnizor. În schimb, va obliga autoritățile locale să acopere diferența de la bugetul propriu, sub sancțiunea sistării altor fonduri.

Evoluția prețurilor de producere și transport a energiei termice și baza legală aferentă acestei evoluții sunt prezentate în tabelul următor.

Tabel nr. 3.5 - 1 Evoluția prețurilor energiei termice în Municipiul Craiova

Decizie ANRE	Perioada de valabilitate a Deciziei	Preț producere și transport (exclusiv TVA)
Decizia nr. 897/30.03.2011 privind aprobarea prețurilor și a cantităților reglementate în sectorul energiei electrice și termice de S.C. Complexul Energetic Craiova S.A.	01.04.2011 – 31.12. 2011	133,50 lei/Gcal
Decizia nr. 3332/29.12.2011 privind aprobarea prețurilor și a cantităților reglementate în sectorul energiei electrice și termice de S.C. Complexul Energetic Craiova S.A.	01.01.2012 – în prezent	137,41 lei/Gcal

Prin OUG nr. 70/2011 privind măsurile de protecție socială, se reglementează acordarea unor măsuri de protecție socială a populației reprezentate de ajutoare lunare pentru acoperirea unei părți din cheltuielile aferente încălzirii locuinței în perioada sezonului rece, precum și a modului de facturare și plată a energiei termice. Primăriile vor fi cele care vor stabili prețuri locale la energia termică astfel încât aceste sume să fie mai mici decât prețul de producere, transport, distribuție și furnizare a agentului termic livrat.

Pentru sprijinirea familiilor și persoanelor singure cu venituri mici, prin OUG nr.70/2011 s-a stabilit acordarea unor ajutoare pentru încălzirea locuințelor indiferent de combustibilul utilizat, cuantumul acestor ajutoare variind în funcție de venitul net pe membru de familie.

Conform Rapoartelor ANRSC din perioada 2011 - 2012 (Anexa 2 - Starea serviciului de alimentare cu energie termică) **prețul energiei termice aprobat de autoritățile competente pentru operatorul RA Termoficare Craiova în perioada ianuarie 2011 - mai 2011 se prezintă astfel:**

Tabel nr. 3.5 - 2 Evoluția prețului energiei termice aprobat pentru RA Termoficare Craiova

Perioada	Nr. total de apartamente racordate la sistemul centralizat	Pret de furnizare aprobat pe tip de combustibili pentru populație (inclusiv TVA)	Preț de facturare la populație (inclusiv TVA)
		lei/Gcal	lei/Gcal
Ianuarie 2011	66708	268,01 – PT 335,15 – CT	194,08
Februarie 2011	66692	268,01 – PT 335,15 – CT	194,08
Martie 2011	66684	268,01 – PT 335,15 – CT	194,08
Aprilie 2011	66684	268,01 – PT 335,15 – CT	194,08
Mai 2011	66649	268,01 – PT 335,15 – CT	194,08
Iunie 2011	66626	268,01 – PT 335,15 – CT	194,08
Iulie 2011	66522	268,01 – PT 335,15 – CT	194,08
August 2011	66380	268,01 – PT 335,15 – CT	194,08
Septembrie 2011	66097	268,01 – PT 335,15 – CT	194,08
Octombrie 2011	65836	268,01 – PT 335,15 – CT	194,08
Noiembrie 2011	65678	268,01 – PT 335,15 – CT	194,08
Decembrie 2011 - Iulie 2012	65598	280,01 – PT 335,15 – CT	245,00
Iulie 2012 ^{*)}	65598	280,01 – PT 335,15 – CT	220,50

Sursa: Date privind starea serviciilor energetice, ANRSC, martie 2012

^{*)} Notă: Începând cu data de 1 iulie 2012, prețul de facturare a energiei termice la populație a fost modificat prin HCL al Municipiului Craiova nr.8/29.06.2012.

Din tabelul prezentat anterior, se observă o ușoară scădere a numărului total de apartamente racordate la sistemul centralizat, cu circa 1,67% în perioada ianuarie 2011 – iulie 2012. Printre cauzele care au determinat populația să se debranzeze de la sistemul centralizat au fost creșterea șomajului, accentuarea crizei economice și urmările acesteia asupra salariaților.

În aceeași perioadă, prețul de furnizare aprobat pentru populație a crescut cu 4,3%, iar prețul de facturare la populație a crescut aproximativ 21%, ceea ce reflectă eliminarea compensărilor de la bugetul de stat.

3.6 Posibilități de extindere a pieței de energie termică

Datorită debranșărilor de la sistemul centralizat de alimentare cu energie termică, cererea de energie termică a scăzut treptat. În ultimii 5 ani nu s-au înregistrat rebranșări de consumatori, iar perspectivele în ceea ce privește dezvoltarea fondului locativ nu prevede racordarea de noi consumatori în cadrul SACET. Prin urmare, în cadrul SACET Craiova se va menține portofoliul actual de clienți.

4 PIAȚA DE ENERGIE ELECTRICĂ ȘI PIAȚA CERTIFICATELOR DE CO₂

4.1 Piața de energie electrică

Piața de energie electrică reprezintă cadrul de organizare în care se tranzacționează energia electrică și serviciile asociate.

Scopul pieței de energie electrică este de a crea un mediu competitiv al activității de comercializare a energiei electrice și stabilirea unui preț al energiei electrice care să permită obținerea eficienței economice și stimularea progresului tehnologic.

4.1.1 Structura pieței de energie electrică din România

Piața de energie electrică din România este compusă din **piața reglementată** și **piața concurențială**, creșterea ponderii pieței concurențiale realizându-se gradat, prin asigurarea accesului pentru cât mai mulți participanți, producători, furnizori și clienți finali.

Din punct de vedere al tranzacțiilor efectuate, structura pieței de energie electrică din România este următoarea:

- **Piața angro de energie electrică** - cadrul organizat în care energia electrică este achiziționată de furnizori de la producători sau de la alți furnizori, în vederea revânzării;
- **Piața cu amănuntul de energie electrică** - cadrul organizat în care energia electrică este cumpărată de clienți de la furnizori sau producători, în vederea consumului.

4.1.1.1 Piața angro de energie electrică

Piața angro cuprinde totalitatea tranzacțiilor desfășurate între participanți, cu excepția celor către consumatorii finali de energie electrică.

Structura schematică a pieței angro de energie electrică este prezentată în figura de mai jos:

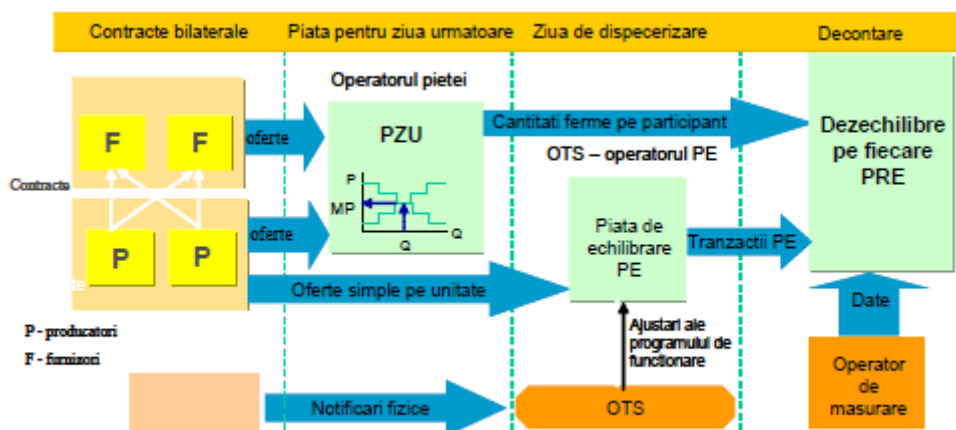


Figura 4.1.1.1 - 1 Structura pieței angro de energie electrică

Piața angro de energie electrică se compune din următoarele piețe specifice:

a) Piața Contractelor Bilaterale (PCB)

Pe această piață titularii de licență sunt liberi să încheie contracte bilaterale de energie electrică, inclusiv contracte bilaterale de export sau import de energie electrică.

Astfel, în funcție de modalitatea de tranzacționare, piața contractelor bilaterale se împarte în două categorii:

- **Piața centralizată a contractelor bilaterale (PCCB):** contractele sunt atribuite prin licitație publică
 - Identitatea și intenția de ofertare a participanților la piață este cunoscută de către întreg mediul de afaceri
 - Ofertele nu sunt standardizate din punctul de vedere al cantităților oferate, perioadelor și termenelor de livrare.
- **Piața centralizată a contractelor bilaterale, cu negociere continuă (PCCB-NC):** contractele sunt atribuite printr-un proces combinat de licitații și negociere
 - Tranzacționarea se realizează online, de la terminalele participanților înscriși la piață.
 - Identitatea și intenția de ofertare a participanților care inițiază sesiunea de licitație este cunoscută de întreg mediul de afaceri, prin publicarea anunțului de organizare a sesiunii de licitație pentru ofertele propuse
 - Ofertele sunt standardizate din punctul de vedere al puterii oferate, profilului zilnic al livrărilor și perioadelor de livrare.

Contractele încheiate pot fi:

- **contracte reglementate**, cu conținutul minimal stabilit de ANRE. Contractele reglementate se încheie între producători și furnizorii consumatorilor captivi
 - **contracte negociate** prin intermediul platformelor de brokeraj între producători și furnizori, producători-producători sau furnizori-furnizori. Identificarea separată a contractelor încheiate pe platforme de brokeraj s-a făcut începând cu monitorizarea lunii ianuarie 2012, în urma consultării participanților la piața de energie
 - **contracte negociate direct** între producători și furnizori, producători-producători sau furnizori-furnizori
-
- **Piața centralizată a contractelor bilaterale atribuite prin cu dialog competitiv (PCCB-DC)**

În luna august 2012 au fost publicate documentele de discuție pentru modalitatea de tranzacționare a contractelor bilaterale de energie electrică conform căreia contractele sunt atribuite prin dialog competitiv.

Aceasta constituie o modalitate de tranzacționare pe piața centralizată a contractelor bilaterale de energie electrică conform căreia contractele sunt atribuite printr-un proces combinat de dialog competitiv, licitație și negociere continuă.

În acest caz, sesiunea de tranzacționare aferentă PCCB are o a doua etapă în cadrul căreia inițiatorul sesiunii de tranzacționare stabilește forma finală a ofertei și contractului, exclusiv prețul, pe baza concluziilor dialogurilor, asupra condițiilor contractuale supuse dialogului competitiv, organizate cu fiecare dintre participanții calificați în urma etapei de preselecție.

Principiile aplicate pentru tranzacționarea prin dialog competitiv, licitație și negociere continuă, în cadrul modalității de tranzacționare denumite PCCB-DC, sunt următoarele:

- Operatorului Pieței Centralizate a Contractelor Bilaterale (OPCCB) definește produse standard de vânzare și cumpărare de energie electrică, caracterizate prin:
 - puterea medie orară pe contract: 10 MW
 - durata livrării: oricât de mare (recomandate fiind durate de livrare mai mari de 1 an)
 - profilul zilnic al livrărilor: livrare în bandă, livrare la ore de vârf de sarcină, livrare la ore de gol de sarcină
- Fiecare ofertant inițiator își definește oferta proprie de vânzare sau cumpărare de energie electrică, caracterizată prin:
 - durata livrării (minim un an)
 - profilul zilnic al livrărilor
 - prețul de deschidere propus și după caz, formula de ajustare a prețului după primul an de livrare; ofertantul trebuie să specifice și includă în preț componenta TG a tarifului de transport, corespunzătoare introducerii de energie electrică în rețea

Această modalitate de tranzacționare este propusă având în vedere în special încheierea de contracte pe termen lung.

b) Piața pentru Ziua Următoare (PZU)

Pe această piață se încheie tranzacții orare ferme cu energie electrică activă cu livrare în ziua următoare zilei de tranzacționare.

Modelul Pieței pentru Ziua Următoare este definit de următoarele caracteristici:

- ziua de tranzacționare este orice zi calendaristică iar intervalul de tranzacționare este ora
- un participant la PZU poate transmite o singură ofertă de cumpărare și o singură ofertă de vânzare pentru fiecare interval de tranzacționare
- ofertele de vânzare/cumpărare de energie electrică sunt oferte simple care pot conține până la 25 perechi cantitate – preț. Fiecare ofertă va indica prețurile la care participantul dorește să cumpere și/sau vândă, în intervalul de tranzacționare specificat
- ofertele pot fi transmise doar în orele de tranzacționare definite în Codul Comercial (intervalul de la ora 07:00 la ora 20:00)
- un sistem informatic va valida/invalida ofertele transmise de participanți
- după primirea și validarea ofertelor, Operatorul pieței de energie electrică (OPCOM) stabilește pentru fiecare interval de tranzacționare curbele cererii și ofertei

Cantitățile din ofertele de cumpărare al căror preț este mai mare sau egal cu Prețul de Inchidere al Pieții (PIP) reprezintă cantitățile de energie electrică tranzacționate la cumpărare.

Cantitățile din ofertele de vânzare al căror preț este mai mic sau egal cu PIP reprezintă cantitățile de energie electrică tranzacționate la vânzare.

c) Piața de Echilibrare (PE)

Piața de echilibrare (PE) oferă energie electrică pentru echilibrarea sistemului electroenergetic în timp real și pentru managementul congestiilor.

Operatorul pieței de echilibrare (OPE) este organizat în carul Operatorului de Transport și Sistem (OTS - CN Transelectrica SA), prin Dispecerul Energetic Național (DEN) și se ocupă atât de programarea energetică a SEN cât și de menținerea echilibrului dintre producția și consumul de energie electrică din România. OPE este responsabil și cu înregistrarea participanților la PE, colectarea și verificarea ofertelor, precum și cu realizarea calculelor pentru decontarea tranzacțiilor aferente PE.

PE este o **pieță centralizată și obligatorie** pentru toți participanții înregistrați la operatorul de transport și sistem. Participanții la PE sunt următorii:

- producătorii licențiați care exploatează unități dispecerizabile
- producătorii calificați pentru serviciile de sistem tehnologice
- consumatorii licențiați care dispun de sarcini dispecerizabile

Producătorii sunt obligați să oferteze pentru încărcare întreaga putere rămasă disponibilă (neangajată prin contracte bilaterale și obligații pe PZU, piața intrazilnică etc) iar pentru descărcare întreaga putere angajată anterior, adică notificată. Participanții vor cumpăra/vinde energie pentru compensarea abaterilor de la valorile prognozate ale producției și ale consumului și pentru rezolvarea comercială a restricțiilor de sistem. Fiecare participant la piața de echilibrare trebuie să-și asume responsabilități financiare față de OTS pentru toate dezechilibrele fizice care apar între producția programată și cea realizată.

Responsabilitatea echilibrării se asumă prin intermediul părților responsabile cu echilibrarea (**PRE**), înființate de către OTS la solicitarea titularilor de licență.

Pe piața de echilibrare se tranzacționează energia de echilibrare corespunzătoare următoarelor tipuri de reglaje:

- **Reglaj secundar:** realizat de către toate unitățile dispecerizabile calificate pentru reglajul secundar și care sunt sincronizate cu SEN
- **Reglaj terțiar rapid:** realizat cu toate unitățile dispecerizabile calificate pentru reglaj terțiar rapid sau toate unitățile dispecerizabile sincronizate cu SEN
- **Reglaj terțiar lent:** realizat cu toate unitățile dispecerizabile sincronizate cu SEN

d) Piața Serviciilor Tehnologice de Sistem (PSTS)

Piața centralizată a serviciilor de sistem tehnologice are rolul menținerii siguranței în funcționare a sistemului energetic național.

Această piață are următoarele caracteristici:

- este centralizată și operată de OTS
- tranzacționarea se face periodic (annual, lunar, etc)
- este facultativă
- se realizează cu participarea grupurilor energetice calificate să furnizeze servicii de sistem tehnologice, pe principiul prețului marginal
- acționează rezerve de reglaj secundar, terțiar rapid și terțiar lent (reglajul primar este obligatoriu și gratuit)
- cantitățile de energie achiziționate sunt stabilite de OTS, în funcție de reguli tehnice
- cantitățile achiziționate sunt oferite numai pe piața de echilibrare.

Funcționarea pieței centralizate a serviciilor tehnologice de sistem se bazează pe prevederile tehnice din Codul Tehnic al Rețelei Electrice de Transport și pe prevederile din Codul Comercial al Pieței Anglo de Energie Electrică.

Serviciile tehnologice de sistem sunt necesare pentru menținerea stării normale de funcționare a SEN sau pentru revenirea rapidă la starea normală de funcționare în cazul unor perturbații.

Serviciile tehnologice de sistem sunt:

- reglajul primar de frecvență
- reglajul secundar frecvență/putere
- asigurarea rezervei de putere activă pentru:
 - rezerva turnantă
 - rezerva de reglaj terțiar rapid
 - rezerva terțiară lentă
- asigurarea puterii reactive în banda secundară de reglaj a tensiunii - producerea/absorbția de energie/putere reactivă și asigurarea condițiilor tehnice necesare
- participarea la restaurarea SEN la rămânerea fără tensiune – capacitatea de izolare pe servicii proprii și capacitatea de a porni fără alimentarea din sistem.

Serviciile tehnologice de sistem se asigură de către participanții la piața de energie. Producătorii de energie electrică sunt calificați pentru furnizarea de servicii tehnologice de sistem de către OTS pe baza procedurii operaționale de calificare. Procedura stabilește condițiile și modul de desfășurare a calificării pentru producători.

Reglajul primar de frecvență este reglajul automat, descentralizat, cu caracteristică statică a frecvenței, repartizat pe un număr mare de grupuri generatoare, care asigură corecția rapidă (în cel mult 30 de secunde) a diferențelor între producție și consum, la o frecvență apropiată de consemn.

Operatorul de transport și de sistem stabilește rezerva de reglaj primar minimă care trebuie asigurată de fiecare unitate dispecerizabilă. Aceasta trebuie să fie încărcată automat în mai puțin de 30 de secunde la o abatere cvasistaționară a frecvenței de ± 200 mHz și trebuie să poată fi menținută în funcțiune cel puțin 15 minute.

Asigurarea reglajului primar este o obligație pentru toți producătorii de energie electrică.

Reglajul secundar frecvență-putere este reglajul automat, cu ajutorul grupurilor generatoare dispecerizabile calificate, racordate la regulatorul central de frecvență-putere instalat la Dispecerul Energetic Național, în cel mult 15 minute.

Operatorul de sistem stabilește zilnic, pentru fiecare interval orar valoarea programată a frecvenței de funcționare în sistem. Această valoare devine valoarea de consemn pentru reglajul secundar de frecvență-putere.

Rezerva de reglaj secundar are rolul de a readuce frecvența și soldul SEN la valoarea programată și de a participa la refacerea rezervei de reglaj primar.

Asigurarea rezervei de putere activă are rolul de a participa la refacerea rezervei de reglaj secundar și de a echilibra balanța de putere în cazul apariției unor abateri de la programul stabilit. Ea se încarcă de producătorii calificați, din dispoziția OTS, pe durată nelimitată, în timpul maxim corespunzător tipului de rezervă.

Rezerva de putere activă are următoarele componente:

- **rezerva turnană**, se încarcă imediat cu rezerva de încărcare convenită și are rolul de a participa la refacerea rezervei de reglaj primar și reglaj secundar și de a echilibra balanța în cazul apariției unor abateri de la programul stabilit și se încarcă la dispoziția OTS și trebuie menținută pe durata selectată de acesta.
- **Rezerva terțiară rapidă** se încarcă în 30 de minute și are rolul de a participa la refacerea rezervei de reglaj primar și reglaj secundar și de a echilibra balanța în cazul apariției unor abateri de la programul stabilit. Rezerva terțiară rapidă se încarcă de către producătorii calificați la dispoziția OTS, pe durata solicitată.
- **Rezerva terțiară lentă** se încarcă în 7 ore și are rolul de a reface rezerva minut asigurând echilibrul producție-consum în cazul apariției unor abateri previzibile de la programul stabilit. Rezerva terțiară lentă se încarcă de către producătorii calificați la dispoziția OTS, pe durata solicitată

Asigurarea puterii reactive în banda secundară de reglaj a tensiunii este o măsură de menținere a funcționării sigure și economice a instalațiilor de producere, transport și distribuție a energiei electrice, măsură care permite funcționarea normală a instalațiilor consumatorilor.

Stabilirea tensiunii se realizează sub coordonarea OTS, prin participarea cu instalații proprii de reglaj a producătorilor, a OTS, a consumatorilor, iar în caz de funcționare interconectată, prin grija OTS-urilor sistemelor electroenergetice vecine pentru reglajul tensiunii în nodurile de graniță din rețelele acestora.

Asigurarea puterii reactive în banda secundară de reglaj a tensiunii se face de către producătorii clasificați cu grupuri dispecerizabile și cere îndeplinesc condițiile pentru calificare.

Asigurarea restaurării SEN se face în conformitate cu planul de restaurare a funcționării SEN după rămânerea parțială sau totală fără tensiune.

În cazul funcționării interconectate, OTS realizează împreună cu ceilalți operatori de sistem coordonarea planurilor de restaurare a funcționării sistemelor energetice participante la interconexiune.

Grupurile care participă la acest serviciu de sistem pot să pornească fără alimentare cu energie electrică din SEN, ele se pot separa de SEN pe servicii proprii cel puțin o oră și debitează într-o stație electrică aflată pe unul din traseele stabilite de OTS pentru restaurarea SEN la cădere totală.

e) Piața intrazilnică de energie electrică (PI)

Piața intra-zilnică de energie electrică este o piață centralizată care oferă participanților la piață posibilitatea să-și îmbunătățească echilibrarea portofoliului pentru o zi de livrare prin tranzacții efectuate în sesiuni desfășurate între încheierea tranzacțiilor pe PZU pentru ziua respectivă de livrare și un anumit interval de timp înainte de începerea livrării.

PI a fost introdusă din luna iulie 2011, fiind o piață introdusă în dezvoltarea PZU.

Regulamentului de organizare și funcționare a PI a fost aprobat prin Ordinul ANRE nr. 32/2011.

Înregistrarea la PI este permisă tuturor titularilor de licență de producere a energiei electrice, de furnizare a energiei electrice, de distribuție a energiei electrice, de transport și servicii de sistem a energiei electrice, semnatari ai Convenției de participare la PI.

S.C. Opcom S.A. organizează sesiuni de licitație pentru vânzarea /cumpărarea energiei electrice ofertate prin PI în fiecare zi calendaristică.

Ofertele acceptate sunt de tip orar. Oferta orară este o ofertă pentru un singur interval orar având prețul și cantitatea ferm stabilite. Volumul ofertei poate fi tranzacționat parțial funcție de condițiile din piață și condițiile propuse.

Pentru fiecare interval orar și corespunzător ofertei orare asociate, S.C. Opcom S.A. definește în cadrul Sistemului de tranzacționare cate un instrument standard (contract), definit pentru fiecare din cele 24 de intervale orare de livrare, ce constituie obiectul unor tranzacții independente.

Pentru încheierea tranzacțiilor, Participanții la PI transmit oferte de vânzare și /sau cumpărare utilizând interfața web a Sistemului de tranzacționare.

Pe baza Confirmărilor de Tranzacție necontestate sau rezultate în urma soluționării contestației, S.C. Opcom S.A. va stabili Notificările fizice corespunzătoare tranzacțiilor pe PI pe care le transmite OTS și le pune la dispoziția PRE la care sunt înregistrați Participanții la PI.

4.1.1.2 Piața cu amănuntul de energie electrică

Piața cu amănuntul a fost lansată pentru tranzacțiile de vânzare-cumpărare a energiei electrice către consumatorii finali. Furnizarea energiei electrice la consumatorii finali constă din:

- **furnizarea pe piața reglementată** - cuprinde toți consumatorii finali care au optat să continue achiziționarea de energie electrică la tarife reglementate

- **furnizarea pe piața concurențială** - cuprinde consumatorii finali care au schimbat furnizorul sau care și-au negociat contractele cu furnizorii implicați care îi alimentau, renunțând la tariful reglementat.

Pe piața concurențială cu amănuntul, furnizorii vând energie electrică clienților finali prin contracte bilaterale, la prețuri negociate sau stabilite prin oferte-tip.

În situația în care unul sau mai mulți consumatori rămân fără acces la serviciile furnizorului ales sau implicit, cu care au încheiat contracte de furnizare, pentru că acestuia i-a fost retrasă/suspendată licența de furnizare, ANRE repartizează consumatorii respectivi, către alți furnizori denumiți „furnizori de ultimă opțiune” (FUO).

La data de 1 iulie a fiecărui an, ANRE desemnează FUO de energie electrică.

Pentru a putea fi desemnat de către ANRE drept FUO de energie electrică, un furnizor trebuie să îndeplinească cumulativ următoarele criterii:

- să aibă o cotă de piață în ultimul an calendaristic încheiat cel puțin egală cu cota minimă de piață înregistrată de furnizorii implicați în aceeași perioadă
- să aibă o cifră de afaceri în anul calendaristic încheiat care să îi permită să presteze suplimentar serviciul de furnizare de ultimă opțiune de energie electrică.

Structura pieței cu amănuntul este prezentată în figura de mai jos:

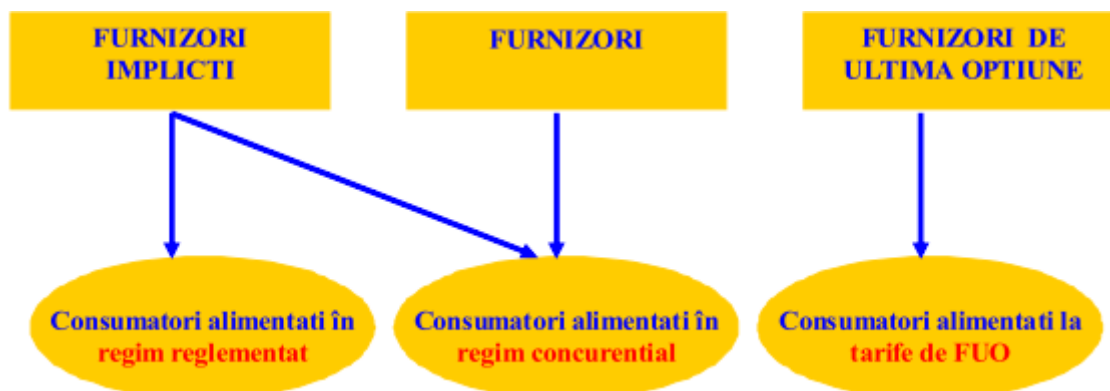


Figura 4.1.1.2 - 1 Structura pieței cu amănuntul

4.1.1.3 Participanții la piața de energie electrică

Participanții la piața de energie electrică și structurile operaționale asociate sunt: producătorul, operatorul de transport și de sistem, operatorul pieței de energie electrică, operatorul de distribuție, furnizorul și clientul.

4.1.1.3.1 Producători

Cele mai importante companii producătoare de energie electrică sunt:

- **S.C. HIDROELECTRICA S.A**
- **SOCIETATEA NAȚIONALĂ NUCLEARELECTRICA S.A. (SNN SA)**
- **COMPLEXE ENERGETICE**

○ **Complexul Energetic Oltenia**

Compania s-a constituit în baza HG 1024/2011, în urma fuziunii prin contopire a Societății Comerciale Complexul Energetic Craiova - S.A., Societății Comerciale Complexul Energetic Rovinari - S.A., Societății Comerciale Complexul Energetic Turceni - S.A. și a Societății Naționale a Lignitului Oltenia - S.A.

○ **Complexul Energetic Hunedoara**

Compania s-a constituit în baza HG 1023/2011, în urma fuziunii prin contopire a Societății Comerciale Electrocentrale Deva - S.A. și a Societății Comerciale Electrocentrale Paroșeni - S.A.

CE Oltenia și CE Hunedoara au fost înființate la mijlocul anului 2012. Până la această dată, unitățile componente, CE Craiova, CE Rovinari, CE Turceni, Electrocentrale Deva și Electrocentrale Paroșeni au funcționat separat.

• **S.C. ELECTROCENTRALE BUCUREȘTI S.A. (ELCEN)**

• **S.C. TERMoeLECTRICA S.A.**

• **AUTOPRODUCĂTORI:** Regia Autonomă pentru Activități Nucleare, CET PETROBRAZI, S.C. GRIRO SA, S.C. SOFERT S.A., S.C. VIROMET S.A. etc.

• **PRODUCĂTORI INDEPENDENȚI (în principal centrale de cogenerare), proveniți în general din restructurarea SC TERMoeLECTRICA SA):** S.C. CET Govora S.A., S.C. CET S.A. Brăila etc.

Din luna august 2012 a intrat în funcționare comercială și Centrala cu ciclu combinat Brazi, aparținând OMV Petrom.

• **PRODUCĂTORI DE ENERGIE ELECTRICĂ DIN SURSE REGENERABILE**

În anul 2011 numărul de producători de E-SRE, titulari de licență, a fost de 90 de producători, dintre care:

- **Eolian:** 42 producători, dintre care, producători cu puteri instalate > 5 MW care au beneficiat de CV:

S.C. TOMIS TEAM SRL

S.C. CERNAVODA POWER SRL

S.C. ENEL GREEN POWER ROMANIA SRL

S.C. EDP RENEWABLES ROMANIA SRL

S.C. OMV PETROM WIND POWER S.A.

S.C. ROMCONSTRUCT TOP SRL

S.C. HOLROM Renewable Energy SRL

S.C. M&M 2008 SRL

S.C. EOLIAN CENTER

- SC Blue Planet Investments
- S.C. LC Business SRL
- S.C. EVIVA NALBANT SRL
- S.C. ELEKTRA INVEST SRL
- **Hidro:** 32 producători, dintre care producători cu puteri instalate > 5 MW care au beneficiat de CV:
 - S.C. HIDROELECTRICA SA
 - S.C. ELSID SA
 - S.C. Vienna Energy Forta Naturala SRL
 - S.C. TMK Resita SRL
 - S.C. Complexul Energetic Turceni S.A.
 - S.C. UZINSIDER GENERAL CONTRACTOR S.A.
 - S.C. ENERGY HOLDING S.R.L.
 - S.C. ELECTROMAGNETICA S.A.
 - S.C. INTERTRANS KARLA SRL
- **Biomasă:** 4 producători, dintre care producători cu puteri instalate > 5 MW care au beneficiat de CV:
 - S.C. Holzindustrie Schweighofer
 - S.C. GENERAL ENERGETIC SRL
 - S.C. BIO ELECTRICA TRANSILVANIA S.R.L.
- **Fotovoltaic:** 4 producători, care au beneficiat de CV, și anume:
 - S.C. RENOVATIO TRADING SRL
 - Primăria Comunei Florești
 - S.C. Q SRL
 - S.C. ENEV AVRIG SRL

Cu privire la dezvoltarea surselor eoliene, menționăm:

- **Furnizorul și distribuitorul de electricitate Electrica SA** estimează că la sfârșitul anului 2012 va pune în funcțiune cele două parcuri eoliene pe care le construiește la **Chirnogeni (județul Constanța)** și **Frumușița (județul Galați)**.
- **Compania Enel Green Power** construiește un nou parc eolian la **Corugea (județul Tulcea)**, cu o capacitate instalată de 70 MW. Enel Green Power deține alte două parcuri în România, **Sălbatica I și Agighiol**, cu o capacitate instalată de 64 MW. Compania construiește **Sălbatica II**, care va avea o capacitate totală instalată de 70 MW și extinde capacitatea Sălbatica I cu 40 MW.
- Compania cehă **CEZ** construiește parcul eolian **din Dobrogea**, în apropierea satelor **Fântânele (347,6 MW) și Cogealac (252,2 MW)**, fiind una dintre cele mai importante investiții în România. Când se va încheia construcția parcului, în 2012, puterea generatoarelor va ajunge la 600 MW

- **Enel Gren Power România**, în colaborare cu **Elcomex IEA**, dezvoltă un parc eolian de 272 MW în zona Dobrogea.
- **Romconstruct Top SRL și Eco Power Wind SRL**, ambele cu sediul în Constanța, construiesc două parcuri eoliene: **Parc eolian Siliștea** (25 MW) și **Parc Eolian Mireasa** (10 MW)
- **Electricidad du Portugal** urmează să termine construcția a aproximativ 200 MW eolien în Dobrogea
- **Compania franceza Filasa** va investi în următorii doi ani în construcția a 11 parcuri eoliene în județul Suceava, proiect ce va fi demarat în primavara anului 2012. Puterea totală instalată a acestor parcuri eoliene va fi de 516 MW, de zece ori mai mult decât consumul municipiului Suceava.

Conform ANRE, structura de producție a sistemului energetic național pe tipuri de resurse, la nivel mai 2012, este următoarea:

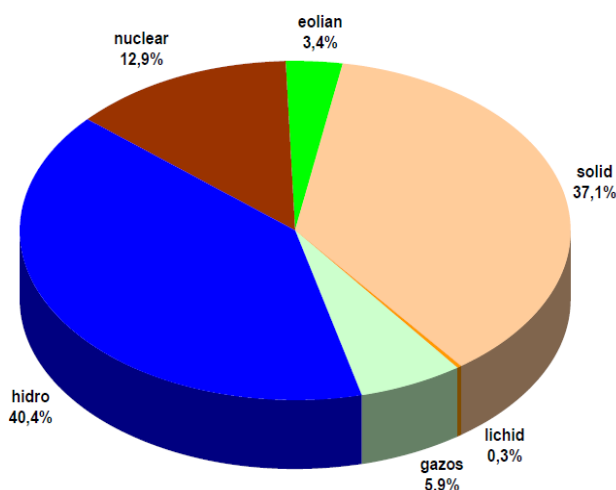


Figura 4.1.1.3.1 - 1 Structura pe tipuri de resurse a energiei electrice livrate în rețele - mai 2012

Cotele de piață ale tuturor producătorilor menționați mai sus, acoperind perioada ianuarie-mai 2012, sunt prezentate în figura de mai jos:

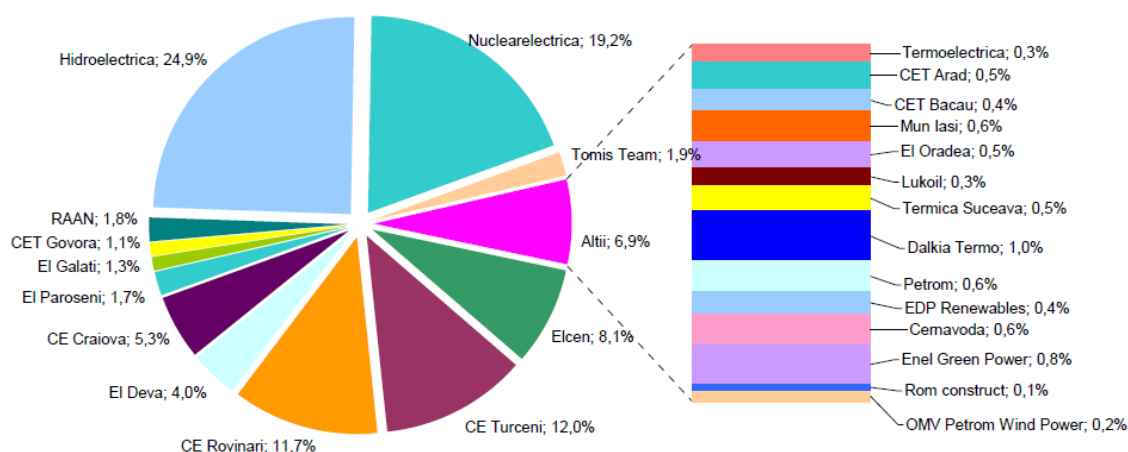


Figura 4.1.1.3.2 - 2 Cota de piață a producătorilor de energie electrică ianuarie-mai 2012

Indicatorul de concentrare al pieței de energie electrică din România, HHI, determinată în funcție de energia anuală livrată, a avut în anul 2011 valoarea de 1469, mai mică decât valoarea de 1800 care delimitează piețele cu concentrare moderată de cele cu concentrare excesivă.

4.1.1.3.2 Operatorul de transport și de sistem

C.N. TRANSELECTRICA S.A. este operatorul de transport și de sistem din România. Administrează și operează sistemul electric de transport și asigură schimburile de electricitate între țările Europei Centrale și de Răsărit. Este responsabil pentru transportul energiei electrice, funcționarea sistemului și a pieței, asigurarea siguranței SEN.

70% din cantitatea de energie consumată pe piața românească și 100% din cantitatea de energie destinată exportului este transportată prin Rețeaua Electrică de Transport aparținând Transelectrica.

Volumul de instalații gestionat de “Transelectrica”-SA este format din:

- 79 stații electrice (1 stație de 750 kV, 36 stații de 400 kV, 42 stații de 220 kV)
- 8931,6 km linii electrice aeriene - LEA
- 218 unități principale de transformare totalizând 37.565 MVA

4.1.1.3.3 Operatorul pieței de energie electrică

OPCOM

Conform prevederilor legislației în vigoare, OPCOM îndeplinește **rolul de administrator al pieței de energie electrică**, furnizând un cadru organizat, viabil și eficient pentru desfășurarea tranzacțiilor comerciale în cadrul pieței angro de energie electrică.

4.1.1.3.4 Distribuitori și furnizori

Accesul pe piață al transportatorului, a distribuitorilor și furnizorilor de energie electrică se face prin acordarea de licențe de transport, de distribuție și de furnizare, de către ANRE.

În prezent există în România:

- **8 societăți comerciale** care au rolul de **operatori de distribuție**

Conform informațiilor furnizate de ANRE, aceștia sunt: SC CEZ Distribuție SA, SC ENEL Distribuție Banat SA, SC ENEL Distribuție Dobrogea SA, SC ENEL Distribuție Muntenia SA, SC E.ON Moldova Distribuție SA, SC FDEE Electrica Distribuție Muntenia Nord SA, SC FDEE Electrica Distribuție Transilvania Sud SA, SC FDEE Electrica Distribuție Transilvania Nord SA

- **5 societăți comerciale** de furnizare a energiei electrice care au obligația asigurării furnizării energiei electrice către consumatorii captivi sau eligibili care nu își exercită dreptul de a alege furnizorul într-o anumită zonă (**furnizori implicați**)

Conform informațiilor furnizate de ANRE, aceștia sunt: SC CEZ Vanzare SA, SC ENEL Energie SA, SC ENEL Energie Muntenia SA, SC E.ON Energie Romania SA, SC FDEE Electrica Furnizare SA

- 37 de societăți comerciale de furnizare a energiei electrice care acționează exclusiv pe piața angro
- 40 de societăți comerciale de furnizare a energiei electrice
- 10 producători care activează pe piața de energie electrică și în calitate de furnizori. Conform informațiilor furnizate de ANRE, aceștia fiind: RAAN, SC CE Craiova SA, SC Electrocentrale Deva SA, SC Hidroelectrică SA, SN Nuclearelectrică SA, SC CE Rovinari SA, SC CE Turceni SA, SC CET Arad SA, SC OMV Petrom SA, SC OMV Petrom Power Park SRL.

4.1.2 Funcționarea pieței de energie electrică în cifre

4.1.2.1 Date de producție la nivel SEN

Datele privind producția, consumul, importul și exportul de energie electrică în perioada 2009-2011 sunt prezentate în tabelul următor.

Tabel nr. 4.1.2.1 – 1 Producția, consumul, importul și exportul de energie electrică, 2009-2011

Nr. crt	Specificație	UM	2009	2010	2011
1	Energie electrică produsă	TWh	56,69	59,14	60,39
2	Energie electrică livrată	TWh	52,40	54,94	55,64
3	Import	TWh	0,68	0,94	1,04
4	Export	TWh	3,15	3,85	2,94
5	Consum intern	TWh	49,92	52,03	53,74

Sursa: Rapoarte ANRE 2011 și 2010

4.1.2.2 Piața angro de energie electrică în ansamblu

Conform **Raportului ANRE privind rezultatele monitorizării pieței de energie electrică în anul 2011**, volumele de energie electrică tranzacționate și prețurile medii realizate pe principalele componente ale **pieței angro** și tipuri de contracte în anul 2011, comparativ cu anii 2009 și 2010 sunt:

Tabel 4.1.2.2 - 1 Energia electrică tranzacționată și prețurile medii realizate pe principalele componente ale pieței angro

TRANZACȚII PE PIAȚA ANGRO	2009	2010	2011
1. PIAȚA CONTRACTELOR BILATERALE			
volum tranzacționat (GWh)	64921	79165	87168
% din consumul intern (%)	130,0	152,2	162,2
preț mediu (lei/MWh)	161,37	161,62	173,51
1.1. Vânzări pe contracte reglementate			
volum tranzacționat (GWh)	30334	28942	28021
% din consumul intern (%)	60,8	55,6	52,1
preț mediu (lei/MWh)	164,44	166,35	164,29
1.2. Vânzări pe contracte negociate*			
volum tranzacționat*** (GWh)	34587	50223	59147
% din consumul intern (%)	69,3	96,5	110,1
preț mediu (lei/MWh)	158,68	158,89	177,88
2. EXPORT			
volum** (GWh)	3154	3854	2942
% din consumul intern (%)	6,3	7,4	5,5
preț mediu (lei/MWh)	170,23	170,90	192,78
3. PIEȚE CENTRALIZATE DE CONTRACTE			
volum tranzacționat (GWh)	6329	4386	5031
% din consumul intern (%)	12,7	8,4	9,4
preț mediu (lei/MWh)	192,54	157,01	171,78
4. PIAȚA PENTRU ZIUA URMĂTOARE			
volum tranzacționat (GWh)	6347	8696	8870
% din consumul intern (%)	12,71	16,7	16,5
preț mediu (lei/MWh)	144,77	153,09	220,55
5. PIAȚA INTRAZILNICĂ			
volum tranzacționat (GWh)	-	-	4,585
% din consumul intern (%)	-	-	0,009
preț mediu (lei/MWh)	-	-	281,71
6. PIAȚA DE ECHILIBRARE			
volum tranzacționat (GWh)	3206	2965	4837
% din consumul intern (%)	6,4	5,7	9,0
volum tranzacționat la creștere (GWh)	1272	1410	3798
preț mediu de deficit (lei/MWh)	243,05	237,41	296,69
volum tranzacționat la scădere (GWh)	1934	1555	1039
preț mediu de excedent (lei/MWh)	74,17	40,25	59,49
CONSUM INTERN (include cpt distribuție și transport) (GWh)	49923	52027	53736

Sursa: Raportul ANRE privind rezultatele monitorizării pieței de energie electrică în perioada 2009-2011

Evoluția relației între volumele tranzacționate pe fiecare din piețele menționate în tabelul de mai sus și consumul intern estimat în perioada 2008-2011, este prezentată în graficul următor:

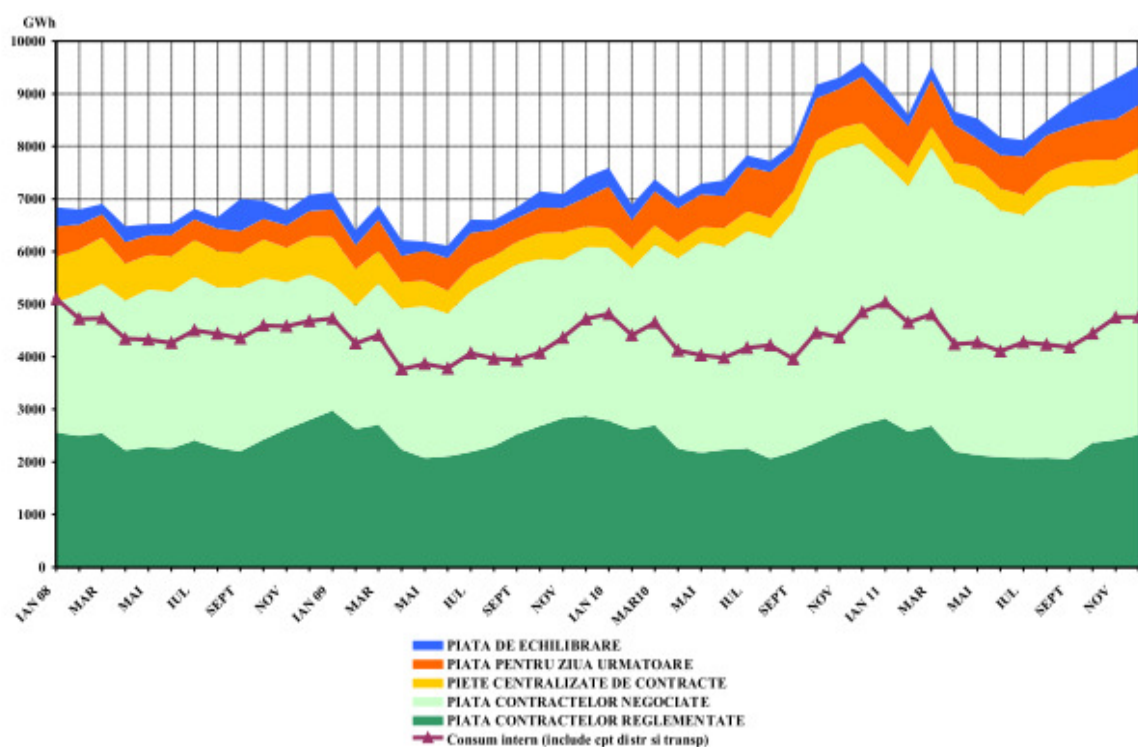


Figura 4.1.2.2 - 1 Evoluția lunară a volumelor tranzacționate pe piața angro comparativ cu consumul intern

Sursa: Raport monitorizare piață de energie electrică – luna decembrie 2011

Conform **Raportului ANRE privind rezultatele monitorizării pieței de energie electrică în luna mai 2012**, volumele de energie electrică tranzacționate și prețurile medii realizate pe principalele componente ale **pieței angro** și tipuri de contracte în luna mai 2012, comparativ cu luna anterioară și cu luna mai 2011 sunt:

Tabel nr. 4.1.2.2 – 2 Energia electrică tranzacționată și prețurile medii realizate pe principalele componente ale pieței angro – luna mai 2012

TRANZACȚII PE PIAȚA ANGRO	Aprilie 2012	Mai 2012	Mai 2011
1. PIAȚA CONTRACTELOR BILATERALE			
volum tranzacționat (GWh)	6263	6527	7154
preț mediu (lei/MWh)	175,23	177,60	166,72
% din consumul intern	156,5	156,6	167,5
1.1. Vânzare pe contracte reglementate			
volum tranzacționat (GWh)	1912	1872	2134
preț mediu (lei/MWh)	138,57	144,18	158,34
% din consumul intern	47,8	44,9	49,9
1.2. Vânzare pe contracte încheiate pe platforme de brokeraj*			
volum tranzacționat (GWh)	1049	1166	-
preț mediu (lei/MWh)	203,43	204,11	-
% din consumul intern	21,6	24,0	-
1.3. Vânzare pe contracte negociate**			
volum tranzacționat (GWh)	3302	3489	5020
preț mediu (lei/MWh)	187,51	186,67	170,28
% din consumul intern	82,5	83,7	117,5
2. EXPORT			
volum*** (GWh)	138	85	252
preț mediu (lei/MWh)	167,99	158,21	202,15
% din consumul intern (%)	3,5	2,0	5,9
3. PIEȚE CENTRALIZATE DE CONTRACTE			
volum tranzacționat (GWh)	544	628	457
preț mediu (lei/MWh)	214,94	209,83	166,92
% din consumul intern	13,6	15,1	10,7
4. PIAȚA PENTRU ZIUA URMĂTOARE			
volum tranzacționat (GWh)	874	813	533
preț mediu (lei/MWh)	190,73	178,86	226,46
% din consumul intern	21,8	19,5	12,5
5. PIAȚA INTRAZILNICĂ			
volum tranzacționat (GWh)	1,593	0,045	-
preț mediu (lei/MWh)****	279,33	207,73	-
% din consumul intern	0,040	0,001	-
6. PIAȚA DE ECHILIBRARE			
volum tranzacționat (GWh)	355	254	386
% din consumul intern	8,9	6,1	9,0
volum tranzacționat la creștere (GWh)	161	98	324
preț mediu de deficit (lei/MWh)	273,15	245,20	300,52
volum tranzacționat la scădere (GWh)	194	156	62
preț mediu de excedent (lei/MWh)	48,63	46,94	69,86
CONSUM INTERN (include cpt distribuție și transport) (GWh)	4002	4168	4272

Sursa: Raportul ANRE privind rezultatele monitorizării pieței de energie electrică în luna mai 2012

Evoluția relației între volumele tranzacționate pe fiecare din piețele menționate în tabelul de mai sus și consumul intern estimat în perioada iunie 2011-mai 2012, este prezentată în graficul următor:

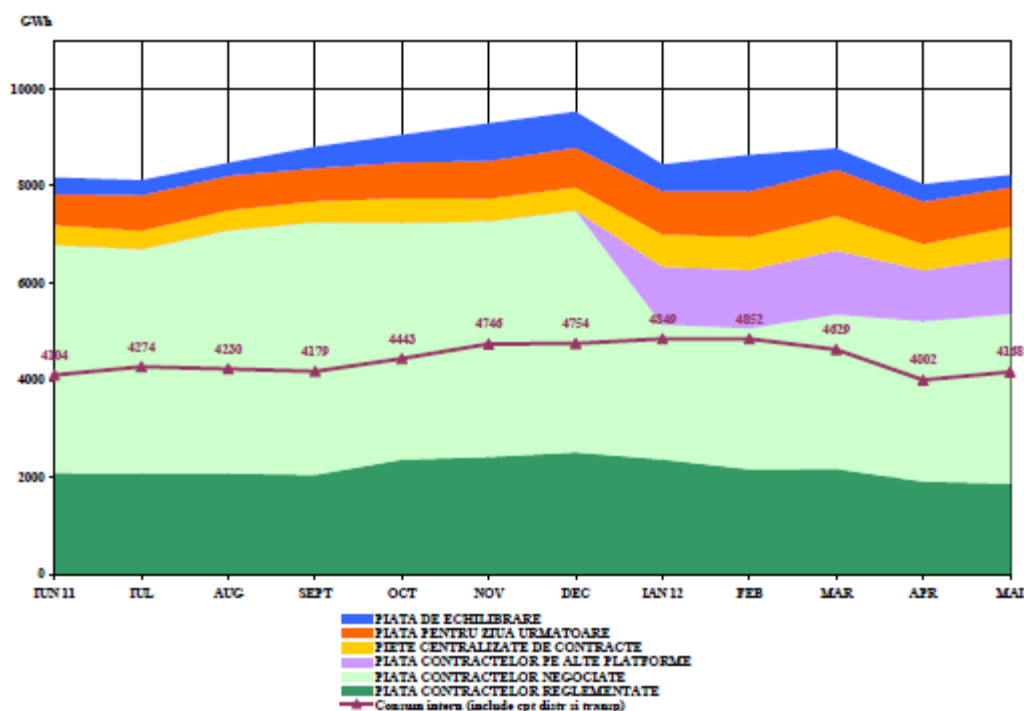


Figura 4.1.2.2 - 2 Evoluția volumelor tranzacționate pe fiecare piață și a consumului intern estimat pentru perioada iunie 2011- mai 2012

Sursa: Raport monitorizare piață de energie electrică – luna mai 2012

4.1.2.3 Piața centralizată pentru contracte bilaterale

Participanți înregistrați la PCCB: 93

Referitor la funcționarea pieții – modalitatea de tranzacționare PCCB, OPCOM furnizează următoarele date relevante pentru luna iulie 2012:

- **Contracte tranzacționate în luna iulie:**
 - Număr: 22
 - Cantitate de energie electrica (MWh): 903.250
 - Preț mediu ponderat (RON/MWh): 229,87
 - Preț mediu ponderat (EUR/MWh): 50,15
 - Valoarea tranzacțiilor (mil. RON): 207,63
 - Valoarea tranzacțiilor (mil. EUR): 45,29
- **Contracte cu livrare în luna iulie:**
 - Număr: 58
 - Cantitate de energie electrica (MWh): 506.185
 - Cota livrărilor pe PCCB din consumul net estimat (%): 11,76
 - Preț mediu ponderat (RON/MWh): 212,94
 - Preț mediu ponderat (EUR/MWh): 47,10
 - Valoarea tranzacțiilor (mil. RON): 107,79
 - Valoarea tranzacțiilor (mil. EUR): 23,84

Referitor la funcționarea pieții – modalitatea de tranzacționare PCCB-NC, OPCOM furnizează următoarele date relevante pentru luna iulie 2012:

- **Contracte standard tranzacționate în luna iulie:**
 - Cantitate de energie electrică (MWh): 46.032
 - Preț mediu ponderat (RON/MWh): 209,45
 - Preț mediu ponderat (EUR/MWh): 46,14
 - Valoarea tranzacțiilor (mil. RON): 9,64
 - Valoarea tranzacțiilor (mil. EUR): 2,12
- **Contracte cu livrare în luna iulie:**
 - Cantitate de energie electrică (MWh): 34.432
 - Cota livrărilor pe PCCB din consumul net estimat (%): 0,8
 - Preț mediu ponderat (RON/MWh): 208,24
 - Preț mediu ponderat (EUR/MWh): 45,91
 - Valoarea tranzacțiilor (mil. RON): 7,17
 - Valoarea tranzacțiilor (mil. EUR): 1,58

4.1.2.4 Piața pentru Ziua Următoare (PZU)

Referitor la funcționarea PZU, OPCOM furnizează următoarele date relevante pentru luna iulie 2012:

- Participanți înregistrați la PZU: 124
- Număr de participanți activi [participanți/lună]: 79
- Număr mediu de participanți activi [participanți/zi]: 74
- Preț mediu (RON/MWh): 228,81
- Preț mediu (EUR/MWh): 50,47
- Preț mediu ponderat (RON/MWh): 232,36
- Preț mediu ponderat (EUR/MWh): 51,27
- Volum total tranzacționat (MWh): 878.614,132
- Volum mediu tranzacționat (MWh/h): 1.180,933
- Cota tranzacțiilor PZU din consumul net prognozat (%): 19,55%
- Valoarea tranzacțiilor (mil. RON): 204,16
- Valoarea tranzacțiilor (mil. EUR): 45,05

În tabelul de mai jos se prezintă comparativ, evoluția PZU în luna iulie 2012 față de aceeași luna a anului 2011 și evoluția PZU în luna iulie 2012 față de luna februarie a aceluiași an.

Tabel nr. 4.1.2.4. – 1 Evoluția PZU

Perioada	Volumul tranzacțiilor [MWh]	Volumul mediu orar tranzacționat [MWh/h]	Cota pieței [%]	Prețul mediu de închidere a pieței [RON/MWh]	Prețul mediu de închidere a pieței [EUR/MWh]	Valoarea tranzacțiilor [RON]	Valoarea tranzacțiilor [EUR]
Iulie 2011	732.466,690	984,498	17,00%	216,97	51,19	160.160.393,70	37.784.623,92
Iulie 2012	878.614,132	1.180,933	19,55%	228,81	50,46	204.156.380,64	45.048.461,57
Variație procentuală	+19,95%	+19,95%	+15,00%	+5,46%	-1,43%	+27,47%	+19,22%
Perioada	Volumul tranzacțiilor [MWh]	Volumul mediu orar tranzacționat [MWh/h]	Cota pieței [%]	Prețul mediu de închidere a pieței [RON/MWh]	Prețul mediu de închidere a pieței [EUR/MWh]	Valoarea tranzacțiilor [RON]	Valoarea tranzacțiilor [EUR]
Iunie 2012	797.085,817	1.107,064	19,45%	183,41	41,11	148.197.118,11	33.218.673,41
Iulie 2012	878.614,132	1.180,933	19,55%	228,81	50,46	204.156.380,64	45.048.461,57
Variație procentuală	+10,23%	+6,67%	+0,48%	+24,76%	+22,75%	+37,76%	+35,61%

Sursa: Raport de piață lunar – OPCOM iulie 2012

4.1.2.5 Piața de echilibrare

Energia de echilibrare efectiv livrată pe PE este prezentată în figura următoare, în evoluție pentru perioada iunie 2011 – mai 2012:

Evoluția lunară a energiei efectiv livrată pe piața de echilibrare

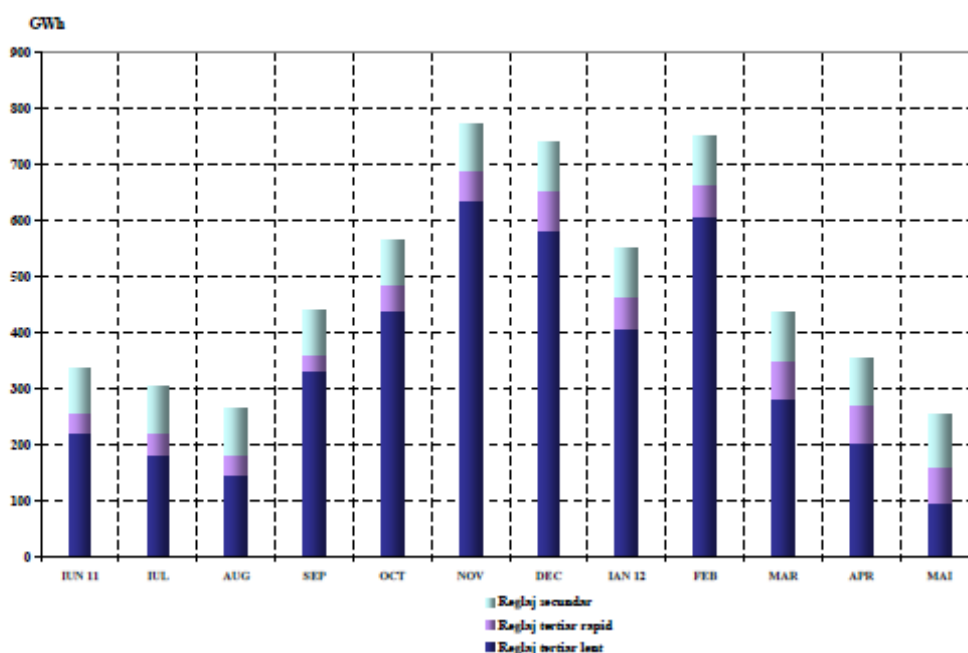


Figura 4.1.5 - 1 Evoluția lunară a energiei efective livrate pe PE

Evoluția rezervelor (servicii tehnologice de sistem, reprezentând obligații ale producătorilor de menținere la dispoziția dispecerului/ofertare pe piața de echilibrare a capacităților contractate) achiziționate/decontate de C.N. Transelectrica S.A. pentru perioada iunie 2011 – mai 2012, este prezentată în graficul următor:

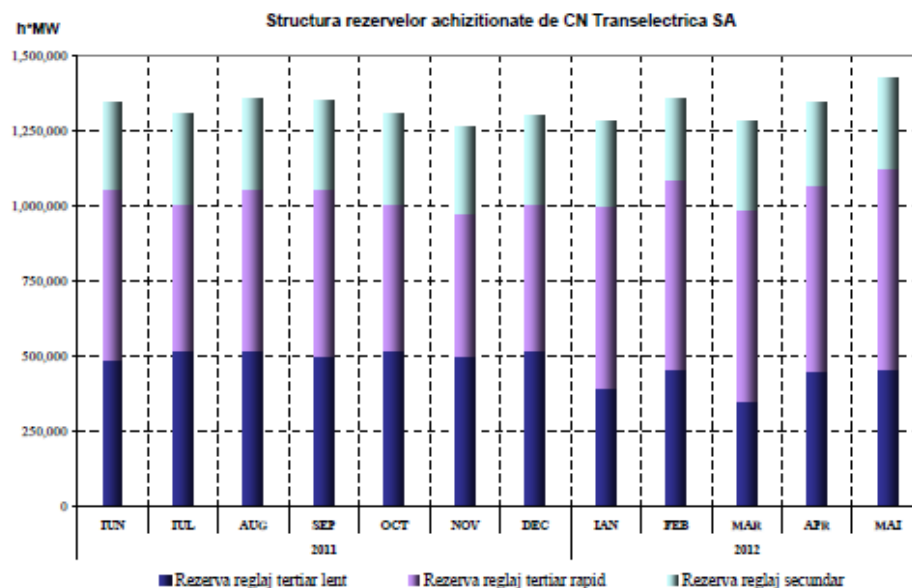


Figura 4.1.2.5 - 2 Evoluția lunară a rezervelor achiziționate/decontate de C.N. Transelectrica S.A.

4.1.2.6 Piața cu amănuntul (PAM)

Referitor la funcționarea pieței cu amănuntul de energie electrică (PAM), numărul consumatorilor alimentați în regim concurențial și consumul lor structurat pe categorii de consum și furnizori sunt prezentate, la nivelul lunii mai 2012, în figura de mai jos:

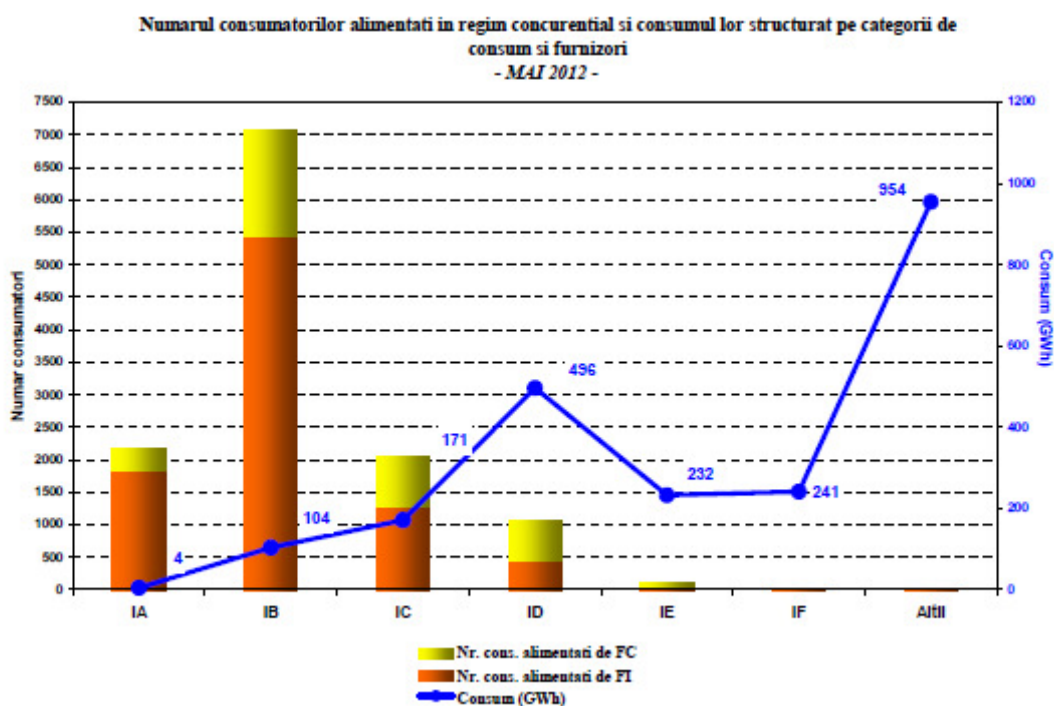


Figura 4.1.2.6 - 1 Evoluția numărului consumatorilor alimentați în regim concurențial și a energiei electrice furnizate acestora

Sursa: Raportul ANRE privind rezultatele monitorizării pieței de energie electrică în luna august 2011

4.1.3 Prețuri și tarife

4.1.3.1 Piața concurențială și piața reglementată

Piața de energie electrică din România este compusă din **pieța reglementată** și **pieța concurențială**, creșterea ponderii pieței concurențiale realizându-se gradat, prin asigurarea accesului pentru cât mai mulți participanți, producători, furnizori și clienți finali.

Conform legii nr. 123/2012 a energiei electrice și a gazelor naturale, calendarul propus de eliminare a tarifelor reglementate este următorul:

Tabel nr. 4.1.3.1 – 1 Calendarul propus de eliminare a tarifelor reglementate

Data de implementare	Procentul de achiziție din piața concurențială (consumatori necasnici) (%)	Procentul de achiziție din piața concurențială (consumatori casnici) (%)
01.09.2012	15	-
01.01.2013	30	0
01.04.2013	45	0
01.07.2013	65	10
01.09.2013	85	10
01.01.2014	100	20
01.07.2014	100	30
01.01.2015	100	40
01.07.2015	100	50
01.01.2016	100	60
01.07.2016	100	70
01.01.2017	100	80
01.07.2017	100	90
31.12.2017	100	100

Piața contractelor bilaterale reglementate

Componenta reglementată a pieței angro a continuat să funcționeze și în anul 2012, în scopul alimentării la tarife reglementate a consumatorilor casnici și a consumatorilor necasnici care nu au uzat de dreptul de a-și alege furnizorul, precum și pentru acoperirea pierderilor în rețele de transport și distribuție. Astfel, în mai 2012, contractele bilaterale reglementate au acoperit 44,9 % din consumul intern (au fost luate în considerare contractele tranzacționate în mai 2012, precum și contractele cu livrare în luna mai 2012).

Piața cu amănuntul reglementată

Asemănător cu piața contractelor bilaterale, și PAM a continuat să funcționeze în 2012, atât în regim reglementat cuprinzând toți consumatorii finali care au optat să continue achiziționarea de energie electrică la tarife reglementate, cât și în regim concurențial.

4.1.3.2 Prețuri concurențiale

Conform **Raportului privind rezultatele monitorizării pieței de energie electrică în luna mai 2012** evoluția lunară a prețului mediu tranzacționat pe PZU, este următoarea:

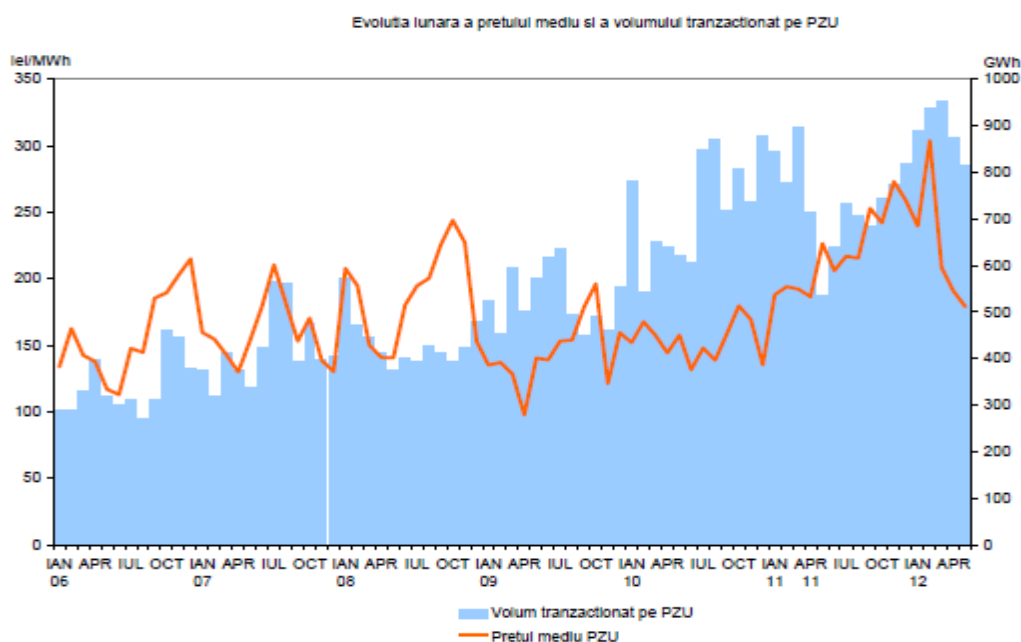


Figura 4.1.3.2 – 1 Evoluția prețului mediu și a volumului tranzacționat pe PZU

Conform **Raportului privind rezultatele monitorizării pieței de energie electrică în luna mai 2012** prețurile medii înregistrate în perioada iulie 2005 –mai 2012 pe PZU și PE sunt:

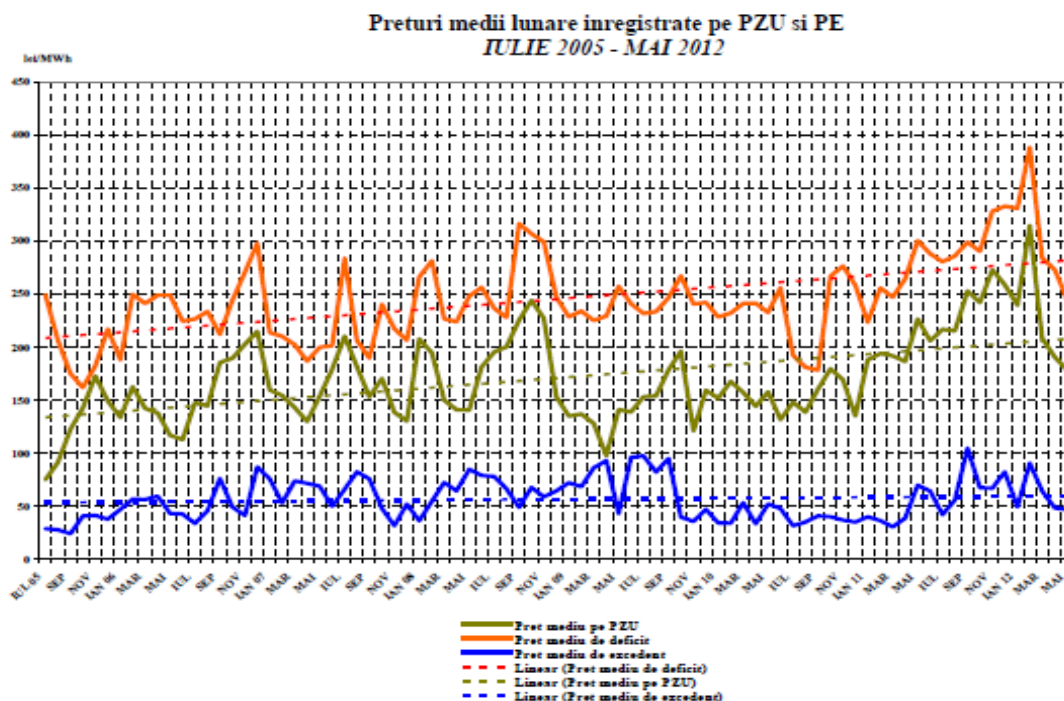
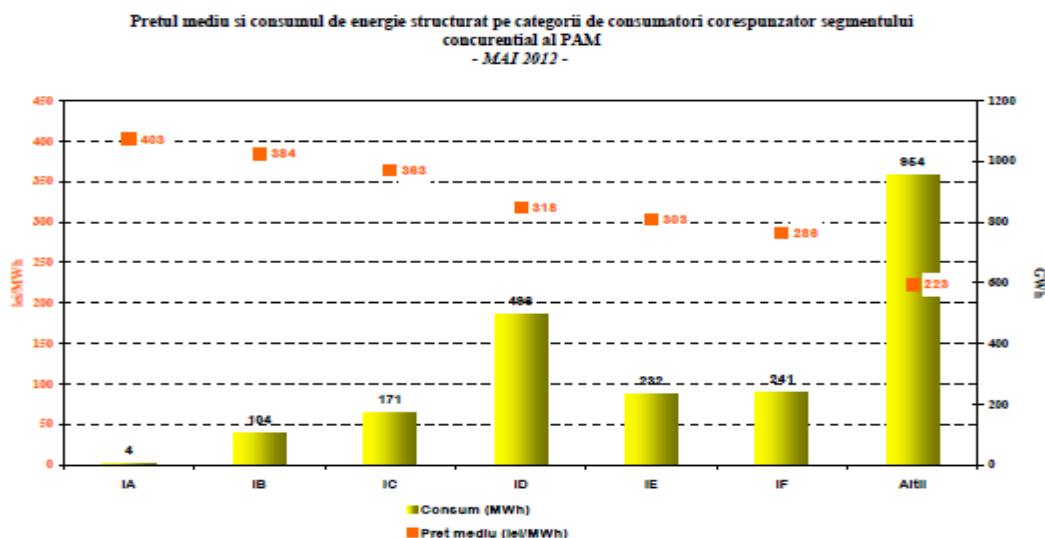


Figura 4.1.3.2 – 2 Prețuri medii înregistrate pe PZU și PE 2005 – 2012

Prețurile medii înregistrate la nivelul anului 2011, respectiv luna mai 2012, pe piața contractelor bilaterale negociate sunt prezentate în tabelul nr. Tabel 4.1.2.2 - 1 Energia electrică tranzacționată și prețurile medii realizate pe principalele componente ale pieței angro respectiv Tabel nr. 4.1.2.2 – 2 Energia electrică tranzacționată și prețurile medii realizate pe principalele componente ale pieței angro – luna mai 2012.

La nivelul PAM, prețurile medii de vânzare la consumatorii alimentați în regim concurențial, pentru luna mai 2012, sunt prezentate în graficul următor:



Figură 4.1.3.2 - 3 Prețuri medii înregistrate pe PAM în regim concurențial

4.1.3.3 Tarife reglementate

În prezent tarifele pentru energia electrică livrată consumatorilor finali captivi, tarifele medii pentru serviciile de transport și de distribuție și tariful pentru activitatea de administrare a pieței angro sunt stabilite și aprobate de ANRE, pe baza costurilor justificate ale agenților economici.

În cadrul activității de stabilire a **tarifelor la consumatorii captivi**, pe baza prevederilor din Metodologia de calcul necesar stabilirii prețurilor și tarifelor reglementate (aprobată prin Ordinul ANRE nr.133/2008), în anul 2012 au fost emise două ordine ANRE cu privire la tarifele reglementate pentru consumatorii care nu și-au exercitat dreptul la eligibilitate. Astfel:

- Ordinul nr. 25/2012 pentru aprobarea tarifelor reglementate la energia electrică livrată de furnizorii implicați și furnizorii de ultimă opțiune consumatorilor casnici și asimilați consumatorilor casnici
- Ordinul nr. 26/2012 pentru aprobarea tarifelor reglementate la energia electrică livrată de furnizorii implicați și furnizorii de ultimă opțiune consumatorilor captivi, alții decât cei casnici și cei asimilați consumatorilor casnici precum și a prețurilor pentru energia reactivă

Pentru **consumatorii casnici** și pentru cei asimilați consumatorilor casnici, tarifele sunt diferențiate pe:

- nivele de tensiune: joasă tensiune (0-1 kV inclusiv), medie tensiune (1-110 kV exclusiv)
- mod contorizare: contoare cu plată post consum, contoare cu preplată
- zone orare: zona de zi, zona de noapte
- cu sau fără abonament

Pentru **consumatorii captivi, alții decât cei casnici** și cei asimilați consumatorilor casnici, tarifele sunt diferențiate pe:

- nivele de tensiune: înaltă tensiune (110 kV și peste), medie tensiune (1-110 kV exclusiv), joasă tensiune (0,1-1 kV inclusiv)
- zone orare:
 - pentru putere există: zone de vârf seară (orele 20-22 pentru lunile aprilie, mai, august și septembrie și orele 17-22 pentru restul anului), zonă rest ore (orele 22-20 pentru lunile aprilie, mai, august și septembrie și orele 22-17 pentru restul anului)
 - pentru energie există: zonă de vârf (orele 7-9 și orele 20-22), zonă normală (orele 6-7, 9-20, 22-0) și zona de gol (orele 0-6)
- durate de utilizare: mică, medie, mare
- tip tarif:
 - A. Tarif binom diferențiat (pentru putere* și pentru energie)
 - B. Tarif monom diferențiat (pentru energie)
 - C. Tarif binom simplu (pentru putere* și pentru energie)
 - D. Tarif monom simplu (pentru energie)

*) Puterea maximă aprobată prin avizul tehnic de racordare este de până la 100 kVA inclusiv

În cadrul activității de stabilire a **tarifelor de transport**, pe baza prevederilor din Metodologia de stabilire a tarifelor pentru serviciul de transport al energiei electrice, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 60/2007, în anul 2010 este emis un ordin al ANRE cu privire la tarifele reglementate pentru transport, pentru serviciul de sistem și pentru serviciile prestate de operatorul pieței centralizate de energie (OPCOM), astfel,

- **Ordinul nr. 45/2010** de aprobare a tarifului mediu pentru serviciul de transport, a tarifului pentru serviciul de sistem, a tarifului pentru serviciile prestate de operatorul pieței de energie electrică participanților la piețele administrate de acesta și a tarifelor zonale aferente serviciului de transport, practicate de operatorii economici din cadrul sectorului energiei electrice. **În anul 2011 acest ordin a fost modificat prin Ordinul ANRE nr. 19, noile valori ale tarifelor menționate mai sus fiind:**

În anul 2011, a fost emis **Ordinul ANRE nr. 19/2011, privind modificarea Anexei 1 al Ordinului nr. 45/2010.**

Tabel nr. 4.1.3.3 – 1 Tarife pentru serviciul de transport, pentru serviciul de sistem și pentru serviciile prestate de operatorul pieței centralizate participanților la piețele administrate de acesta

	U.M.	Tarif
Transelectrica SA		
Tarif mediu pentru serviciul de transport al energiei electrice	lei/MWh	18,77
Tariful pentru serviciul de sistem, din care -pentru servicii funcționale de sistem	lei/MWh	10,21 1,07
OPCOM SA		
Tariful pentru serviciile prestate de operatorul pieței centralizate participanților la piețele administrate de acesta	lei/MWh	0,30

În cadrul activității de stabilire a **tarifelor de distribuție**, pe baza prevederilor din Metodologia de stabilire a tarifelor pentru serviciul de distribuție a energiei electrice aprobată prin Ordinul ANRE nr. 39/2007 și modificată prin Ordinul ANRE nr.24/2010, în anul 2012 este emis un ordin al ANRE pentru aprobarea tarifelor specifice pentru serviciul de distribuție a energiei electrice prestat de operatorii principali de distribuție astfel,

- **Ordinul 24/2012 pentru aprobarea tarifelor specifice pentru serviciul de distribuție a energiei electrice prestat de operatorii principali de distribuție.**

Tarifele specifice pentru serviciul de distribuție a energiei electrice prestat de operatorii principali de distribuție sunt structurate pe nivele de tensiune, astfel:

Tabel 4.1.3.3 – 2 Tarife specifice pentru serviciul de distribuție a energiei electrice prestat de operatorii principali de distribuție

Operator principal distribuție	Tarif specific (lei/MWh) pe nivel de tensiune		
	ÎT	MT	JT
Societatea Comercială "Enel Distribuție Banat" SA	21,00	42,00	139,00
Societatea Comercială "Enel Distribuție Dobrogea" SA	21,00	42,00	139,00
Societatea Comercială "Enel Distribuție Muntenia" SA	10,49	31,11	136,32
Societatea Comercială "E.ON Moldova Distribuție" SA	21,00	42,00	139,00
Societatea Comercială "CEZ Distribuție" SA	21,00	42,00	139,00
Societatea Comercială "Filiala de Distribuție a Energiei Electrice Electrica Distribuție Muntenia Nord" SA	18,00	42,00	139,00
Societatea Comercială "Filiala de Distribuție a Energiei Electrice Electrica Distribuție Transilvania Nord" SA	21,00	42,00	101,42
Societatea Comercială "Filiala de Distribuție a Energiei Electrice Electrica Distribuție Transilvania Sud" SA	21,00	41,98	123,27

4.1.4 Influența schemelor de sprijin asupra prețului energiei electrice

În România se aplică în prezent două scheme de sprijin care influențează prețul energiei electrice la consumatorul final. Acestea sunt următoarele:

- schema de sprijin pentru promovarea producerii energiei din surse regenerabile de energie, prin sistemul de cote obligatorii combinat cu tranzacționarea certificatelor verzi. Această schemă de sprijin se aplică pe o perioadă de 15 ani
- schema de sprijin pentru promovarea cogenerării bazate pe cererea de energie termică utilă, prin bonusul acordat pentru energia electrică produsă în cogenerare de înaltă eficiență. Această schemă de sprijin se aplică în perioada 2010-2023.

Prima schemă de sprijin implică obligația furnizorilor de a achiziționa certificatele verzi de pe piața de certificate verzi și conduce la creșterea prețului energiei electrice la consumatorul final.

A doua schemă de sprijin implică o contribuție pentru crearea fondului necesar pentru acordarea bonusului, ceea ce conduce de asemenea la creșterea prețului energiei electrice la consumatorul final.

4.1.5 Influența EU-ETS asupra prețului energiei electrice

Schema europeană de comercializare a certificatelor de emisii de gaze cu efect de seră (EU-ETS) este stabilită prin Directiva 2003/87/CE. Odată cu intrarea României în UE, a devenit obligatorie participarea la EU-ETS.

Toate instalațiile de ardere cu puterea termică mai mare de 20 MWt intră sub incidența ETS.

În cadrul ETS, un certificat de emisii de GES reprezintă dreptul de a emite o tonă de dioxid de carbon echivalent într-o perioadă definită.

Operatorul unei instalații sub incidența ETS are obligația de a returna către autoritatea competentă, în fiecare an, până la sfârșitul lunii aprilie, un număr de certificate egal cu emisiile de CO₂ generate în anul precedent, verificate de către un verficator independent.

În prezent, costurile de producere a energiei electrice care stau la baza prețurilor prezentate în acest capitol, nu cuprind, decât într-o foarte mică măsură, internalizarea costurilor aferente certificatelor de emisii de CO₂. În cadrul primelor două faze de funcționare ale schemei, 2007 și 2008-2012, producătorii de energie electrică au primit alocare gratuită în procent de peste 80%. Ca urmare a crizei economice, alocarea gratuită a acoperit în general emisiile generate.

Începând cu anul 2013, conform prevederilor Directivei 2009/29/CE care completează și modifică Directiva 2003/87/CE, nu va mai exista alocare gratuită pentru producerea energiei electrice. Ca urmare, producătorii vor trebui să cumpere în cadrul licitațiilor organizate la nivel UE, toate certificatele necesare. Astfel, costurile cu CO₂ vor deveni importante și vor conduce la creșterea generală a costului energiei electrice atât în România, cât și în toate țările UE, iar prețurile de tranzacționare a energiei electrice vor include internalizarea costurilor aferente certificatelor de emisii de CO₂ achiziționate.

EU ETS conduce la creșterea costului de producere a energiei electrice, creștere care va deveni semnificativă începând cu anul 2013.

4.1.6 Ținte de reducere a emisiilor de CO₂ în perspectiva anului 2050

COM(2011) 112 final „Foaia de parcurs pentru trecerea la o economie competitivă cu emisii scăzute de dioxid de carbon până în 2050” reprezintă o foaie de parcurs cu privire la acțiunile pe care UE ar putea să le întreprindă până în 2050 pentru a reduce emisiile de gaze cu efect de seră în concordanță cu obiectivul convenit de 80-95%.

Reducerile sectoriale până în anul 2050 sunt prezentate în tabelul următor.

Tabel nr. 4.1.6 - 1 Reduceri de emisii de GES până în 2050

Reduceri de GES, comparativ cu 1990	2005	2030	2050
Total	-7%	între -40 și -44%	între -79 și -82%
Sectoare			
Energie electrică (CO ₂)	-7%	între -54 și -68%	între -93 și -99%
Industrie (CO ₂)	-20%	între -34 și -40%	între -83 și -87%
Transporturi (inclusiv emisiile de CO ₂ din aviație; cu excepția emisiilor produse de transportul maritim)	+30%	între +20 și -9%	între -54 și -67%
Locuințe și servicii (CO ₂)	-12%	între -37 și -53%	între -88 și -91%
Agricultură (alte emisii decât cele de CO ₂)	-20%	între -36 și -37%	între -42 și -49%
Alte emisii, cu excepția emisiilor de CO ₂	-30%	între -72 și -73%	între -70 și -78%

Analiza efectuată de CE arată că sectorul energiei electrice poate elimina aproape în totalitate emisiile de CO₂ până în 2050.

COM(2011) 885 final – Perspectiva energetică 2050 analizează scenarii de decarbonizare a sistemului energetic. Conform acestui document, sistemul de generare a energiei electrice trebuie să sufere modificări structurale și să atingă un nivel de decarbonizare semnificativ încă din 2030 (57-65 % în 2030 și 96-99 % în 2050). Acest lucru subliniază că este important ca tranziția să înceapă acum și că trebuie transmise semnalele necesare pentru a reduce la minimum investițiile în bunuri care presupun emisii importante de carbon în următoarele două decenii.

Majoritatea scenariilor sugerează că prețurile energiei electrice vor crește până în 2030, însă vor scădea ulterior.

4.1.7 Evoluția pieței de energie electrică spre o piață europeană

Comisia Europeană are în vedere crearea unei piețe unice de energie electrică. Aceasta va permite tuturor consumatorilor să își aleagă liber furnizorii, și tuturor furnizorilor să își livreze liber produsele clienților, inclusiv peste granițe.

Piața internă a UE a fost implementată începând cu anul 1999.

Pentru formarea pieței unice au fost emise trei pachete legislative, și anume:

- Primul pachet legislativ, care cuprinde Directiva 96/92/CE privind normele comune pentru piața internă de energie electrică
- Al doilea pachet legislativ, care cuprinde:
 - Directiva 2003/54/CE privind normele comune pentru piața internă de energie electrică și de abrogare a Directivei 96/92/CE
 - Regulamentul 1228/2003/CE privind condițiile de acces la rețea pentru schimburile transfrontaliere de energie electrică
- Al treilea pachet legislativ, care cuprinde:
 - Directiva 2009/72/CE, privind normele comune pentru piața internă a energiei electrice, (abroga Directiva 2003/54/CE)
 - Regulamentul (CE) nr. 713/2009, de instituire a Agenției pentru Cooperarea Autorităților de Reglementare din Domeniul Energiei (ACER)
 - Regulamentul (CE) nr. 714/2009, privind condițiile de acces la rețea pentru schimburile transfrontaliere de energie electrică (și de abrogare a Regulamentului (CE) nr. 1228/2003)

Acest al treilea pachet urmărește:

- creșterea independenței operatorilor rețelelor de transport

- accesul nediscriminatoriu al consumatorilor și furnizorilor la rețelele de distribuție
- creșterea independenței autorității de reglementare
- înființarea unui reglementator supranațional de energie (ACER), cu scopul de a supraveghea autoritățile naționale de reglementare și de a coordona/armoniza reglementările existente la nivel național
- accelerarea ritmului de liberalizare a piețelor, inclusiv pentru consumatorii casnici.

Comunicarea Comisiei din 10 ianuarie 2007 „O politică energetică pentru Europa” a subliniat importanța finalizării pieței interne a energiei electrice și a creării unor condiții de concurență echitabile pentru toate întreprinderile din domeniul energiei electrice stabilite în Comunitate.

Directiva 2009/72/CE privind normele comune pentru piața internă a energiei electrice și de abrogare a Directivei 2003/54/CE stabilește norme comune pentru producerea, transportul, distribuția și furnizarea energiei electrice, precum și dispoziții privind protecția consumatorilor, în vederea îmbunătățirii și integrării piețelor de energie competitive, conectate printr-o rețea comună, în Comunitate.

Pentru a grăbi formarea pieței unice, CE a emis COM(2011) 658 final – Regulament privind orientări pentru infrastructuri energetice transeuropene și de abrogare a Deciziei nr. 1364/2006/CE urmărește integrarea completă a pieței interne a energiei, inclusiv prin garantarea faptului că nici un stat membru nu este izolat de rețeaua europeană.

Consiliul Europei a fixat anul 2014 ca termen pentru finalizarea pieței interne UE de energie electrică.

Pentru România se are în vedere într-o primă etapă participarea la o piață regională care include Bulgaria, Cehia, Slovacia și Ungaria, urmată de trecerea la piața unică europeană.

4.2 Piața certificatelor de emisii de CO₂

4.2.1 Aspecte generale

Schema europeană de comercializare a emisiilor de gaze cu efect de seră (ETS – Emission Trading Scheme) funcționează din anul 2005 la nivelul Uniunii Europene, și din anul 2007 în România.

ETS este unul dintre cele mai importante instrumente ale UE pentru reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră.

În cadrul ETS, un certificat de emisii de gaze cu efect de seră corespunde unei tone de dioxid de carbon echivalent și dă dreptul beneficiarului acestui certificat să emită o tonă de dioxid de carbon echivalent.

Baza legală pentru ETS este constituită de Directiva 2003/87/CE de stabilire a unui sistem de comercializare a cotelor de emisie de gaze cu efect de seră în cadrul Comunității și de modificare a Directivei 96/61/CE a Consiliului, cunoscută drept Directiva ETS.

Directiva 2003/87/CE a fost transpusă în România prin HG nr.780/2006.

În primele două faze ale ETS, 2005-2007 și 2008-2012, certificatele de emisii de gaze cu efect de seră au fost alocate instalațiilor în baza unor Planuri Naționale de Alocare, stabilite de Statele Membre și aprobate de CE. Instalațiile sub incidența ETS au primit certificatele de emisii cu titlu gratuit. Aceste certificate au acoperit aproape în majoritate emisiile generate.

Ca parte a pachetului legislativ Energie-Schimbări climatice adoptat în aprilie 2009, Directiva 2009/29/CE de modificare a Directivei 2003/87/CE în vederea îmbunătățirii și extinderii sistemului comunitar de comercializare a cotelor de emisie de gaze cu efect de seră consolidează și îmbunătățește ETS pentru a conferi o stabilitate pe termen mai lung a cadrului de reglementare.

Astfel, pentru faza a treia a ETS, 2013-2020, au fost introduse noi sectoare de activitate în schemă și au fost introduse noi reguli de alocare, armonizate la nivel UE.

A fost stabilit un plafon descrescător pentru numărul de certificate de emisii până în 2020 și ulterior.

Ca urmare a Foii de parcurs pentru trecerea la o economie competitivă cu emisii scăzute de dioxid de carbon până în 2050, COM(2011) 112 final, există posibilitatea reducerii în continuare a plafonului în contextul evoluțiilor ulterioare ale politicilor.

Certificatele de CO₂ vor fi achiziționate în cadrul licitațiilor organizate pe platforma comună a UE.

Începând cu anul 2013, pentru producerea de energie electrică nu se va mai acorda alocare gratuită.

Există totuși două derogări tranzitorii de la regula achiziției integrale în cadrul licitațiilor:

- derogare gratuită tranzitorie în baza articolului 10c al Directivei 2003/87/CE revizuite, pentru producătorii de energie electrică eligibili, existenți la data de 31.12.2008, sau având început la aceeași dată procesul fizic de realizare a investiției, cu condiția utilizării contravalorii alocării gratuite pentru modernizarea sectorului energetic. Această alocare gratuită scade treptat ajungând la zero în anul 2020.
- derogare gratuită tranzitorie în baza articolului 10a al Directivei 2003/87/CE revizuite, pentru celelalte instalații sub incidența ETS, cu excepția producerii de energie electrică și instalațiilor de captare, transport și stocare CO₂. Această alocare gratuită scade treptat ajungând la zero în anul 2027.

4.2.2 Participanții la piața certificatelor de emisii de gaze cu efect de seră

Piața europeană a carbonului acoperă în prezent comercializarea în cele 30 de țări care participă la ETS (UE-27, Islanda, Liechtenstein și Norvegia) a certificatelor de emisii de gaze cu efect de seră și a altor unități care pot fi folosite pentru conformare în ETS.

În prezent există două categorii principale de participanți pe piața certificatelor de emisii:

- **cumpărătorii**, în scopul conformării cu schema, care au obligația reglementară de a restitui un număr de certificate egal cu emisiile generate, în termenele stabilite legal;
- **intermediarii financiari**, care nu au obligația de conformare.

Caracteristica actuală a ETS este participarea activă a intermediarilor financiari care facilitează tranzacționarea între instalații. Aceștia au dezvoltat produse derivate precum contractele futures, contractele de opțiuni și swap-urile, pentru a ajuta firmele participante să gestioneze riscurile.

Serviciile de intermediere prestate de firmele financiare sunt foarte importante pentru întreprinderile mici și mijlocii și pentru operatorii instalațiilor individuale care pot să nu dispună de resursele sau expertiza corespunzătoare, sau ale căror necesități de conformare sunt prea mici pentru a justifica o prezență directă continuă pe piața carbonului.

4.2.3 Produsele și sistemul de tranzacționare pe piața certificatelor de emisii de gaze cu efect de seră

Produsele care se tranzacționează în prezent pe piața carbonului și care pot fi utilizate pentru conformare în ETS sunt:

- certificatele de emisii de gaze cu efect de seră definite în Directiva ETS (**EUA – European Union Allowance**);
- creditele aferente mecanismelor flexibile din Protocolul de la Kyoto, respectiv:
 - reducerile de emisii certificate (**Certified Emission Reductions - CER**) care derivă din Mecanismul de Dezvoltare Nepoluantă (Clean Development Mechanism - CDM);
 - unitățile de reducere a emisiilor (**Emissions Reductions Units - ERU**) din proiectele de Implementare în Comun (Joint Implementation – JI).

Toate aceste unități pot fi tranzacționate și livrate imediat (așa-numita tranzacționare pe piața la vedere – spot trade). Majoritatea tranzacțiilor o reprezintă produsele derivate bazate pe certificate și CER, cum ar fi contractele forwards, contractele futures, contractele de opțiuni și swap-urile.

În 2009, 75-80% din volumul total de tranzacționare era reprezentat de contracte cu instrumente derivate.

Bursele și alte platforme organizate de tranzacționare comunică în timp real participanților la piață informații anonime despre ofertele vânzătorilor și cumpărătorilor, despre tranzacții și prețurile de închidere.

Dintre burse putem menționa Bluenext, EEX (European Energy Exchange), ECX (European Climate Exchange) ICE, Opcom, Consus.

Tabelul următor ilustrează diversificarea pieței europene a carbonului și prezintă o imagine generală a produselor oferite de câteva burse ale carbonului:

Tabel nr. 4.2.3 - 1 Produse oferite de diverse burse ale carbonului

BURSA	ȚARA DE FUNCȚIONARE	Tip tranzacții											Licitații
		Spot			Futures			Forwards		Opțiuni			
		EUA	CER	ERU	EUA	CER	ERU	EUA	CER	EUA	CER	ERU	
ECX/ICE	Regatul Unit	✓	✓		✓	✓	✓			✓	✓	✓	
Bluenext	Franța	✓	✓	✓	✓	✓							✓
EEX	Germania	✓			✓	✓				✓			✓
NASDAQ OMX	Norvegia	✓	✓		✓	✓		✓	✓	✓	✓		
Climex	Țările de Jos	✓	✓	✓									✓

Pe lângă tranzacționarea bursieră sau extrabursieră prin intermediul unui broker, tranzacțiile bilaterale directe dintre două părți care se cunosc între ele sunt, de asemenea, posibile. Tranzacțiile bilaterale au în general dimensiuni mari, iar prețul lor nu este făcut public.

Începând cu anul 2013, sistemul de licitație va fi principala metodă de alocare a certificatelor în ETS UE. Ponderea licitațiilor va crește treptat, urmărindu-se aplicarea sa integrală începând cu 2027.

Regulamentul nr. 1031/2010 al Comisiei din 12 noiembrie 2010 privind calendarul, administrarea și alte aspecte ale licitării certificatelor de emisii de gaze cu efect de seră instituie un cadru de reglementare aplicabil licitațiilor pentru certificate de emisii din cea de-a treia perioadă de tranzacționare.

Certificatele de emisii vor fi oferite spre vânzare pe o platformă de licitație prin intermediul unor contracte electronice standardizate.

După fiecare licitație, veniturile obținute sunt distribuite Statelor Membre în baza unor procente fixe deja stabilite.

Până la implementarea măsurilor juridice și a mijloacelor tehnice necesare pentru livrarea certificatelor de emisii, statele membre vor scoate la licitație fie contracte futures, fie contracte forwards.

În temeiul noului regulament privind licitațiile, accesul la această piață primară va fi restricționat inițial la anumite categorii de participanți. Lista entităților eligibile pentru participarea la licitații va putea fi extinsă la alte categorii de participanți, pe măsură ce se vor acumula dovezile despre licitațiile din cea de-a treia perioadă de tranzacționare.

Piața europeană a carbonului a crescut semnificativ ca dimensiune și complexitate în primii șase ani de funcționare.

Piața EU-ETS este o piață importantă, care a avut un volum anual de 30 miliarde euro în Faza I și are un volum de 47 miliarde Euro în Faza a II-a, ceea ce reprezintă cca 20% din piața anuală europeană de energie electrică.

CITL (Registrul comunitar independent al tranzacțiilor) conține date anuale asupra emisiilor verificate independent ale tuturor instalațiilor din ETS. Nivelul de emisii al instalațiilor este unul dintre elementele care determină cererea de pe piață.

4.2.4 Evoluția prețului certificatelor de emisii CO₂

Evoluția prețului certificatelor de emisii CO₂ este dificil de stabilit, prețul fiind influențat de o multitudine de factori, dintre care amintim:

- Acorduri la nivel internațional cu privire la țintele de reducere a emisiilor de gaze cu efect de seră;
- Prețul relativ al gazelor naturale comparativ cu prețul cărbunelui;
- Producțiile de energie electrică din surse hidroelectrice, alte surse regenerabile și nuclearelectrice;
- Cererea de energie electrică;
- Evoluția economică (creștere / recesiune);
- Condițiile climatice (în special pentru producătorii de energie electrică în cogenerare);
- Cantitatea de certificate disponibilă pentru licitații, determinată de:
 - Reducerea graduală a Plafonului UE;
 - Alocarea tranzitorie gratuită pentru sectoarele supuse riscului de relocare;
 - Alocarea tranzitorie gratuită în baza art.10a;
 - Rezerva pentru nou intrați;
 - Comportarea participanților la licitații.

Prețul CO₂ (EUA) a avut o variație fluctuată pe perioada 2005-2012.

În figura următoare este prezentată evoluția prețului CO₂ în perioada 2005-2009.

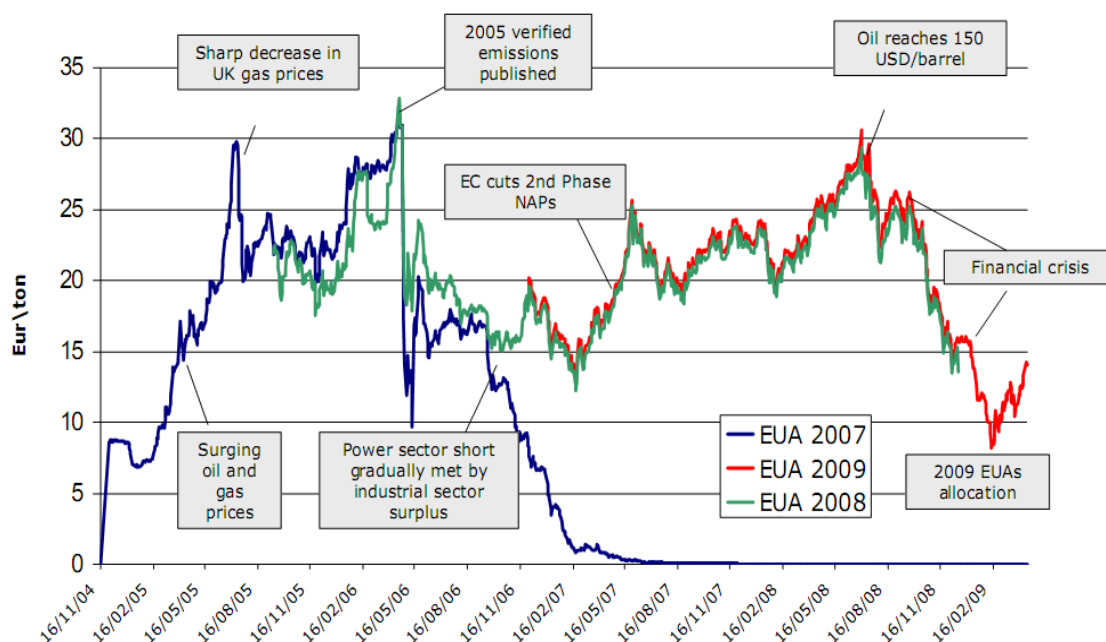


Figura 4.2.4 – 1 Prețul CO₂ în perioada 2005 - februarie 2009

Sursa: EssentTrading – Olanda

Conform graficului din figura de mai sus, prețul CO₂ a crescut în luna iulie 2005 la 30 Euro/tCO₂, urmare a scăderii prețului gazelor naturale. În luna aprilie 2006 se observă o scădere a prețului CO₂, cauzată de publicarea emisiilor verificate pentru anul 2005, din care a rezultat o supraalocare. La nivelul lunii iulie 2007, prețul CO₂ prezintă o creștere ca urmare a reducerilor efectuate de CE în Planurile Naționale de Alocare aferente fazei a doua a ETS (2008-2012). La nivelul lunii august 2008, prețul CO₂ are din nou o creștere, cauzată de creșterea prețului petrolului. La finalul anului 2008 încep să se întrevadă efectele crizei financiare.

Criza economică și financiară globală este una din cauzele majore pentru care prețul CO₂ a juns la nivelul a cca 7 Euro/tCO₂ în perioada ianuarie - februarie 2012.

Evoluția prețului CO₂ în perioada august 2010-ianuarie 2012 este prezentată în figura următoare:

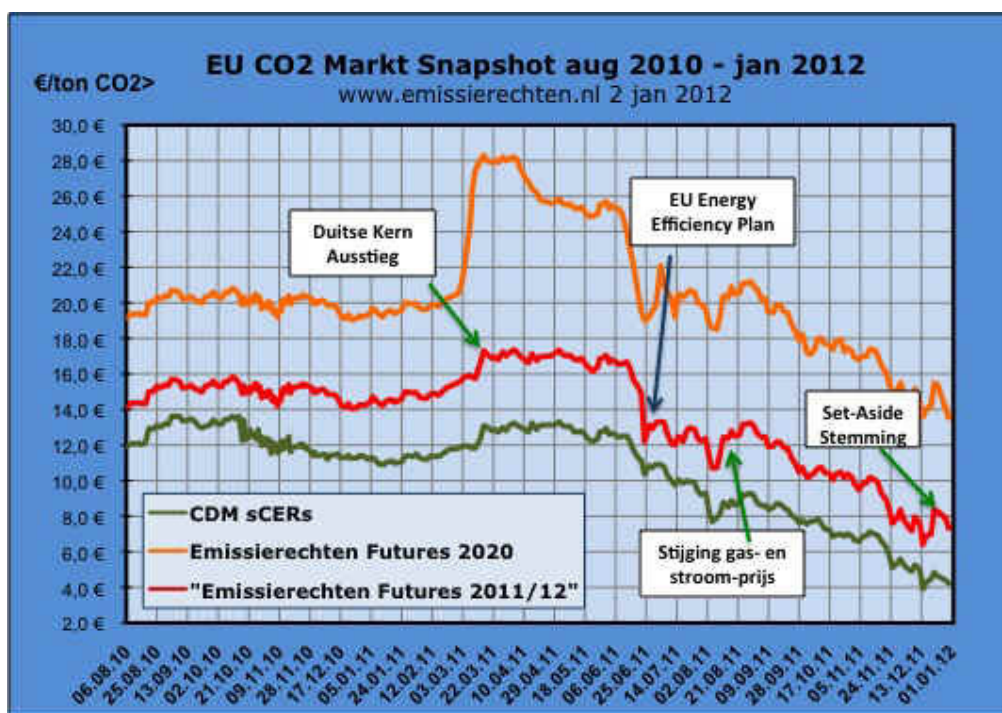


Figura 4.2.4 – 2 Prețul CO₂ în perioada august 2010 - ianuarie 2012

Sursa: www.co2prices.eu

Așa cum rezultă din graficul de mai sus, prețul CO₂ a crescut în luna aprilie 2011, după ce Germania a decis renunțarea la energia nucleară. Prețul CO₂ a scăzut după luna iunie 2011, când CE a propus ținte obligatorii pentru eficiența energetică. O creștere a prețului CO₂ se constată începând cu luna august 2011, odată cu creșterea prețului gazelor și energiei electrice.

Pentru menținerea prețului CO₂ la un nivel care să constituie un stimulent pentru politica de reducere a emisiilor de gaze cu efect de seră promovată de CE în perspectiva 2020 - 2050, CE a lansat la 25 iulie 2012 un pachet de documente care au în vedere modificări ale Regulamentului 1031/2010 privind licitațiile, respectiv schimbarea volumului licitațiilor în timp. Documentele sunt următoarele:

- SWD (2012) 234 final "Commission Staff Working Document. Information provided on the functioning of the EU Emissions Trading System, the volumes of greenhouse gas emission allowances auctioned and freely allocated and the impact on the surplus of allowances in the period up to 2020", 25 iulie 2012
- "COMMISSION REGULATION (EU) amending Regulation (EU) No 1031/2010 in particular to determine the volumes of greenhouse gas emission allowances to be auctioned in 2013-2020", draft, 25 iulie 2012
- "Proposal for a DECISION OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL amending Directive 2003/87/EC clarifying provisions on the timing of auctions of greenhouse gas allowances", draft, 25 iulie 2012

Documentele sunt supuse dezbaterii publice până la începutul lunii octombrie 2012.

Documentele emise de CE în data de 25 iulie 2012 au în vedere modificări ale Regulamentului 1031/2010 privind licitațiile, respectiv schimbarea volumului licitațiilor în timp.

Pentru schimbarea volumului licitațiilor în timp se au în vedere trei opțiuni privind numărul de certificate care se retrage de la licitații în perioada 2013-2015. Aceste certificate retrase sunt introduce înapoi în perioada 2016-2020.

Cele trei opțiuni se referă la numărul de certificate retrase și reintroduse ("Backloading"), astfel:

- Opțiunea 1: Retragera unui număr de 1200 milioane certificate
- Opțiunea 2: Retragera unui număr de 900 milioane certificate
- Opțiunea 3: Retragera unui număr de 400 milioane certificate

În cadrul documentelor emise de CE în data de 25 iulie 2012 nu se dau estimări privind impactul schimbării volumului licitațiilor în timp asupra evoluției prețului CO₂.

Sunt date numai estimări cantitative privind reducerea surplusului existent de certificate și estimări calitative privind evoluția prețului CO₂, astfel:

- Opțiunea 1: oferă cel mai puternic suport pentru creșterea prețului în perioada 2013-2015, dar presiunea asupra prețurilor în a doua jumătate a Fazei III este scăzută;
- Opțiunea 2: oferă un suport mai scăzut pentru creșterea prețului în perioada 2013-2015, iar presiunea asupra prețurilor în a doua jumătate a Fazei III este mai scăzută;
- Opțiunea 3: oferă cel mai mic suport pentru prețul CO₂.

4.3 Piața de energie electrică la nivelul municipiului Craiova

Municipiul Craiova este alimentat cu energie electrică din rețeaua națională prin intermediul stațiilor de transformare de 110/20/6 kV care au caracter mixt.

La nivelul municipiului există două surse de producere a energiei electrice (Uzina Ișalnița și Uzina Craiova).

Evoluția cantităților de energie electrică livrată de Uzina Craiova în perioada 2007 – 2012 este următoarea:

Tabel nr. 4.3 – 1 Evoluția cantităților de energie electrică livrată din Uzina Craiova (MWh)

Specificație	2007	2008	2009	2010	2011
Energia electrică livrată la limita centralei, din care:	1 215 144	1 481 382	1 165 868	930 344	1 459 816
- pe piața reglementată	544 902	474 701	472 765	367 622	387 432
- pe piața contractelor bilaterale	209 766	572 528	649 578	418 498	513 087
- pe piața centralizată a contractelor bilaterale	339 758	393 867	7146	0	0
- pe piața pentru ziua următoare	72 529	72 939	113 380	142 685	473 365
- pe piața serviciilor tehnologice de sistem	-	-	-	-	
- pe piața de echilibrare	67 537	75 226	73 614	58 816	104 402
Energia electrică achiziționată din SEN, în scopul onorării contractelor încheiate	19 348	107 897	150 616	57 278	18 470

Energia electrică este evacuată în sistemul energetic național prin rețele de înaltă tensiune aeriene (LEA 110 și 220 kV). În prezent în municipiul Craiova se află în exploatare 11 stații de transformare.

Gradul de încărcare cu sarcină a stațiilor de transformare la nivelul municipiului Craiova este în prezent de cca. 80 %, singura stație care mai are disponibil de putere fiind stația Centru.

Principalul furnizor de energie electrică din județul Craiova este S.C. CEZ Vânzare S.A., care este o companie componentă a grupului CEZ România.

Grupul CEZ este prezent pe piața românească încă din anul 2005, odată cu preluarea companiei de distribuție Electrica Oltenia SA, care după procesul de transformare asigură alimentarea cu energie electrică a șapte județe: Argeș, Dolj, Gorj, Mehedinți, Olt, Vâlcea și Teleorman.

În municipiul Craiova, SC CEZ Distribuție S.A. administrează un volum de instalații, după cum urmează: 8 stații de transformare 110/20 KV, 8.18 km linii electrice subterane 110 kV, 95,5 km linii electrice aeriene 110 kV, 166 km linii electrice aeriene medie tensiune, 362 km linii electrice subterane medie tensiune, 460 km linii electrice subterane joasă tensiune, 311 km linii electrice aeriene joasă tensiune, 355 posturi de transformare în cabina zidită, 18 posturi de transformare în anvelopă metalică, 129 posturi de transformare aeriene, 25 posturi de transformare în anvelopă de beton, instalații care deservește un număr de 119 425 consumatori.

Pentru anul 2011 S.C. CEZ Distribuție S.A. a realizat investiții pentru înlocuiri și modernizări de instalații, precum și lucrări de mentenanță.

S.C. CEZ Vânzare S.A. desfășoară următoarele activități de bază:

- furnizarea energiei electrice
- achiziția energiei electrice
- gestiunea energiei electrice,
- politici de tarifare
- contractarea energiei electrice livrate
- măsurarea și facturarea energiei electrice
- relațiile cu clienții.

În perioada ianuarie – decembrie 2011 cota de piață a furnizorului S.C. CEZ Vânzare S.A., către consumatorii finali a fost de cca. 8% din totalul consumului final de energie electrică, respectiv cca. 3665 GWh.

5 PIAȚA DE COMBUSTIBILI DIN ROMÂNIA

5.1 Disponibilitatea resurselor primare pentru perioada următoare

Resursele și producțiile de energie primară

România dispune de o gamă diversificată, dar redusă cantitativ, de resurse de energie primară fosile și minerale: țiței, gaze naturale, cărbune, minereu de uraniu, precum și de un important potențial valorificabil de resurse regenerabile.

Conform datelor prezentate în „**Strategia energetică a României pentru perioada 2007-2020 actualizată pentru perioada 2011-2020**”, în continuare sunt prezentate datele privitoare la piața combustibililor din România.

Resurse energetice epuizabile

O evaluare corectă a posibilităților de acoperire a necesarului de resurse energetice primare în perspectivă trebuie să pornescă de la situația actuală a rezervelor certe, corelată cu estimarea realistă a resurselor potențiale și în strânsă corelație cu previziunile privind consumul de resurse determinat de cererea de energie finală. Din acest punct de vedere în momentul de față pot fi făcute următoarele estimări:

Resursele de ***lignit*** din România sunt estimate la 1.490 milioane tone din care, exploatabile în perimetrele concesionate, 445 milioane tone. În condițiile realizării unei producții anuale de circa 30 milioane tone/an, rezervele din perimetrele concesionate pot asigura continuitatea extracției pentru circa 14 ani. Dacă concesionarea terenurilor din continuarea actualelor perimetre de exploatare nu va întâmpina dificultăți majore, rezervele exploatabile vor crește cu circa 820 milioane tone, care pot asigura creșterea perioadei de exploatare cu încă 25 – 30 ani.

În sectorul de extracție a lignitului nivelul de intervenție a statului este „redus” fiind rezumat la acordarea de subvenții doar pentru exploatarea din subteran care va fi eliminată. Extracția la zi a lignitului este nesubvenționată. Lignitul este exploatat în perimetrele pentru care dețin licențe de exploatare SNLO (în Gorj: Roșia de Jiu, Roșița, cariera Lupoia, Lupoia-Prigoriu, Ploștina Nord, Peșteana Nord, Peșteana Sud, Zegujani, Husnicioara Vest, Berbești –Vest, Pânga), Complexul Energetic Rovinari (cariera Pinoasa, Tismana, Rovinari, Gârla), Complexul Energetic Turcenii (Jilt și Tehomir), Complexul Energetic Craiova (Ruget) dar și Asociația Mina Borod – Voivozi (la Borod) și Exploatarea Resurselor Minerale Oltenia SRL Motru – ERMO (la Lupoia).

Referitor la ulei, restrângerea perimetrelor și închiderea minelor neperformante a condus la situația în care numai circa 30% din totalul rezervelor geologice de ulei se mai regăsesc în perimetrele aflate în concesiunea CNH-SA. În prezent CNH-SA mai deține în structură 7 exploatări miniere, o exploatare de preparare a cărbunelui și o stație centrală de salvare

minieră. Cele 7 exploatări miniere pentru care CNH deține licențe de exploatare a huilei sunt în județul Hunedoara (Lupeni Nord, Paroșeni, Livezeni, Uricani, Petrila Nord, Vulcan și Lonea).

Conform Directivei UE adoptată recent, UE permite continuarea subvenției pentru exploatarea huilei până în 2018 și condiționează acest fapt de aplicarea strictă a unui program de închidere a minelor care generează pierderi. Se poate estima că evoluția costurilor de producție, costurile suplimentare cu emisiile de CO₂ și eliminarea subvențiilor pentru producție (cerută de UE) va conduce la reducerea tot mai accentuată a competitivității huilei din producție internă și deci la restrângerea semnificativă a producției. Zăcămintele din România sunt situate în condiții geo-miniere complexe, iar caracteristicile mineralogice, ce influențează calitatea se situează la limita inferioară. Din punct de vedere economic și energetic pentru producția de energie electrică, huila indigenă, fără subvenții devine sursă marginală.

Conform situației resurselor naționale de energie primară (tabelul 1) este evident că exceptând sursele energetice regenerabile, lignitul reprezintă singurul purtător intern de energie primară care din punct de vedere al resurselor, poate contribui semnificativ la asigurarea necesarului de consum pentru producerea energiei electrice în următoarele 2 – 4 decade.

Tabel nr. 5.1 – 1 Situația resurselor naționale de energie primară

Resurse purtătoare de energie primară	Rezerve						Producție anuală estimată	Perioada estimată de asigurare		
	Rezerve		Exploatabile concesionate		În perimetre noi			Rezerve geologice	Rezerve exploatabile concesionate ²⁾	În perimetre noi
	Mil. tone ¹⁾	Mil. tep	Mil. tone	Mil. tep	Mil. tone ¹⁾	Mil. tep				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Cărbune										
- Huilă	755	422	105	38,8			2,5	229		*)
- Lignit	1490	276	445	82,4	1045	133	3,0	47	15	30
Țiței	74	72					4,5	14		
Gaz natural ¹⁾	185	159					10,5	15		

Notă: 1) exclusiv gaze naturale, exprimate în mld. m³;

2) durata de acordare a unei concesiuni este de cel puțin 2 ani;

*) depinde de evoluția reglementărilor Comisiei Europene în domeniu.

Tabel nr. 5.1 – 2 Estimarea rezervelor naționale de țiței și gaze naturale din România până în anul 2020 - ANRM

ANUL	ȚIȚEI milioane tone	GAZE NATURALE miliarde m ³
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
Premise avute în vedere în cadrul estimării	Datorită epuizării zăcămintelor, producția de țiței poate înregistra scăderi anuale de 2 - 4%. Gradul de înlocuire a rezervelor exploatare nu va depăși 15 - 20%.	Datorită epuizării zăcămintelor, producția de gaze poate înregistra scăderi anuale de 2 - 5%. Gradul de înlocuire a rezervelor exploatare nu va depăși 15 - 30%.

Se poate trage concluzia că producția de energie primară în România bazată atât pe valorificarea rezervelor fosile de energie primară, cărbune și hidrocarburi cât și pe cele de minereu de uraniu, în cea mai optimistă situație, nu va crește în următoarele 2 – 3 decade. Rezultă faptul că acoperirea creșterii cererii de energie primară în România va fi posibilă prin creșterea utilizării surselor regenerabile de energie și prin importuri de energie primară – gaze, țiței, cărbune, combustibil nuclear. La nivelul orizontului analizat România va rămâne dependentă de importurile de energie primară. Gradul de dependență va depinde de descoperirea de noi resurse interne exploatabile, de gradul de integrare a surselor regenerabile de energie și de succesul măsurilor de creștere a eficienței energetice.

Surse energetice regenerabile

Sursele regenerabile de energie din România au un potențial teoretic important. Potențialul utilizabil al acestor surse este mult mai mic, datorită limitărilor tehnologice, eficienței economice și a restricțiilor de mediu.

Tabel nr. 5.1 – 3 Potențialul național al surselor regenerabile din România

Sursa de energie regenerabilă	Potențialul energetic anual	Echivalent economic energie (mii tep)	Aplicație
Energie solară			
- termică	60 x 10 ⁶ GJ	1433,0	Energie termică
- fotovoltaică	1200 GWh	103,2	Energie electrică
Energie eoliană	23000 GWh	1978,0	Energie electrică
Energie hidroelectrică, din care:	40000 GWh	3440,0	Energie electrică
- sub 10 MW	6000 GWh	516,0	
Biomasă și biogaz	318 x 10 ⁶ GJ	7597,0	Energie termică
Energie geotermală	7 x 10 ⁶ GJ	167,0	Energie termică

Sursa : Planul Național de Acțiune în Domeniul Energiei din Surse Regenerabile (PNAER) – 2010

Potrivit ultimelor evaluări, potențialul hidroenergetic tehnic amenajabil al României este de circa 32.000 GWh/an. La finele anului 2009 puterea instalată în centrale hidraulice era de 6.469 MW, energia pentru anul hidrologic mediu fiind evaluată la 17.340 GWh/an. Astfel, gradul de valorificare al potențialului tehnic amenajabil este în prezent de 54%. Harta repartizării potențialului de resurse regenerabile pe teritoriul României este prezentată în figura următoare.



Figura 5.1 – 1 Harta resurselor regenerabile disponibile pe regiuni

Sursa: MEF - 2007

Legenda:

- I. Delta Dunării (energie solară);
- II. Dobrogea (energie solară și eoliană);
- III. Moldova (câmpie și podiș - microhidro, energie eoliană și biomasă);
- IV. Munții Carpați (IV1 – Carpații de Est; IV2 – Carpații de Sud; IV3 – Carpații de Vest (biomasă, microhidro);
- V. Podișul Transilvaniei (microhidro);
- VI. Câmpia de Vest (energie geotermală);
- VII. Subcarpații (VII1 – Subcarpații Getici; VII2 – Subcarpații de Curbură; VII3 – Subcarpații Moldovei: biomasă, microhidro);
- VIII. Câmpia de Sud (biomasă, energie geotermală și solară).

Evoluția consumului și a producției de energie primară

Se remarcă faptul că în perioada 1999 - 2008 consumul de energie primară a crescut cu 8,2%, procent inferior celui de creștere a produsului intern brut în același interval de timp (23,9%).

Se înregistrează și în România începerea fenomenului de decuplare a creșterii consumului de energie de creșterea economică, fenomen care în țările dezvoltate s-a înregistrat încă din

perioada de după primul șoc petrolier prin creșterea eficienței energetice pe tot lanțul energetic – producție – transport - consum.

Tabel nr. 5.1 – 4 Consumul intern de energie primară (mii tep)

Anul	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Consumul intern de energie primară, din care:	36.556	36.374	37.971	36.480	39.032	39.018	37.932	39.571	39.159	39.799
Cărbune*	6.853	7.475	8.169	8.812	9.509	9.172	8.742	9.540	10.064	9.649
Petrol și prod.petroliere**	10.235	9.808	10.804	9.371	9.088	10.092	9.163	9.840	9.658	9.719
Gaze naturale***	13.730	13.679	13.315	13.326	15.317	13.766	13.820	14.308	12.862	12.476
Lemne de foc și deșeuri agricole	2.817	2.763	2.134	2.351	2.844	3.134	3.185	3.185	3.275	3.710
Energie hidroelectrică	1.503	1.212	1.172	1.136	962	1.320	1.489	1.212	1.195	1.115
Energie nucleară	1.274	1.338	1.335	1.352	1.203	1.360	1.362	1.381	1.890	2.752
Alți combustibili	127	92	1034	115	93	93	88	87	194	352
Energie din surse neconventionale	17	7	7	17	18	81	82	18	21	26

Notă:* Cărbune = Cărbune bituminos+Alte huile+lignit+cărbune brun

**Petrol și produse petroliere = Țiței+benzină+Petroluri+Motorină+Păcură+Gaze de rafinare + GPL+Alte produse petroliere

***Gaze naturale=gaze naturale.

Sursa: Institutul Național de Statistică, Balanța Energetică a României - colecții

Dezvoltarea economică, structura economică și măsurile de eficiență energetică reprezintă principalii factori de influență ai consumului intern de energie primară. Principala restricție este cea a caracterului limitat al resurselor interne de combustibili fosili și a tendințelor de scădere a producției interne, ceea ce conduce la creșterea dependenței țării de importurile de energie primară. Datorită rezervelor limitate de resurse de energie primară, în România producția internă de energie a rămas practic constantă la valoarea de circa 27- 28 mil. tep. Fără aportul surselor regenerabile de energie această valoare va scădea treptat în următorii ani.

Tabel nr. 5.1 – 5 Producția de energie primară (mii tep)

Anul	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Producția de energie primară, din care:	27.890	28.191	29.022	27.668	28.192	28.095	27.154	27.065	27.300	28.861
Total cărbune, din care:	4.644	5.601	6.239	6.117	6.536	6.193	5.793	6.477	6.858	7.011
- Cărbune bituminos	68	8	8	8	6	-	-	-	-	-
- Alte huile	982	1.171	1.177	1.111	980	1.023	1.082	837	902	979
- Lignit	3.524	4.354	4.979	4.942	5.499	5.120	4.698	5.628	5.933	5.985
- Cărbune brun	70	68	75	56	51	50	13	12	23	47
Lemne de foc și deșeuri agricole	2.820	2.762	2.130	2.351	2.903	3.160	3.229	3.235	3.304	3.750
Țiței	6.244	6.157	6.105	5.951	5.770	5.592	5.326	4.897	4.651	4.619
Gaze naturale	11.192	10.968	10.889	10.384	10.529	10.196	9.536	9.395	9.075	8.982
Alți combustibili	125	86	1.033	115	92	92	87	82	127	240

Anul	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Energie din surse neconvenționale	17	7	7	17	18	81	82	18	21	26
Energie hidroelectrică	1.574	1.272	1.284	1.381	1.141	1.421	1.739	1.580	1.370	2.339
Energie nucleară	1.274	1.338	1.335	1.352	1.203	1.360	1.362	1.381	1.894	1.894

Sursa: Institutul Național de Statistică, *Balanța Energetică a României - colecții*

Se pot desprinde următoarele:

- Ponderea principală în producția internă o au gazele naturale. Producția de gaze naturale cunoaște însă o scădere treptată datorită declinului zăcămintelor, ponderea acestora în total a scăzut de la 40,1% în anul 1999 la 31,2% în anul 2008;
- Producția de țiței a scăzut, de asemenea, într-un ritm mai accentuat ajungând la o pondere în total de numai 16,0% în anul 2008 față de 22,4% în anul 1999. Astfel țițeiul a devenit al treilea purtător de energie în producția de energie în România, pe locul doi fiind cărbunele;
- Producția de cărbune a crescut în unități fizice cât și ca pondere în producția totală; principala contribuție a avut-o creșterea producției de lignit;
- Combustibilii fosili păstrează o pondere majoritară (77,2% în anul 2008) în producția de energie primară;
- Lemnele de foc și deșeurile agricole dețin o pondere importantă în producția internă de energie. Acest lucru reliefează importanța dezvoltării tehnologiilor moderne de obținere și utilizare a biomasei pentru producerea de energie (preponderent termică).

Având în vedere costurile ridicate de valorificare a surselor regenerabile este puțin probabil că pe termen mediu creșterea consumului de energie primară și scăderea producției interne să poată fi acoperită integral din surse regenerabile, ceea ce va conduce la creșterea importurilor.

5.2 Prețuri curente și de perspectivă

5.2.1 Evoluția prețului lignitului autohton

Lignitul exploatat în România nu face obiectul comerțului internațional cu această resursă, prețul acestuia fiind determinat numai de condițiile interne și de strategia privind evoluția acestui sector.

Se au în vedere două evoluții ale prețului lignitului:

- o evoluție minimă, rezultată din analiza factorilor de specialitate privind posibilitățile de eficientizare a producției;
- o evoluție maximă, în care se mențin condițiile actuale de producție.

Ipoteza prețului minim are în vedere următoarele măsuri pe termen scurt (2011 – 2012) și termen mediu (2013 – 2015) în vederea reducerii costurilor:

- Majorarea productivității în activitatea din cariere cu 30%;
- Externalizarea unor activități cu cheltuieli mai mari decât veniturile generate;
- Optimizarea activităților în cariere și excavarea selectivă pentru creșterea puterii calorifice a lignitului;
- Renunțarea la extracția în subteran a lignitului.

Evoluția prețului lignitului autohton în perioada 2010 – 2035 în cele două ipoteze (minimă și maximă) considerate este următoarea:

Tabel nr. 5.2.1 – 1 Evoluția prețului lignitului autohton în perioada 2010 – 2035

Lignit autohton	UM	2010	2015	2020	2025	2030	2035	Ritm mediu (%)
Ipoteza – Min.	€/GJ	1,64	1,58	1,51	1,625	1,755	1,885	0,56
Ipoteza – Max.	€/GJ	1,83	2,08	2,36	2,68	2,89	3,1	2,13
Ipoteza – Min.	lei/t	54,00	52,01	49,71	53,50	57,77	62,05	
Ipoteza – Max.	lei/t	60,24	68,47	77,69	88,23	95,14	102,05	

5.2.2 Scenarii de evoluție a prețului cărbunelui energetic pe piața externă

Se are în vedere:

- cărbunele energetic cu putere calorifică medie 5.500 kcal/kg (23.000 kJ/kg, 1 kcal=4,186 kJ);
- evaluarea INCE – august 2010 privind prețul pe piața externă în anii 2010 și 2020.

Evoluția prețului cărbunelui energetic pe piața externă în perioada 2010 – 2035 în două ipoteze de evoluție.

Tabel nr. 5.2.2 – 1 Evoluția prețului cărbunelui energetic pe piața externă în perioada 2010 – 2035

Cărbune energetic din import	UM	2010	2015	2020	2025	2030	2035	Ritm mediu 2010 – 2035 (%)
Ipoteza – Min.	€/GJ	3,18	3,67	4,24	4,65	5,11	5,62	2,30
Ipoteza – Max.	€/GJ	3,18	3,98	5,00	5,38	5,80	6,25	2,74
Ipoteza – Min.	€/t	73	85	98	107	118	129	2,30
Ipoteza – Max.	€/t	73	92	115	124	134	144	2,74

După anul 2020 s-a considerat o reducere a ritmului creșterii prețului cărbunelui având în vedere creșterea ponderii utilizării resurselor energetice regenerabile cât și dezvoltarea

capacităților de captare și stocare a CO₂ corelat cu restricțiile din ce în ce mai dure privind mediul.

5.2.3 Prețuri și tarife pentru gazele naturale

În conformitate cu prevederile Legii gazelor nr. 351/2004 cu modificările și completările ulterioare, ANRE elaborează, aprobă și aplică criterii și metode pentru aprobarea prețurilor și pentru stabilirea tarifelor reglementate în sectorul gazelor naturale, incluzând tarifele pentru transport și distribuție.

Mecanismele de calcul al prețurilor și al tarifelor reglementate sunt:

- de tipul „revenue-cap” pentru activitățile reglementate de înmagazinare subterană și de transport și
- de tip „price-cap” pentru activitățile reglementate de distribuție și de furnizare.

Sistemul tarifar pentru activitatea de transport cuprinde un set de tarife de tipul revenue-cap prin care este stabilit un venit reglementat total care acoperă costurile totale aferente unui an al perioadei de reglementare.

În tabelul de mai jos se prezintă tarifele pentru prestarea serviciilor de transport gaze naturale valabile pentru anul 2010-2011:

Tabel nr. 5.2.3 - 1 Tarifele pentru prestarea serviciilor de transport gaze naturale

Denumire servicii de transport	Componenta fixă (lei/MWh)	Componenta volumetrică (lei/MWh)	Actul normativ care atestă valabilitatea tarifelor
Servicii ferme	0,22	7,50	Ordinul ANRE nr.18/24.06.2010
Servicii întreruptibile	0,17	7,50	Ordinul ANRE nr.18/24.06.2010

Sistemul tarifar pentru activitatea de distribuție cuprinde tarife diferențiate pe categorii de consumatori. Tarifele de distribuție sunt de tip monom și acoperă costurile fixe și variabile legate de realizarea activității de distribuție. Tarifele de distribuție se aplică la cantitățile de gaze naturale distribuite.

Prețurile finale reglementate pentru furnizarea gazelor naturale în regim reglementat se stabilesc pentru fiecare furnizor în parte, funcție de categoria de consumatori (casnici și non-casnici), de locul de alimentare și de nivelul de consum.

Astfel, consumatorii (casnici și non-casnici) conectați la sistemul de transport sunt structurați funcție de următoarele nivele de consum:

De la 1 iulie 2011, prin Ordinul nr. 29/iunie 2011, ANRE a aprobat:

- creșterea în medie cu circa 10% a prețurilor finale reglementate aferente consumatorilor non-casnici, cu excepția producătorilor de energie termică, pentru cantitatea de gaze naturale utilizată la producerea de energie termică în centralele de cogenerare și în centralele termice care este destinată consumului populației

- menținerea la nivelul actual al prețurilor finale reglementate aferente consumatorilor casnici și producătorilor de energie termică, numai pentru cantitatea de gaze naturale utilizată la producerea de energie termică, în centralele de cogenerare și în centralele termice, destinată consumului populației.

Modificarea prețului la consumatorii non - casnici a fost motivată de:

- creșterea prețului gazului din import de la 290 USD/1000 m³, preț luat în calcul la ultima modificare a prețurilor (1 iulie 2009), la 460 USD/1000 m³ (43,60 USD/MWh) în prezent
- modificarea structurii amestecului de gaze care intră în componența costului unitar al gazului (CUG) ^{**}, astfel:
 - CUG-ul destinat consumatorilor non-casnici va fi calculat pe baza unei structuri a amestecului ce va conține 71% gaz din producția internă și 29% gaz provenit din import
 - CUG-ul destinat consumatorilor casnici va fi calculat pe baza unei structuri a amestecului ce va conține 89% gaz din producția internă și 11% gaz din import
- asigurarea constituirii stocurilor de gaze naturale, astfel încât să se realizeze siguranța și continuitatea în furnizarea gazelor naturale la toți consumatorii în iarna 2011-2012.

*** Potrivit art.1 din OUG nr.53/17.06.2011, începând cu data de 1 iulie 2011, pentru consumatorii casnici și producătorii de energie termică (numai pentru cantitatea de gaze naturale utilizată la producerea de energie termică în centralele de cogenerare și în centralele termice, destinată consumului populației) furnizarea gazelor naturale se realizează în condițiile stabilirii pentru o perioadă de 9 luni a unei structuri de amestec import intern, în care ponderea cantităților de gaze naturale din import în amestecul lunar de gaze naturale să fie stabilită astfel încât pentru consumatorii menționați mai sus, în perioada respectivă, prețurile finale reglementate să rămână constante.*

Pentru trimestrul al III-lea al anului 2011, ANRE a considerat un preț al gazelor naturale din producția internă de 45,71 lei/MWh, nemodificat față de anul 2009.

De la 1 octombrie 2011, prin Ordinul nr. 37/septembrie 2011, ANRE a aprobat:

- majorarea prețului gazelor naturale pentru consumatorii non-casnici (industriali); prețul gazelor pentru populație și pentru termocentrale s-a menținut la nivelul celui din iulie 2011

Această modificare se datorează:

- creșterii prețului gazului din import la 495 USD/1000 m³, de la 460 USD/1000 m³ cât era în iulie
- majorării consumului în lunile octombrie-decembrie față de perioada iulie-septembrie, ceea ce implică asigurarea necesarului de consum cu gaze din import sau din depozitele de înmagazinare subterană

- modificării structurilor amestecului de gaze care intră în componența costului unitar al gazului pentru trimestrul IV. Amestecul de gaze pentru companii va conține 70% gaz din producția internă și 30% gaz provenit din import, față de 77% gaz din producția internă și 23% gaz provenit din import cât a fost luat în calcul în luna iulie.

În tabelele de mai jos se prezintă prețurile finale reglementate, valabile de la 1 octombrie 2011, pentru furnizarea gazelor naturale în regim reglementat realizată de principalii actori de pe piață:

Tabel nr. 5.2.3 – 2 Prețurile finale reglementate pentru consumatori casnici și producătorii de energie termică, numai pentru cantitatea de gaze naturale utilizată la producerea de energie termică, destinată consumului populației – lei/MWh

	SC GDF SUEZ ENERGY ROMANIA-SA	SC DISTRIGAZ VEST-SA	SC EON ENERGIE ROMÂNIA-SA
A.Cosumatori conectați direct la sistemul de transport			
A1.Consum anual până la 1.162,78 MWh	74,87	68,58	74,18
A2.Consum anual între 1.162,79 MWh și 11.627,78 MWh	73,82	0	73,96
A3.Consum anual între 11.627,79 MWh și 116.277,79 MWh	73,36	0	73,78
A4.Consum anual între 116.277,80 MWh și 1.162.777,87 MWh	0	0	0
A5.Consum anual peste 1.162.777,87 MWh	0	0	0
B.Cosumatori conectați direct la sistemul de distribuție			
B1.Consum anual până la 23,25 MWh	96,48	100,73	96,20
B2.Consum anual între 23,26 MWh și 116,28 MWh	96,31	99,40	93,24
B3.Consum anual între 116,29 MWh și 1.162, 78 MWh	94,33	98,24	92,64
B4.Consum anual între 1.162,79 MWh și 11.627,78 MWh	93,28	95,81	92,11
B5.Consum anual între 11.627,79 MWh și 116.277,79 MWh	91,80	0	91,42
B6.Consum anual peste 116.277,79 MWh	90,39	0	89,83

Tabel nr. 5.2.3 - 3 Prețurile finale reglementate pentru consumatori non-casnici – lei/MWh

	SC GDF SUEZ ENERGY ROMÂNIA-SA	SC DISTRIGAZ VEST-SA	SC EON ENERGIE ROMÂNIA-SA
A.Cosumatori conectați direct la sistemul de transport			
A1.Consum anual până la 1.162,78 MWh	92,78	86,49	92,09
A2.Consum anual între 1.162,79 MWh și 11.627,78 MWh	91,73	0	91,87
A3.Consum anual între 11.627,79 MWh și 116.277,79 MWh	91,27	0	91,69
A4.Consum anual între 116.277,80 MWh și 1.162.777,87 MWh	0	0	0
A5.Consum anual peste 1.162.777,87 MWh	0	0	0
B.Cosumatori conectați direct la sistemul de distribuție			
B1.Consum anual până la 23,25 MWh	114,39	118,64	114,11
B2.Consum anual între 23,26 MWh și 116,28 MWh	114,22	117,31	111,15
B3.Consum anual între 116,29 MWh și 1.162, 78 MWh	112,24	116,15	110,55
B4.Consum anual între 1.162,79 MWh și	111,19	113,72	110,02

	SC GDF SUEZ ENERGY ROMÂNIA-SA	SC DISTRIGAZ VEST-SA	SC EON ENERGIE ROMÂNIA-SA
11.627,78 MWh			
B5.Consum anual între 11.627,79 MWh și 116.277,79 MWh	109,71	0	109,33
B6.Consum anual peste 116.277,79 MWh	108,30	0	107,74

Piața internă a gazelor naturale este formată din:

- Segmentul concurențial
- Segmentul reglementat

Activitățile aferente segmentului reglementat cuprind: furnizarea gazelor naturale la preț reglementat și în baza contractelor-cadru către consumatori, administrarea contractelor comerciale și de echilibrare contractuală a pieței interne, transportul gazelor naturale, înmagazinarea subterană a gazelor naturale, distribuția gazelor naturale, tranzitul gazelor naturale - cu excepția tranzitului desfășurat prin conducte magistrale dedicate (tranzitul prin conductele magistrale dedicate se supune regimului stabilit prin acordurile internaționale în baza cărora acestea au fost realizate).

În vederea asigurării unui cadru organizat privind alocarea în regim echitabil și nediscriminatoriu a gazelor naturale din producția internă și din import a fost înființat și funcționează Operatorul de Piață, organizat în cadrul Dispeceratului National de Gaze Naturale București, din structura Transgaz S.A. Mediaș.

Piața gazelor naturale din România a fost deschisă gradual începând cu anul 2001, de la 10% din consumul total, ajungându-se în ianuarie 2007 la 100% pentru consumatorii industriali. Pentru consumatorii rezidențiali piața de gaze naturale a fost liberalizată în iulie 2007, în prezent gradul de deschidere al pieței naționale de gaze naturale fiind de 100%, conform prevederilor Directivei 2003/55/EC.

În vederea asigurării necesarului de consum al tuturor categoriilor de consumatori și eliminării disfuncționalităților, a fost elaborat proiectul de lege care transpune Directiva 2004/67/CE privind măsurile de garantare a securității aprovizionării cu gaze naturale. Consumatorul intreruptibil contribuie decisiv la menținerea funcționării în deplină siguranță a Sistemului Național de Transport gaze naturale și a sistemelor de distribuție, prin acceptarea de către acesta a reducerii consumului, până la oprire, în scopul asigurării protecției aprovizionării consumatorilor casnici.

Rezervele de gaze naturale sunt de asemenea limitate și sunt estimate la circa 170 miliarde m³, iar în condițiile declinului producției interne se asigură continuitatea exploatării acestor resurse interne doar pentru încă circa 15 ani.

Pe piața internațională prețul gazelor naturale este indexat față de prețul țițeiului, urmărind evoluția și variațiile acestuia.

Pe baza unor documentații elaborate de organisme internaționale s-a stabilit un scenariu de evoluție probabilă a prețului țițeiului în perspectivă. Astfel în septembrie 2011 US- EIA- Information Administration a publicat International Energy Outlook 2011, în care se prezintă următorul scenariu de referință a evoluției probabile a prețului țițeiului în următoarele două decade :

Tabel nr. 5.2.3 - 4 Evoluția prețului țițeiului în perioada 2010 – 2035

	2009	2015	2020	2025	2030	2035	Observații
Scenariul de referință [\$ ₂₀₀₉ /baril]	62	95	108	118	123	125	- se mențin actualele tendințe de acces pe piață; - se menține ponderea OPEC pe piață.
Ritm mediu anual de creștere	5,2%/an			1,0 %/an			- crește ponderea consumului transportului
	2,7%						

Scenariile de evoluție a prețului gazului natural au plecat de la valorile maxime și minime estimate pentru finele anului 2010, aplicându-se indicii de creștere pentru perioada 2010 – 2035 pentru țiței, conform scenariului de referință.

Rezultă următoarele evoluții pentru prețul gazelor naturale din import în perioada 2010 - 2035, în cele două scenarii.

Tabel nr. 5.2.3 - 5 Evoluții pentru prețul gazelor naturale din import în perioada 2010 – 2035

Gaze naturale din import	UM	2010	2015	2020	2025	2030	2035	Ritm mediu 2010 – 2035 (%)
Ipoteza – Min.	€/GJ	6,77	8,04	9,14	10,00	11,40	10,60	
Ipoteza – Max	€/GJ	7,69	9,13	10,38	11,35	11,83	12,01	
Ipoteza – Min.	€/1000 m ³	255	303	344	377	392	400	1,8
Ipoteza – Max	€/1000 m ³	290	344	390	428	446	453	1,8

6 MĂSURI DE EFICIENTIZARE A FUNCȚIONĂRII SISTEMULUI INTEGRAT DE TERMIFICARE

6.1 Principii avute în vedere

- Creșterea eficienței energetice la nivelul tehnologiilor de ultimă generație
- Maximizarea producerii în cogenerare de înaltă eficiență a necesarului de energie termică în vederea obținerii unei eficiențe globale și beneficiarii de schema de sprijin de tip bonus de cogenerare
- Oportunitatea oferită de Planul Național de Investiții al MECMA pentru perioada 2013-2020 privind susținerea financiară a investițiilor
- Investițiile necesare și/sau aflate în curs de derulare în cadrul S.E. Craiova în scopul conformării la cerințele privind protecția mediului
- Necesitatea diminuării emisiilor de CO₂ în vederea minimizării cheltuielilor cu achiziția certificatelor de CO₂ și implicit a costurilor de producție.

6.2 Programul de investiții pentru orizontul de timp 2012÷2021

Programul de investiții identificate ca fiind necesare la nivelul sistemului centralizat pentru orizontul de timp 2012÷2021 (următorii 10 ani) atât în scopul creșterii eficienței energetice, cât și pentru conformarea la prevederile legislației în domeniul protecției mediului, cuprinde următoarele lucrări:

Tabel nr. 6.2 – 1 Lucrări de investiții la nivelul sistemului centralizat, identificate pentru orizontul de timp 2012-2021

Nr. crt.	Investiții la nivelul Uzinei Craiova - 2012 ÷ 2021	Total valoare	
	Denumire investiție	mii lei	mii Euro
1	Marirea stabilitatii depozitului de zgura și cenușă Valea Mănăstirii folosind tehnologia de preparare a fluidului autoîntăritor de zgură și cenușă de electrofiltru , Uzina Craiova - supraîncălzire compartiment 3	127.932,83	28.429,52
2	Instalație comuna de desulfurare gaze de ardere la blocurile 1 si 2	219.304,50	48.734,33
3	Reducerea emisiilor de NOx la Blocurile 1 și 2	49.600,00	11.022,22
4	Capacitate de productie în cogenerare de minim 200 MW pe gaz, cu tehnologii moderne	810.000,00	180.000,00
5	Modernizare linie acționare MVC 75 t/h	12.239,00	2.719,78
6	Alimentare cu gaze naturale și instalatii de ardere a cazanelor etapei CT	13.400,00	2.977,78
7	Modernizarea termoficarii urbane în vederea încadrării în cerințele consumatorilor	580,00	128,89

Nr. crt.	Investiții la nivelul Uzinei Craiova - 2012 ÷ 2021	Total valoare	
	Denumire investiție	mii lei	mii Euro
8	Montare convertizoare de frecvență la pompele de termoficare urbană	1.000,00	222,22
9	Cresterea eficienței grupurilor de cogenerare prin utilizarea optima a aburului din prizele turbinei	215,00	47,78
10	Înlocuire sistem actual cu conducte preizolate la sistemul de termoficare urban	40.000,00	8.888,89
11	Modernizare sisteme functionale la turnurile de racire (înlocuire sistem umplutură)	8.500,00	1.888,89
12	Modernizare electropompe circulație cu debit variabil bloc 1 și 2	10.100,00	2.244,44
TOTAL 1		1.292.871,33	287.304,74
Nr. Crt.	Investiții la nivelul sistemului de distribuție, punctelor termice și centralelor termice de cvartal - 2012 ÷ 2021	Total valoare	
	Denumire investiție	mii lei	mii Euro
1	Refacere hidroizolații terase	182,10	40,47
2	Reabilitare rețele termice secundare - 10 km	1.400,00	311,11
3	Reabilitare rețele termice secundare - 11 km	1.450,00	322,22
4	Reabilitare rețele termice secundare - 12 km	1.500,00	333,33
5	Modernizarea punctelor termice din municipiul Craiova, - etapa a III-a (43 PT) - etapa a IV-a (51 PT)	128.625,76	28.583,50
6	Modernizare sistem centralizat de distribuție a energiei termice la consumatorii finali din municipiul Craiova, județul Dolj	295.932,13	65.762,70
TOTAL 2		429.089,99	95.353,33
TOTAL 1 + 2		1.721.961,32	382.658,07

După cum se poate observa, volumul estimat al acestor proiecte de investiții prevăzute pentru a fi derulate în perioada 2012-2021, se ridică la o valoare totală de **cca. 1.721.961 mii lei (cca. 382.658 mii Euro)**.

Suplimentar față de proiectele de investiții prezentate, mai trebuie avute în vedere următoarele:

- **Proiectul de reabilitare termică a blocurilor de locuințe** - un proiect de importanță majoră, întrucât influențează în mod semnificativ tot lanțul energetic în cadrul sistemului centralizat:

Proiectul va fi derulat de către Primăria municipiului Craiova, în colaborare cu asociațiile de proprietari și va cuprinde măsuri de eficientizare la nivelul consumatorilor finali:

- Reabilitarea termică a anvelopei blocurilor de locuințe
- Înlocuirea suprafețelor vitrate existente cu geamuri termopan
- Contorizarea energiei termice la nivel de apartament, combinată cu implementarea sistemului de distribuție a apei calde pe orizontală

- Reabilitarea instalațiilor termice din subsolurile blocurilor, etc.

Primăria municipiului Craiova nu și-a definitivat încă programul referitor la derularea acestui proiect, acesta fiind într-un stadiu incipient.

Până în prezent au fost reabilitate termic un număr de 7 blocuri de locuințe.

În lipsa unor date concrete privind derularea programului, în cadrul prezentei documentații se va lua în considerare ipoteza desfășurării lucrărilor de investiții pe o perioadă de 7 ani, începând cu anul 2014, perioadă în care se consideră reabilitarea tuturor celor 4021 scări de bloc racordate la SACET.

• Racordarea la SACET a celor 16 CT de cvartal

În perspectiva integrării serviciului public de alimentare cu energie termică în vederea administrării de către o entitate unică, în scopul eficientizării activității în sensul creșterii gradului de încărcare a echipamentelor de cogenerare la nivelul sursei de producere, se prevede transformarea centralelor termice de cvartal în puncte termice și racordarea acestora la rețelele de transport ale SACET.

Valoarea acestui proiect de investiții se estimează a fi de **cca. 10615,5 mii lei (2359 mii Euro)**.

6.3 Estimarea necesarului de energie termică la nivelul consumatorilor racordați la sistemul centralizat din municipiul Craiova

În prezent (nivel an 2011), necesarul de energie termică al consumatorilor racordați la sistemul centralizat are următoarele valori:

Tabel nr. 6.3 – 1 Necesarul orar de energie termică la nivelul consumatorilor – nivel actual

	Necesarul orar de energie termică la nivelul consumatorilor (MW)	
	Gcal/h	MW
Consumatori alimentați din rețeaua de transport (inclusiv RATF)	260	302,38
Consumatori alimentați din rețeaua de distribuție	96,141	111,812

Tabel nr. 6.3 – 2 Necesarul anual de energie termică la nivelul consumatorilor finali – nivel actual

Tip consumatori	Necesarul actual de energie termică la nivelul consumatorilor finali (MWh/an)
Consumatori alimentați din rețelele de distribuție racordate la punctele termice	478.937
Consumatori alimentați din rețelele de distribuție racordate la centralele termice de cvartal	27.733
Consumatori alimentați din rețelele de distribuție racordate la centralele termice de bloc/scară	3.676
Consumatori alimentați direct din rețelele de transport racordate la sursa de cogenerare CET Craiova	162.715
Total	673.062

Lucrările de reabilitare termică a blocurilor de locuințe considerate a se derula de către Primăria municipiului Craiova în perioada 2014-2020, vor avea ca efect reducerea necesarului de energie termică la nivelul consumatorilor finali de tip consumatori casnici.

De asemenea, în perspectiva integrării serviciului public de alimentare cu energie termică în vederea administrării de către o entitate unică, se prevede transformarea centralelor termice de cvartal în puncte termice și racordarea acestora la rețelele de transport ale SACET.

Prin urmare, ținând seama de cele de mai sus, necesarul de energie termică la nivelul consumatorilor va avea următoarea evoluție:

Tabel nr. 6.3 – 3 Proiecția necesarului de energie termică la nivelul consumatorilor finali

		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022+ 2041
NECESARUL DE ENERGIE TERMICĂ AL CONSUMATORILOR ALIMENTAȚI DIN UZINA CRAIOVA	MWh	641653	641653	632705	623757	614809	605861	596913	587965	586172	584046	593365
din care:												
- Necesarul de energie termică la nivelul consumatorilor finali alimentați din RD	MWh	478937	478937	469989	461041	452093	443145	434197	425249	423457	421331	430649
- consumatori casnici	MWh	447399	447399	438451	429503	420555	411607	402659	393711	391918	389793	399111
- instituții publice	MWh	21231	21231	21231	21231	21231	21231	21231	21231	21231	21231	21231
- agenți economici	MWh	10308	10308	10308	10308	10308	10308	10308	10308	10308	10308	10308
- consumatori industriali	MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- Necesarul de energie termică al consumatorilor finali alimentați direct din RT	MWh	162715	162715	162715	162715	162715	162715	162715	162715	162715	162715	162715
- consumatori casnici	MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- instituții publice (consumatori asimilați celor casnici)	MWh	51010	51010	51010	51010	51010	51010	51010	51010	51010	51010	51010
- agenți economici	MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- consumatori industriali	MWh	111705	111705	111705	111705	111705	111705	111705	111705	111705	111705	111705
NECESARUL DE ENERGIE TERMICĂ AL CONSUMATORILOR ALIMENTAȚI DIN CT DE CVARTAL	MWh	27733	27733	27179	26624	26069	25515	24960	24405	16695	9318	0
TOTAL NECESAR DE ENERGIE TERMICĂ LA NIVELUL CONSUMATORILOR ALIMENTAȚI ÎN SISTEM CENTRALIZAT	MWh	669386	669386	659883	650381	640878	631375	621873	612370	602867	593365	593365
NECESARUL DE ENERGIE TERMICĂ AL CONSUMATORILOR ALIMENTAȚI DIN CT DE SCARĂ/BLOC	MWh	3676	3676	3603	3529	3456	3382	3309	3235	3162	3088	3088
TOTAL NECESAR DE ENERGIE TERMICĂ LA CONSUMATORI	MWh	673062	673062	663486	653910	644334	634758	625181	615605	606029	596453	596453



Necesarul de energie termică pentru încălzire la nivelul consumatorilor finali de tip consumatori casnici se va reduce cu cca. **20%** ca urmare a realizării lucrărilor de reabilitare termică a blocurilor.

Necesarul total de energie termică la nivelul consumatorilor alimentați în sistem centralizat înregistrează o scădere cu **11,36%** în perioada 2012-2022, ca urmare a implementării programului de reabilitare termică a blocurilor de locuințe.

În ceea ce privește necesarul de energie termică al consumatorilor alimentați din Uzina Craiova, acesta înregistrează o scădere cu cca. **11,16%** datorită implementării programului de reabilitare termică a blocurilor de locuințe. Însă, prin racordarea CT de cvartal la rețeaua de transport și preluarea consumatorilor aferenți acestora de către Uzina Craiova, necesarul de energie termică al consumatorilor alimentați din Uzina Craiova va înregistra o reducere cu numai **7,53%** comparativ cu necesarul actual.

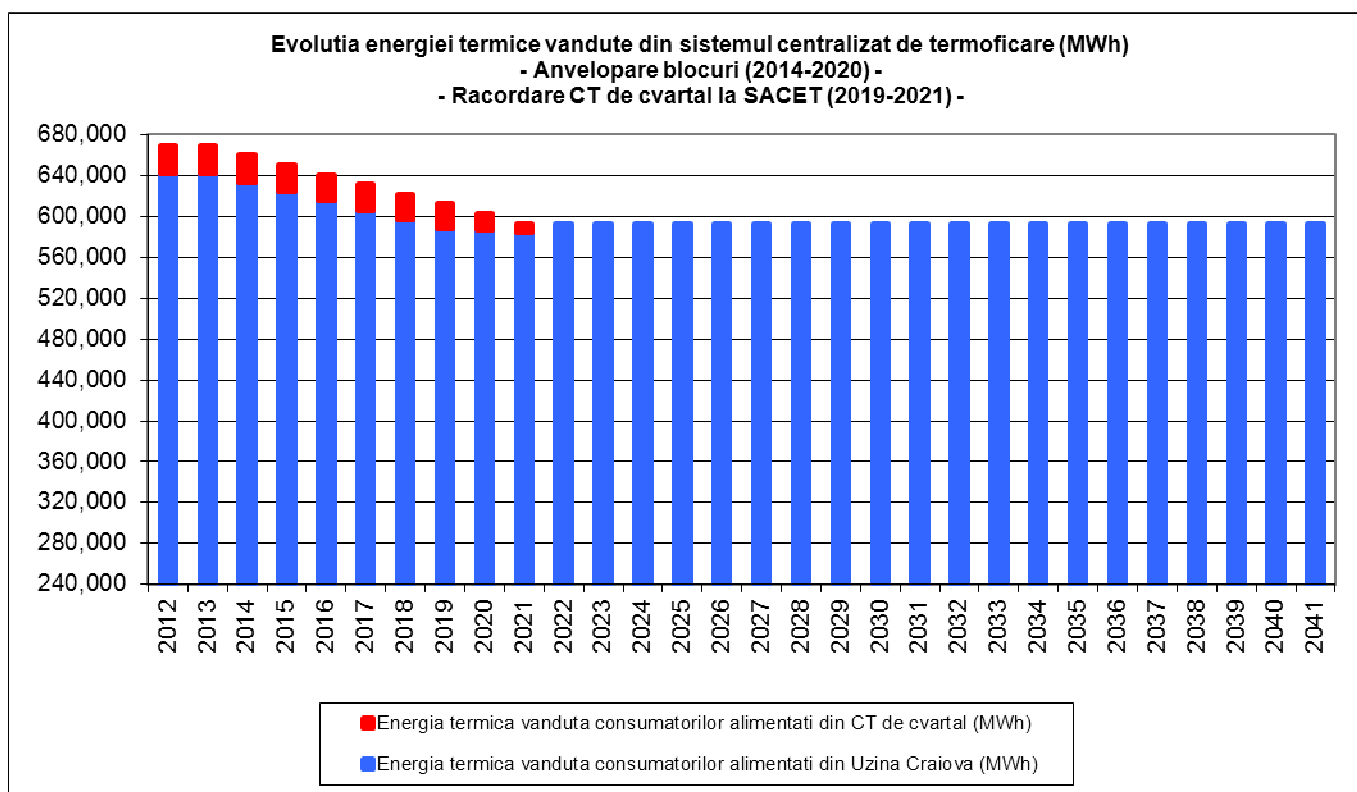


Figura 6.3 – 1 Evoluția energiei termice vândute la nivelul SACET

6.4 Măsurile de creștere a eficienței energetice în sistemul de transport și distribuție

Lucrările necesare pentru eficientizarea sistemului de transport, sistemului de distribuție și a punctelor termice, sunt prevăzute a se realiza în perioada 2012÷2021, așa cum se prezintă în Anexa E.

Tabel nr. 6.4 – 1 Lucrări de investiții la nivelul sistemului de transport și distribuție

Nr. Crt.	Investiții la nivelul sistemului de transport	Total valoare (mii Euro)	Perioada de implementare
	Denumire investiție		
1	Modernizarea termoficării urbane în vederea încadrării în cerințele consumatorilor	128,89	2012
2	Montare convertizoare de frecvență la pompele de termoficare urbană	222,22	2013÷2014
3	Inlocuire sistem actual cu conducte preizolate la sistemul de termoficare urban	8.888,89	2014÷2017
TOTAL 1		9.240,00	2012÷2017
Nr. Crt.	Investiții la nivelul sistemului de distribuție și a punctelor termice	Total valoare (mii Euro)	Perioada de implementare
	Denumire investiție		
1	Refacere hidroizolații terase	40,47	2013÷2015
2	Reabilitare rețele termice secundare - 10 km	311,11	2013
3	Reabilitare rețele termice secundare - 11 km	322,22	2014
4	Reabilitare rețele termice secundare - 12 km	333,33	2015
5	Modernizarea punctelor termice din municipiul Craiova, - etapa a III-a (43 PT) - etapa a IV-a (51 PT)	28.583,5	2015÷2021
6	Modernizare sistem centralizat de distribuție a energiei termice la consumatorii finali din municipiul Craiova, județul Dolj	65.762,7	2015÷2021
7	Transformarea CT de cvartal în puncte termice și racordarea la sistemul centralizat alimentat din Uzina Craiova	2.359,00	2019÷2021
TOTAL 2		97.712,33	2013÷2021
TOTAL 1 + 2		106.952,33	2012÷2021

Ca urmare a implementării măsurilor de eficientizare prezentate se estimează obținerea următoarelor efecte:

- Reducerea pierderilor anuale de energie termică pe rețelele de distribuție racordate la punctele termice de la 20,8% la cca. 8%, din cantitatea intrată în rețelele de distribuție
- Reducerea pierderilor anuale de energie termică pe rețelele de distribuție racordate la centralele termice de cvartal de la 24,83% la cca. 8%, din cantitatea intrată în rețelele de distribuție
- Reducerea pierderilor anuale de energie termică în punctele termice de la 2,8% la cca. 1,5%, din cantitatea intrată în punctele termice

- Reducerea pierderilor anuale de energie termică pe rețelele de transport de la 14% la cca. 7%, din cantitatea intrată în rețelele de transport
- Reducerea cu cca. 20% a energie electrice necesare pentru realizarea circulației agentului termic în rețelele de transport (energia de pompaj).

6.5 Estimarea necesarului de energie termică la limita sursei de producere

Ca urmare a realizării măsurilor de eficientizare prezentate anterior, se estimează următoarea evoluție a necesarului de energie termică la limita surselor de producere:

Tabel nr. 6.5 – 1 Proiecția necesarului de energie termică la limita surselor de producere (MWh/an)

Energia termică livrată	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022÷ 2041
Energia termică livrată la limita Uzinei Craiova	911564	899922	868408	830044	793702	759250	726567	705864	694766	683462	685958
Energia termică livrată la limita CT de cvartal	36894	36894	36156	34454	32842	31314	29862	28481	19017	10366	0
Total energie termică livrată la limita surselor	948458	936816	904565	864498	826544	790564	756429	734346	713783	693828	685958

Se observă diminuarea progresivă a necesarului de energie la nivelul surselor, ca urmare a implementării măsurilor de eficientizare atât la nivelul consumatorilor finali, cât și pe sistemul de transport și distribuție, la sfârșitul perioadei de realizare a lucrărilor obținându-se un **necesar de energie termică la limita sursei de producere cu 27,7% mai mic comparativ cu cel actual.**

Această reducere are ca efect diminuarea consumului de combustibil în valori absolute și implicit reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră și a emisiilor de poluanți: SO₂, NO_x, pulberi.

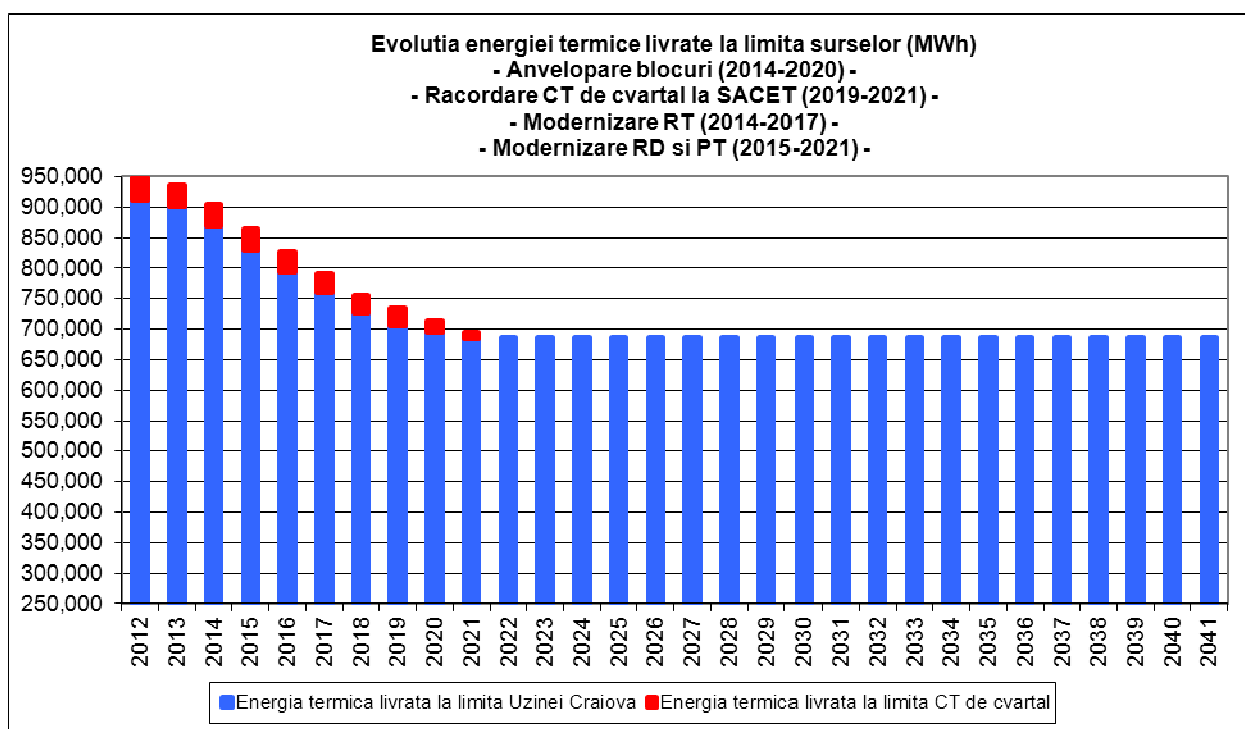


Figura 6.3 – 2 Evoluția energiei termice livrate la limita surselor (Uzina Craiova și CT de cvartal)

6.6 Măsurile de eficientizare la nivelul sursei de producere

Identificarea măsurilor de eficientizare la nivelul sursei de producere în scopul asigurării în condiții optime a necesarului de energie electrică și termică s-a realizat în baza următoarelor elemente:

- Cazanele de apă fierbinte CAF3 și CAF4, precum și cele două cazane de abur industrial CR3 și CR4 mai pot funcționa numai 20 000 ore până la sfârșitul anului 2015, conform HG 440/2010.
- Cazanele de apă fierbinte CAF1 și CAF2 vor trece la funcționarea pe gaze naturale. Punerea în funcțiune a acestora se va realiza la 31.12.2016
- Eficiența electrică a grupurilor existente este de cca. 26÷29%, mai redusă decât a unor grupuri noi realizate în tehnologiile actuale (45-58%). Tehnologia utilizată, precum și starea tehnică actuală a grupurilor existente de cogenerare cu funcționare pe lignit vor mai permite funcționarea acestora pentru o perioadă de timp de cca. 15÷20 ani.

Având în vedere necesitatea creșterii competitivității economice și ținând cont de nivelul tehnic actual al grupurilor de producție a energiei electrice și termice, este necesară implementarea unor tehnologii moderne care să asigure reducerea costurilor de producție corelat cu realizarea măsurilor de protecție a mediului înconjurător.

Producția de energie electrică într-un mediu concurențial, cum este cel din Comunitatea Europeană, în care competitorii dispun de echipamente și tehnologii moderne, este o perspectivă ce devine tot mai apropiată și certă pentru Sucursala Electrocentrale Craiova.

Pentru a putea fi un competitor viabil în această perspectivă, pe lângă asigurarea unei exploatare economice a instalațiilor energetice existente, S.E Craiova trebuie să realizeze dezvoltarea și modernizarea capacităților de producție. În acest sens, realizarea unui grup energetic în cogenerare performant, bazat pe tehnologii moderne de ultimă generație, existente în prezent pe plan european și mondial, este un element de bază în politica economică a S.E. Craiova.

Din aceste considerente, SE Craiova intenționează să implementeze în cadrul Uzinei Craiova o instalație nouă de cogenerare în tehnologia ciclu combinat cu turbină cu gaze, cazan recuperator de căldură și turbină cu abur, în perioada 2017-2020 și să retragă din funcțiune cazanele de apă fierbinte CAF 3 și CAF 4 precum și cazanele de abur CR1 ÷ CR4.

Volumul investițiilor aferente acestor măsuri de eficientizare, precum și a măsurilor necesare pentru conformarea la prevederile reglementărilor privind protecția mediului, se prezintă în tabelul de mai jos:

Tabel nr. 6.6 – 1 Lucrări de investiții la nivelul sursei de producere

Nr. crt.	Investiții la nivelul Uzinei Craiova	Total valoare mii Euro	Perioada de implementare
	Denumire investiție		
1	Marirea stabilitatii depozitului de zgura și cenușă Valea Mănăstirii folosind tehnologia de preparare a fluidului autoîntăritor de zgură și cenușă de electrofiltru , Uzina Craiova - supraînălțare compartiment 3	28.429,52	2012÷2021
2	Modernizare linie acționare MVC 75 t/h	2.719,78	2012
3	Instalație comuna de desulfurare gaze de ardere la blocurile 1 si 2	48.734,33	2012÷2014
4	Reducerea emisiilor de NOx la Blocurile 1 și 2	11.022,22	2014÷2015
5	Alimentare cu gaze naturale și instalatii de ardere a cazanelor etapei CT	2.977,78	2012÷2016
6	Cresterea eficientei grupurilor de cogenerare prin utilizarea optima a aburului din prizele turbinei	47,78	2014
7	Modernizare sisteme funcționale la turnurile de răcire (înlocuire sistem umplutură)	1.888,89	2015÷2016
8	Modernizare electropompe circulație cu debit variabil bloc 1 și 2	2.244,44	2013÷2015
9	Capacitate de productie în cogenerare de minim 200 MW pe gaz, cu tehnologii moderne	180.000,00	2017÷2020
10	Implementarea unui cazan de apă fierbinte nou de 100 Gcal/h	5.000,00	2029
TOTAL		283.064,74	2012÷2029

6.7 Principalele efecte scontate ca urmare a implementării măsurilor propuse

Ca urmare a implementării măsurilor de eficientizare pe întregul lanț energetic „consumatori-sistem de transport și distribuție-sursa de producere”, se estimează obținerea următoarelor efecte:

- Reducerea necesarului total de energie termică la nivelul consumatorilor alimentați în sistem centralizat cu 11,36% în perioada 2012-2022, ca urmare a implementării programului de reabilitare termică a blocurilor de locuințe

- Reducerea pierderilor anuale de energie termică pe rețelele de distribuție racordate la punctele termice de la 20,8% la cca. 8%, din cantitatea intrată în rețelele de distribuție, ca urmare a realizării măsurilor de modernizare a rețelelor de distribuție în soluția rețele preizolate
- Reducerea pierderilor anuale de energie termică pe rețelele de distribuție racordate la centralele termice de cvartal de la 24,83% la cca. 8%, din cantitatea intrată în rețelele de distribuție, ca urmare a realizării măsurilor de modernizare a rețelelor de distribuție în soluția rețele preizolate
- Reducerea pierderilor anuale de energie termică în punctele termice de la 2,8% la cca. 1,5%, din cantitatea intrată în punctele termice, ca urmare a realizării măsurilor de modernizare a punctelor termice
- Reducerea pierderilor anuale de energie termică pe rețelele de transport de la 14% la cca. 7%, din cantitatea intrată în rețelele de transport, ca urmare a realizării măsurilor de modernizare a rețelelor de transport în soluția rețele preizolate
- Reducerea cu cca. 20% a energiei electrice necesare pentru realizarea circulației agentului termic în rețelele de transport (energia de pompaj), prin montarea de convertizoare de frecvență la pompele de termoficare urbană
- Creșterea gradului de încărcare a echipamentelor de cogenerare din cadrul Uzinei Craiova prin transformarea CT de cvartal în puncte termice și racordarea la sistemul centralizat alimentat din Uzina Craiova, cu efecte pozitive asupra eficienței echipamentelor principale
- Diminuarea necesarului de energie termică la limita sursei de producere cu 30,52% comparativ cu cel actual
- Reducerea consumului de combustibil și implicit reducerea gazelor cu efect de seră și a emisiilor poluante
- Creșterea siguranței în funcționare și a securității alimentării cu energie termică a consumatorilor din municipiul Craiova, prin diversificarea mixului energetic ca urmare a implementării unei instalații noi de cogenerare de înaltă eficiență, în tehnologia ciclu combinat gaze-abur de cca. 200 MWe
- Creșterea veniturilor obținute pe piața serviciilor tehnologice de sistem, și din vânzarea energiei electrice pe piața de echilibrare, la vârf de sarcină, ca urmare a implementării ciclului combinat de cca. 200 MWe
- Asigurarea continuității de alimentare cu energie termică și electrică a consumatorilor și după epuizarea duratei de viață a grupurilor energetice existente, prin funcționarea ciclului combinat gaze-abur în regim de cogenerare

7 ANALIZA TEHNICO - ECONOMICĂ A MĂSURILOR DE EFICIENTIZARE PE CONTURUL INTEGRAT

7.1 Metodologie

Analiza tehnico-economică comparativă a scenariilor de echipare și funcționare propuse, se realizează pe conturul sistemului integrat de producere, transport și distribuție aferent Municipiului Craiova, prin metoda Cost-Beneficiu.

Analiza Cost – Beneficiu cuprinde următoarele etape:

- Determinarea producției de energie electrică și termică, a consumului anual de combustibil și a cheltuielilor anuale de exploatare;
- Determinarea Fluxului de Venituri și Cheltuieli actualizate (FVC);
- Determinarea indicatorilor de eficiență:
 - Valoarea Netă Actualizată (VNA) – care reprezintă diferența dintre Veniturile
 - Totale Actualizate (VTA) și Cheltuielile Totale Actualizate (CTA);

Fluxul de Venituri și Cheltuieli previzionat este determinat pe baza următoarelor elemente:

- **Investiții;**
- **Cheltuieli anuale de exploatare** (fără amortismentele aferente investițiilor noi); acestea reprezintă totalitatea cheltuielilor anuale de operare și mentenanță necesare pentru exploatarea în condiții de eficiență și siguranță a sistemului integrat aferent municipiului Craiova;
- **Venituri anuale**, determinate pe baza cantităților de energie electrică, energie termică vândute și a prețurilor aferente.

Scenariul optim va fi acela pentru care se obține cea mai bună Valoare Netă Actualizată.

7.2 Premise de analiză

Se analizează comparativ două scenarii de funcționare a sistemului integrat de producere, transport și distribuție din Municipiul Craiova în scopul determinării scenariului optim de funcționare.

Cele două scenarii considerate în cadrul analizei comparative sunt:

Scenariul 1 - Implementarea unor soluții tehnice ce vor conduce la creșterea eficienței energetice a sistemului de termoficare

- Scenariul are în vedere aplicarea măsurilor de eficientizare la nivelul sistemului integrat de termoficare

- Blocurile energetice nr. 1 și 2 vor funcționa încă 15 ani după punerea în funcțiune a instalației de desulfurare (2015÷2029), după care se vor retrage din exploatare
- În perioada 2017÷2020 se va derula investiția privind implementarea unui ciclu combinat gaze-abur, de cogenerare în cadrul Uzinei Craiova; până la retragerea din exploatare a grupurilor existente, acesta va participa la piața serviciilor tehnologice de sistem pentru asigurarea rezervei la nivelul SEN, și va livra energie electrică pentru acoperirea necesarului de putere la vârful de sarcină. De asemenea, ciclul combinat va putea funcționa în perioadele de indisponibilitate a grupurilor energetice, pentru asigurarea necesarului de energie termică în regim de cogenerare.
- După retragerea din exploatare a grupurilor energetice nr. 1 și 2, sarcina termică urmează a fi asigurată în regim de cogenerare din ciclul combinat și un cazan de apă fierbinte cu funcționare pe gaze naturale, nou prevăzut pentru a intra în funcțiune în anul 2030.

Scenariul 2 - Funcționarea sistemului în configurația actuală, fără realizarea de noi investiții

- Scenariul are în vedere funcționarea sistemului de termoficare, fără aplicarea măsurilor de eficientizare, luându-se în considerare totuși acele proiecte de investiții demarate și aflate în curs de realizare, precum și investițiile de mediu
- Se vor avea în vedere de asemenea influențele pe care le va avea asupra funcționării SACET implementarea proiectului privind reabilitarea termică a blocurilor de locuințe, acesta fiind un proiect care se va derula la nivelul primăriei, și care vizează în principal creșterea eficienței energetice la nivelul consumatorilor finali de energie termică.
- Blocurile energetice nr. 1 și 2 vor funcționa încă 15 ani după punerea în funcțiune a instalației de desulfurare (2015÷2029), după care se vor retrage din exploatare.

- ✚ Analiza se elaborează pe conturul sistemului integrat de termoficare;
- ✚ Analiza va fi elaborată în Euro pentru a fi evitate distorsionările create de fluctuațiile cursului monedei naționale;
- ✚ Finanțarea investiției se consideră a fi realizată din fonduri proprii ale beneficiarului;
- ✚ Pentru cele doua Scenarii analizate, orizontul de timp aferent elaborării analizei tehnico-economice este de 18 ani începând cu anul 2012 (până la retragerea din exploatare a grupurilor energetice existente);
- ✚ Rata de actualizare considerată în calcule este de 10%;
- ✚ Rata de schimb valutar este de 1 euro = 4,5 lei;

✚ Scenariul optim de funcționare va fi determinat pe baza Valorii Nete Actualizate.

7.3 Prețurile de vânzare pentru energie electrică și termică

Pentru prețurile de vânzare a energiei electrice și termice utilizate în cadrul analizei financiare s-au considerat următoarele elemente, după cum urmează:

Prețul de vânzare a energiei electrice din cogenerare de înaltă eficiență

- **Pentru perioada 2012 – 2023**

- 90% din prețul mediu ponderat înregistrat pe PZU la nivelul primelor 8 luni ale anului 2012: 46,79 euro/MWh;
- majorarea anuală a prețului energiei electrice cu o serie de coeficienți de escaladare în concordanță cu Ordinul ANRE nr. 3/2010;
- internalizarea costurilor suplimentare anuale determinate de achiziția drepturilor de emisii de CO₂ aferente energiei electrice livrate, începând cu anul 2013.

- **Pentru perioada 2024 – 2029**

- 100% din prețul mediu ponderat înregistrat pe PZU la nivelul primelor 8 luni ale anului 2012: 51,99 euro/MWh;
- majorarea anuală a prețului energiei electrice cu o serie de coeficienți de escaladare în concordanță cu Ordinul ANRE nr. 3/2010 pe perioada de acordare a bonusului. Prețul astfel rezultat, a fost menținut constant începând cu anul 2024;
- internalizarea costurilor suplimentare anuale determinate de achiziția drepturilor de emisii de CO₂ aferente energiei electrice livrate.

Prețul de vânzare al energiei electrice în condensatie

- 100% din prețul mediu ponderat înregistrat pe PZU la nivelul primelor 8 luni ale anului 2012: 51,99 euro/MWh;
- majorarea anuală a prețului energiei electrice cu o serie de coeficienți de escaladare în concordanță cu Ordinul ANRE nr. 3/2010 pe perioada 2012-2023. Începând cu anul 2024, acesta a fost menținut constant până la sfârșitul perioadei de analiză;
- internalizarea costurilor suplimentare anuale determinate de achiziția drepturilor de emisii de CO₂ aferente energiei electrice livrate.

Prețul de vânzare al energiei electrice livrate pe piața de echilibrare

- prețul mediu ponderat înregistrat la nivelul anului 2011 pe piața de echilibrare pentru reglajul secundar la creștere (în conformitate cu informațiile furnizate de Transelectrica): 70,36 euro/MWh;

- majorarea anuală cu o serie de coeficienți de escaladare în concordanță cu Ordinul ANRE nr. 3/2010 pe perioada 2012-2023. Începând cu anul 2024, acesta a fost menținut constant până la sfârșitul perioadei de analiză.

Prețul aferent puterii în rezervă destinat reglajului secundar

- reprezintă valoarea medie ponderată înregistrată la nivelul anului 2011 pe piața de servicii tehnologice de sistem (conform informațiilor furnizate de Transelectrica): 12,98 Euro/hMW;
- majorarea anuală cu o serie de coeficienți de escaladare în concordanță cu Ordinul ANRE nr. 3/2010 pe perioada 2012-2023; începând cu anul 2024, acesta a fost menținut constant până la sfârșitul perioadei de analiză.

Prețul de vânzare al energiei termice în cogenerare

- prețul energiei termice aferent activității de producere și de transport** – conform Deciziei ANRE nr.3332/2011 pentru activitatea de producere și pentru serviciul de transport energie termică: 137,41 lei/Gcal (26,26 euro/MWh);
- prețul pentru livrarea energiei termice prin rețeaua de distribuție** - conform Avizului ANRSC nr 3145587/2010 privind prețul și tarifele locale de distribuție a energiei termice: 92,36 lei/Gcal (17,65 euro/MWh);
- prețul energiei termice aferent activității de producere, transport și distribuție** considerat în analiza este de: 229,77 lei/Gcal (43,90 euro/MWh) calculat pentru un curs de schimb de 4,5 lei/euro;
- majorarea anuală a prețului energiei electrice cu o serie de coeficienți de escaladare, în concordanță cu Ordinul ANRE nr. 3/2010 pentru perioada 2012 – 2023, după care, începând cu anul 2024 a fost menținut constant până la sfârșitul perioadei de analiză;
- internalizarea costurilor suplimentare anuale determinate de achiziția drepturilor de emisii de CO₂ aferente energiei termice livrate, începând cu anul 2013.

7.4 Prețurile la combustibili

Prețurile luate în considerare în elaborarea analizei tehnico-economice se prezintă astfel:

- Pentru combustibil lignit**, s-a avut în vedere un preț de:
 - 73,38 lei/t (16,31 Euro/t), inclusiv transportul la centrală, din care:
 - preț achiziție lignit (la Pci = 1800 kcal/kg): 55,8 lei/t (12,4 Euro/t)
 - preț transport lignit: 17,58 lei/t (3,91 Euro/t).
- Pentru combustibil (gaze naturale)**, s-a avut în vedere un preț de 97,13 lei/MWh la Pcs, (21,584 Euro/MWh).

Conform calendarului stabilit de Guvernul României, prețurile reglementate vor fi eliminate treptat astfel:

- De la 1 decembrie 2012 până la 1 octombrie 2014 pentru consumatorii non-casnici
- De la 1 iulie 2013 până la 1 octombrie 2018 pentru consumatorii casnici.

Tabel nr. 7.4 – 1 Procentul anual de creștere a prețului gazelor naturale

Anii	Procent anual de creștere
2013	18%
2014	18%
2015÷2041	-

Având în vedere cele de mai sus, în cadrul analizei se consideră următoarea evoluție a prețului gazelor:

Tabel nr. 7.4 – 2 Evoluția prețului gazelor naturale pe perioada de analiză

Anii	Prețul indexat al gazelor naturale	
	Euro/MWh (@Pcs)	Euro/mii Sm ³
2012	21,584	229,04
2013	25,470	270,26
2014	30,054	318,91
2015÷2041	30,054	318,91

- **Pentru combustibil păcură**, s-a avut în vedere un preț de:
 - 2481,75 lei/t (551,5 Euro/t), inclusiv transportul la centrală, din care:
 - preț achiziție păcură (la Pci = 9726 kcal/kg): 2449,06 lei/t (544,24Euro/t)
 - preț transport păcură: 32,69 lei/t (7,26 Euro/t).

7.5 Investițiile necesare în soluțiile de eficientizare analizate

Scenariul 1 - Implementarea unor soluții tehnice ce vor conduce la creșterea eficienței energetice a sistemului de termoficare

Scenariul are în vedere aplicarea măsurilor de eficientizare la nivelul sistemului integrat de termoficare, după cum urmează:

Tabel nr. 7.5 – 1 Lucrări de investiții – Scenariul 1

Nr. crt.	Investiții la nivelul Uzinei Craiova	Total valoare	Perioada de implementare
	Denumire investiție	mii Euro	

1	Marirea stabilitatii depozitului de zgura și cenușă Valea Mănăstirii folosind tehnologia de preparare a fluidului autoîntăritor de zgură și cenușă de electrofiltru , Uzina Craiova - supraînalțare compartiment 3	28.429,52	2012÷2021
2	Modernizare linie acționare MVC 75 t/h	2.719,78	2012
3	Instalație comună de desulfurare gaze de ardere la blocurile 1 si 2	48.734,33	2012÷2014
4	Reducerea emisiilor de NOx la Blocurile 1 și 2	11.022,22	2014÷2015
5	Alimentare cu gaze naturale și instalatii de ardere a cazanelor etapei CT	2.977,78	2012÷2016
6	Cresterea eficientei grupurilor de cogenerare prin utilizarea optima a aburului din prizele turbinei	47,78	2014
7	Modernizare sisteme funcționale la turnurile de răcire (înlocuire sistem umplutură)	1.888,89	2015÷2016
8	Modernizare electropompe circulație cu debit variabil bloc 1 și 2	2.244,44	2013÷2015
9	Capacitate de productie în cogenerare de minim 200 MW pe gaz, cu tehnologii moderne	180.000,00	2017÷2020
10	Implementarea unui cazan de apă fierbinte nou de 100 Gcal/h	5.000,00	2029
TOTAL 1		283.064,74	2012÷2029
Nr. Crt.	Investiții la nivelul sistemului de transport	Total valoare (mii Euro)	Perioada de implementare
	Denumire investiție		
1	Modernizarea termoficării urbane în vederea încadrării în cerințele consumatorilor	128,89	2012
2	Montare convertizoare de frecvență la pompele de termoficare urbană	222,22	2013÷2014
3	Inlocuire sistem actual cu conducte preizolate la sistemul de termoficare urban	8.888,89	2014÷2017
TOTAL 2		9.240,00	2012÷2017
Nr. Crt.	Investiții la nivelul sistemului de distribuție și a punctelor termice	Total valoare (mii Euro)	Perioada de implementare
	Denumire investiție		
1	Refacere hidroizolații terase	40,47	2013÷2015
2	Reabilitare rețele termice secundare - 10 km	311,11	2013
3	Reabilitare rețele termice secundare - 11 km	322,22	2014
4	Reabilitare rețele termice secundare - 12 km	333,33	2015
5	Modernizarea punctelor termice din municipiul Craiova, - etapa a III-a (43 PT) - etapa a IV-a (51 PT)	28.583,5	2015÷2021
6	Modernizare sistem centralizat de distribuție a energiei termice la consumatorii finali din municipiul Craiova, județul Dolj	65.762,7	2015÷2021
7	Transformarea CT de cvartal în puncte termice și racordarea la sistemul centralizat alimentat din Uzina Craiova	2.359,00	2019÷2021
TOTAL 3		97.712,33	2013÷2021
TOTAL 1 + 2 + 3		390.017,07	2012÷2029

Scenariul 2 - Funcționarea sistemului în configurația actuală, fără realizarea de noi investiții

Scenariul are în vedere funcționarea curentă a sistemului de termoficare, fără aplicarea măsurilor de eficientizare; se iau în considerare totuși acele proiecte de investiții demarate și aflate în curs de realizare, precum și investițiile pentru conformarea la cerințele privind protecția mediului.

Tabel nr. 7.5 – 2 Lucrări de investiții – Scenariul 2

Nr. crt.	Investiții la nivelul Uzinei Craiova	Total valoare	Perioada de implementare
	Denumire investiție	mii Euro	
1	Marirea stabilitatii depozitului de zgura și cenușă Valea Mănăstirii folosind tehnologia de preparare a fluidului autoîntăritor de zgură și cenușă de electrofiltru , Uzina Craiova - supraîncălzire compartiment 3	28.429,52	2012÷2021
2	Modernizare linie acționare MVC 75 t/h	2.719,78	2012
3	Instalație comună de desulfurare gaze de ardere la blocurile 1 si 2	48.734,33	2012÷2014
4	Reducerea emisiilor de NOx la Blocurile 1 și 2	11.022,22	2014÷2015
5	Alimentare cu gaze naturale și instalatii de ardere a cazanelor etapei CT	2.977,78	2012÷2016
6	Creșterea eficienței grupurilor de cogenerare prin utilizarea optima a aburului din prizele turbinei	47,78	2014
7	Modernizare sisteme funcționale la turnurile de răcire (înlocuire sistem umplutură)	1.888,89	2015÷2016
8	Modernizare electropompe circulație cu debit variabil bloc 1 și 2	2.244,44	2013÷2015
TOTAL		98.064,74	2012-2029

7.6 Evoluția estimată a producției de energie și a consumului de combustibil

Pe baza proiecției pe perioada de analiză a necesarului de energie termică la limita surselor de producere (prezentat în Tabelul nr. 6.5-1), au fost determinate producțiile de energie electrică și termică, și consumul de energie primară, pentru fiecare dintre cele două scenarii analizate. Rezultatele obținute sunt prezentate în tabelele următoare:

Tabel nr. 7.6 – 1 Evoluția estimată a producției de energie electrică și termică – Uzina Craiova
Scenariul 1

UZINA CRAIOVA	U.M.	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022-2029	2030-2041
Energia termica livrata la limita sursei Uzina Craiova	GWh	911,56	899,92	868,41	830,04	793,70	759,25	726,57	705,86	694,77	683,46	685,96	685,96
- produsa in cogenerare	GWh	794,57	784,43	567,72	602,93	691,84	661,81	633,32	615,27	605,60	683,46	685,96	597,92
- in grupurile 1 si 2 de 150 MWe	GWh	794,57	784,43	567,72	602,93	691,84	661,81	633,32	615,27	605,60	595,75	597,92	0
- in ciclul combinat de 200 MWe	GWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	87,72	88,04	597,92
- produsa in CAF pe lignit	GWh	116,99	115,5	300,69	227,11	0	0	0	0	0	0	0	0
- produsa in CR 2 x 30 t/h (2x21.2 MWt) pe pacura	GWh	0	0	0	0	101,86	0	0	0	0	0	0	0
- produsa in CAF pe gaze	GWh	0	0	0	0	0	97,44	93,25	90,50	89,17	0	0	88,04
Energia termica produsa, din care:	GWh	972,56	960,14	926,52	885,59	846,81	810,05	775,18	753,1	741,26	729,20	731,86	699,96
- in cogenerare	GWh	847,74	836,92	605,71	643,28	738,13	706,09	675,7	656,44	646,12	729,20	731,86	610,13
- in grupurile 1 si 2 de 150 MWe	GWh	847,74	836,92	605,71	643,28	738,13	706,09	675,70	656,44	646,12	635,61	637,93	0
- in ciclul combinat de 200 MWe	GWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	93,58	93,92	610,13
- produsa in CAF pe lignit	GWh	124,82	123,22	320,81	242,31	0	0	0	0	0	0	0	0
- produsa in CR 2 x 30 t/h (2 x 21.2 MWt) pe pacura	GWh	0	0	0	0	108,68	0	0	0	0	0	0	0
- produsa in CAF pe gaze	GWh	0	0	0	0	0	103,962	99,487	96,652	95,132	0	0	89,832
Energia electrica produsa	GWh	1640,28	1619,33	1171,97	1244,67	1428,20	1366,21	1307,33	1270,14	1250,20	1588,73	1593,55	1190,00
- in grupurile 1 si 2 de 150 MWe	GWh	1640,28	1619,33	1171,97	1244,66	1428,20	1366,20	1307,39	1270,14	1250,17	1229,83	1234,32	0
- produsa in cogenerare	GWh	381,48	376,61	272,57	289,47	332,16	317,74	304,06	295,40	290,76	286,03	287,07	0
- produsa in condensatie	GWh	1258,8	1242,72	899,40	955,19	1096,04	1048,46	1003,33	974,74	959,41	943,80	947,25	0
- in ciclul combinat de 200 MWe	GWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	358,91	359,23	1190,00
- produsa la varf	GWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	270,00	270,00	0
- produsa in cogenerare	GWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	88,91	89,23	579,62
- produsa in condensatie	GWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	610,38
Servicii interne electrice	GWh	264,65	261,27	201,96	240,54	267,00	255,41	244,42	237,45	233,72	240,68	241,53	74,64
Energia electrica livrata	GWh	1375,63	1358,06	970,01	1004,12	1161,20	1110,79	1062,98	1032,68	1016,45	1348,05	1352,02	1115,37



Cod document:

7499/2012-1-S0043266-B1

Revizie: 0

Pag. 158

Tabel nr. 7.6 – 2 Evoluția estimată a producției de energie electrică și termică termică – Uzina Craiova**Scenariul 2**

UZINA CRAIOVA	U.M.	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Energia termica livrata la limita sursei Uzina Craiova	GWh	911,56	913,76	902,40	890,98	879,51	867,98	856,40	844,76	833,05	821,29	823,36	825,46
- produsa in cogenerare	GWh	794,57	796,49	589,94	647,20	766,64	756,59	746,49	736,34	726,14	715,89	717,69	719,52
- produsa in CAF pe lignit	GW	116,99	117,27	312,46	243,79	0	0	0	0	0	0	0	0
- produsa in CR 2 x 30 t/h (2 x 21.2 MWt) pe pacura	GW	0	0	0	0	112,88	0	0	0	0	0	0	0
- produsa in CAF pe gaze	GW	0	0	0	0	0	111,40	109,91	108,42	106,91	105,40	105,67	105,94
Energia termica produsa, din care:	GWh	972,56	974,90	962,78	950,60	938,36	926,06	913,70	901,28	888,80	876,24	878,46	880,70
- in cogenerare	GWh	847,74	849,78	629,41	690,50	817,93	807,21	796,44	785,61	774,73	763,79	765,72	767,67
- produsa in CAF pe lignit	GWh	124,82	125,12	333,37	260,10	0	0	0	0	0	0	0	0
- produsa in CR 2 x 30 t/h (2 x 21.2 MWt) pe pacura	GWh	0	0	0	0	120,43	0	0	0	0	0	0	0
- produsa in CAF pe gaze	GWh	0	0	0	0	0	118,85	117,26	115,67	114,07	112,46	112,74	113,03
Energia electrica produsa	GWh	1640,28	1644,23	1217,84	1336,04	1582,60	1561,86	1541,01	1520,063	1499,00	1477,84	1481,57	1485,34
- in grupurile 1 si 2 de 150 MWe	GWh	1640,28	1644,23	1217,84	1336,04	1582,60	1561,86	1541,01	1520,06	1499,00	1477,84	1481,57	1485,34
- produsa in cogenerare	GWh	381,48	382,40	283,24	310,73	368,07	363,25	358,40	353,53	348,63	343,70	344,57	345,45
- produsa in condensatie	GWh	1258,79	1261,82	934,60	1025,31	1214,53	1198,61	1182,62	1166,54	1150,38	1134,13	1137,00	1139,89
Servicii interne electrice	GWh	264,65	265,29	209,86	260,44	298,08	294,17	290,24	286,30	282,33	278,34	279,05	279,76
Energia electrica livrata	GWh	1375,63	1378,94	1007,97	1075,60	1284,53	1267,69	1250,77	1233,77	1216,67	1199,49	1202,52	1205,58



Cod document: 7499/2012-1-S0043266-B1

Revizie: 0

Pag. 159

Tabel nr. 7.6 – 2(continuare) Evoluția estimată a producției de energie electrică și termică – Uzina Craiova**Scenariul 2**

UZINA CRAIOVA	U.M.	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Energia termica livrata la limita sursei Uzina Craiova	GWh	827,579	829,722	831,887	834,076	836,288	838,525
- produsa in cogenerare	GWh	721,368	723,236	725,123	727,031	728,959	730,909
- produsa in CAF pe lignit	GW	0	0	0	0	0	0
- produsa in CR 2 x 30 t/h (2 x 21.2 MWt) pe pacura	GW	0	0	0	0	0	0
- produsa in CAF pe gaze	GW	106,211	106,486	106,764	107,045	107,329	107,616
Energia termica produsa, din care:	GWh	882,956	885,241	887,551	889,886	892,247	894,634
- in cogenerare	GWh	769,638	771,630	773,643	775,679	777,737	779,817
- produsa in CAF pe lignit	GWh	0	0	0	0	0	0
- produsa in CR 2 x 30 t/h (2 x 21.2 MWt) pe pacura	GWh	0	0	0	0	0	0
- produsa in CAF pe gaze	GWh	113,318	113,611	113,908	114,208	114,511	114,817
Energia electrica produsa	GWh	1489,155	1493,010	1496,906	1500,845	1504,826	1508,851
- in grupurile 1 si 2 de 150 MWe	GWh	1489,155	1493,010	1496,906	1500,845	1504,826	1508,851
- produsa in cogenerare	GWh	346,337	347,233	348,140	349,055	349,981	350,918
- produsa in condensatie	GWh	1142,818	1145,777	1148,767	1151,789	1154,844	1157,933
Servicii interne electrice	GWh	280,476	281,202	281,936	282,678	283,428	284,186
Energia electrica livrata	GWh	1208,679	1211,808	1214,970	1218,167	1221,398	1224,665



Cod document: 7499/2012-1-S0043266-B1

Revizie: 0

Pag. 160

Tabel nr. 7.6 – 3 Evoluția estimată a consumului de energie primară (combustibil) – Uzina Craiova**Scenariul 1**

UZINA CRAIOVA	U.M.	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022-2029	2030-2041
Consumul anual de energie primara (combustibil)	GWh	6195,38	6116,26	4733,70	4896,83	5394,34	5150,56	4928,84	4788,40	4713,12	5243,17	5259,69	3261,33
• grupurile 1 si 2 - 150 MWe	GWh	6029,87	5952,86	4308,30	4575,52	5250,23	5022,34	4806,14	4669,20	4595,78	4521,01	4537,52	0
- lignit	GWh	5630,91	5559,0	4023,25	4272,79	4902,86	4690,04	4488,15	4360,27	4291,71	4221,88	4237,30	0
- gaze naturale	GWh	398,956	393,861	285,051	302,732	347,373	332,294	317,990	308,929	304,072	299,125	300,217	0
• ciclul combinat 200 MWe	GWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	722,169	722,169	3150,535
• CAF pe lignit	GWh	165,51	163,40	425,40	321,31	0	0	0	0	0	0	0	0
- lignit	GWh	132,41	130,72	340,32	257,05	0	0	0	0	0	0	0	0
- pacura	GWh	3,310	32,68	85,08	64,26	0	0	0	0	0	0	0	0
• CR 2 x 30 t/h (păcură)	GWh	0	0	0	0	144,11	0	0	0	0	0	0	0
• CAF pe gaze (la Pcs)	GWh	0	0	0	0	0	128,22	122,70	119,20	117,33	0	0	110,79
Consumul anual de energie primara (combustibil)													
• grupurile 1 si 2 - 150 MWe													
- lignit (1800 kcal/kg)	mii tone	2689,84	2655,49	1921,87	2041,08	2342,06	2240,40	2143,95	2082,86	2050,11	2016,76	2024,12	0
- gaze naturale (9124 kcal/Smc)	mii Smc	37598	37117	26863	28529	32736	31315	29967	29113	28656	28189	28292	0
• ciclul combinat 200 MWe													
- gaze naturale (9124 kcal/Smc)	mii Smc	0	0	0	0	0	0	0	0	0	68057	68057	296906
• CAF pe lignit													
- lignit (1800 kcal/kg)	mii tone	63,25	62,44	162,57	122,79	0	0	0	0	0	0	0	0
- pacura (9726 kcal/kg)	mii tone	2,926	2,889	7,522	5,681	0	0	0	0	0	0	0	0
• CR 2 x 30 t/h pe pacura													
- pacura (9726 kcal/kg)	mii tone	0	0	0	0	12,74	0	0	0	0	0	0	0
• CAF pe gaze													
- gaze naturale (9124 kcal/Smc)	mii Smc	0	0	0	0	0	12083	11563	11234	11057	0	0	10441



Cod document:

7499/2012-1-S0043266-B1

Revizie: 0

Pag. 161

Tabel nr. 7.6 – 4 Evoluția estimată a consumului de energie primară (combustibil) – Uzina Craiova

Scenariul 2

UZINA CRAIOVA	U.M.	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Consumul anual de energie primara (combustibil)	GWh	6195,381	6210,29	4918,975	5256,33	5977,54	5888,18	5809,59	5730,60	5651,21	5571,41	5585,48	5599,71
• grupurile 1 si 2 - 150 MWe	GWh	6029,87	6044,38	4476,925	4911,44	5817,85	5741,60	5664,97	5587,94	5510,53	5432,71	5446,44	5460,31
- lignit	GWh	5630,91	5644,46	4180,72	4586,48	5432,92	5361,71	5290,15	5218,23	5145,93	5073,27	5086,08	5099,03
- gaze naturale	GWh	398,96	399,92	296,21	324,96	384,93	379,88	374,81	369,72	364,60	359,45	360,35	361,27
• CAF pe lignit	GWh	165,51	165,91	442,05	344,90	0	0	0	0	0	0	0	0
- lignit	GWh	132,41	132,73	353,64	275,917	0	0	0	0	0	0	0	0
- pacura	GWh	33,10	33,18	88,41	68,98	0	0	0	0	0	0	0	0
• CR 2 x 30 t/h (păcură)	GWh	0	0	0	0	159,69	0	0	0	0	0	0	0
• CAF pe gaze (la Pcs)	GWh	0	0	0	0	0	146,582	144,63	142,66	140,683	138,70	139,05	139,40
Consumul anual de energie primara (combustibil)													
• grupurile 1 si 2 - 150 MWe													
- lignit (1800 kcal/kg)	mii tone	2689,84	2696,31	1997,09	2190,92	2595,26	2561,25	2527,06	2492,70	2458,17	2423,46	2429,56	2435,77
- gaze naturale (9124 kcal/Smc)	mii Smc	37598	37688	27915	30624	36276	35800	35322	34842	34359	33874	33960	34046
- gaze naturale (9124 kcal/Smc)	mii Smc	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
• CAF pe lignit													
- lignit (1800 kcal/kg)	mii tone	63,250	63,403	168,931	131,803	0	0	0	0	0	0	0	0
- pacura (9726 kcal/kg)	mii tone	2,926	2,933	7,816	6,098	0	0	0	0	0	0	0	0
• CR 2 x 30 t/h pe pacura													
- pacura (9726 kcal/kg)	mii tone	0	0	0	0	14,118	0	0	0	0	0	0	0
• CAF pe gaze													
- gaze naturale (9124 kcal/Smc)	mii Smc	0	0	0	0	0	13814	13630	13444	13258	13071	13104	13137



Cod document: 7499/2012-1-S0043266-B1

Revizie: 0

Pag. 162

Tabel nr. 7.6 – 4 (continuare) Evoluția estimată a consumului de energie primară (combustibil) – Uzina Craiova
Scenariul 2

UZINA CRAIOVA	U.M.	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Consumul anual de energie primara (combustibil)	GWh	5614,083	5628,614	5643,303	5658,151	5673,160	5688,334
• grupurile 1 si 2 - 150 MWe	GWh	5474,324	5488,494	5502,817	5517,295	5531,931	5546,727
- lignit	GWh	5112,124	5125,357	5138,732	5152,252	5165,920	5179,737
- gaze naturale	GWh	362,199	363,137	364,085	365,043	366,011	366,990
• CAF pe lignit	GWh	0	0	0	0	0	0
- lignit	GWh	0	0	0	0	0	0
- pacura	GWh	0	0	0	0	0	0
• CR 2 x 30 t/h (păcură)	GWh	0	0	0	0	0	0
• CAF pe gaze (la Pcs)	GWh	139,759	140,121	140,486	140,856	141,230	141,607
Consumul anual de energie primara (combustibil)							
• grupurile 1 si 2 - 150 MWe							
- lignit (1800 kcal/kg)	mii tone	2442,020	2448,341	2454,730	2461,189	2467,717	2474,318
- gaze naturale (9124 kcal/Smc)	mii Smc	34134	34222	34311	34402	34493	34585
- gaze naturale (9124 kcal/Smc)	mii Smc	0	0	0	0	0	0
• CAF pe lignit							
- lignit (1800 kcal/kg)	mii tone	0	0	0	0	0	0
- pacura (9726 kcal/kg)	mii tone	0	0	0	0	0	0
• CR 2 x 30 t/h pe pacura							
- pacura (9726 kcal/kg)	mii tone	0	0	0	0	0	0
• CAF pe gaze							
- gaze naturale (9124 kcal/Smc)	mii Smc	13171	13205	13239	13274	13309	13345

Tabel nr. 7.6 – 5 Evoluția estimată a producției de energie termică și a consumului de combustibil – Centralele Termice de cvartal**Scenariul 1**

CENTRALE TERMICE DE CVARTAL	U.M.	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022-2041
Energia termica vanduta din CT de cvartal	GWh	27,73	27,73	27,18	26,62	26,07	25,52	24,96	24,41	16,70	9,32	0
Energia termica livrata la limita surselor CT de cvartal	GWh	36,89	36,89	36,16	34,45	32,84	31,31	29,86	28,48	19,02	10,37	0
Energia termica produsa in CT de cvartal	GWh	38,04	38,04	37,27	35,52	33,86	32,28	30,79	29,36	19,61	10,69	0
Consum de energie primara al CT de cvartal (gaz natural) la Pcs	GWh	46,91	46,91	45,97	43,81	41,76	39,81	37,97	36,21	24,18	13,18	0
	mii Smc	4421	4421	4332	4128	3935	3752	3578	3413	2279	1242	0

Tabel nr. 7.6 – 6 Evoluția estimată a producției de energie termică și a consumului de combustibil – Centralele Termice de cvartal**Scenariul 2**

CENTRALE TERMICE DE CVARTAL	U.M.	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Energia termica vanduta din CT de cvartal	GWh	27,73	27,73	27,18	26,62	26,07	25,52	24,96	24,41	23,85	23,30
Energia termica livrata la limita surselor CT de cvartal	GWh	36,89	36,98	36,33	35,67	35,01	34,35	33,68	33,01	32,34	31,67
Energia termica produsa in CT de cvartal	GWh	38,04	38,12	37,45	36,77	36,09	35,41	34,72	34,03	33,34	32,65
Consum de energie primara al CT de cvartal (gaz natural) la Pcs	GWh	47,97	48,09	47,24	46,38	45,52	44,66	43,80	42,93	42,06	41,18
	mii Smc	4521	4532	4452	4371	4290	4209	4127	4046	3963	3881

(continuare)

CENTRALE TERMICE DE CVARTAL	U.M.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Energia termica vanduta din CT de cvartal	GWh	23,30	23,30	23,30	23,296	23,30	23,30	23,30	23,30
Energia termica livrata la limita surselor CT de cvartal	GWh	31,75	31,83	31,91	31,99	32,078	32,163	32,249	32,336
Energia termica produsa in CT de cvartal	GWh	32,73	32,814	32,898	32,984	33,08	33,16	33,25	33,34
Consum de energie primara al CT de cvartal (gaz natural) la Pcs	GWh	41,29	41,39	41,50	41,61	41,71	41,82	41,94	42,05
	mii Smc	3891	3901	3911	3921	3931	3941	3952	3963



Tabel nr. 7.6 – 7 Evoluția estimată a producției de energie și a consumului de combustibil – Total SACET

Scenariul 1

Producții/Consumuri	U.M.	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022+ 2029	2030+ 2041
Energia termica produsa	GWh	1010,60	998,17	963,79	921,11	880,67	842,34	805,97	782,46	760,86	739,88	731,86	699,96
Energia termica vanduta	GWh	669,39	669,39	659,88	650,38	640,88	631,38	621,87	612,37	602,87	593,37	593,37	593,37
Energia electrica produsa	GWh	1640,28	1619,33	1171,97	1244,66	1428,20	1366,20	1307,39	1270,14	1250,17	1588,73	1593,55	1190,00
Energia electrica livrata	GWh	1375,63	1358,06	970,01	1004,12	1161,20	1110,79	1062,98	1032,69	1016,45	1348,05	1352,02	1115,37
Consum total de combustibil SACET	GWh	6242,29	6163,17	4779,67	4940,64	5436,10	5190,37	4966,81	4824,61	4737,29	5256,35	5259,69	3261,33
- lignit	GWh	5763,32	5689,72	4363,57	4529,84	4902,86	4690,04	4488,15	4360,27	4291,71	4221,88	4237,30	0
- pacura	GWh	33,10	32,68	85,08	64,26	144,11	0	0	0	0	0	0	0
- gaze naturale (la Pcs)	GWh	445,87	440,77	331,02	346,54	389,13	500,33	478,66	464,35	445,58	1034,47	1022,39	3261,33
Consum total de combustibil SACET													
- lignit	mii tone	2753,09	2717,93	2084,44	2163,87	2342,06	2240,40	2143,95	2082,86	2050,11	2016,76	2024,12	0
- pacura	mii tone	2,926	2,889	7,522	5,681	12,740	0	0	0	0	0	0	0
- gaze naturale	mii Smc	42018	41538	31196	32658	36672	47151	45109	43760	41992	97489	96350	307347

Tabel nr. 7.6 – 8 Evoluția estimată a producției de energie și a consumului de combustibil – Total SACET

Scenariul 2

Producții/Consumuri	U.M.	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Energia termica produsa	GWh	1010,595	1013,024	1000,228	987,372	974,453	961,472	948,426	935,315	922,137	908,892	911,188	913,509
Energia termica vanduta	GWh	669,386	669,386	659,883	650,381	640,878	631,375	621,873	612,370	602,867	593,365	593,365	593,365
Energia electrica produsa	GWh	1640,278	1644,225	1217,838	1336,036	1582,603	1561,860	1541,014	1520,063	1499,004	1477,836	1481,569	1485,342
Energia electrica livrata	GWh	1375,626	1378,936	1007,973	1075,598	1284,526	1267,691	1250,771	1233,765	1216,673	1199,492	1202,522	1205,584
Consum total de combustibil SACET	GWh	6243,357	6258,376	4966,211	5302,715	6023,062	5932,841	5853,387	5773,531	5693,268	5612,590	5626,767	5641,097
- lignit	GWh	5763,323	5777,191	4534,357	4862,398	5432,920	5361,714	5290,151	5218,226	5145,933	5073,266	5086,081	5099,033
- pacura	GWh	33,102	33,182	88,410	68,979	159,691	0	0	0	0	0	0	0
- gaze naturale (la Pcs)	GWh	446,932	448,004	343,444	371,338	430,451	571,127	563,236	555,305	547,335	539,324	540,686	542,063
Consum total de combustibil SACET													
- lignit	mii tone	2753,092	2759,717	2166,025	2322,728	2595,261	2561,247	2527,062	2492,704	2458,170	2423,457	2429,579	2435,766
- pacura	mii tone	2,926	2,933	7,816	6,098	14,118	0	0	0	0	0	0	0
- gaze naturale	mii Smc	42119	42220	32366	34995	40566	53823	53079	52332	51581	50826	50954	51084

Tabel nr. 7.6 – 8(continuare) Evoluția estimată a producției de energie și a consumului de combustibil – Total SACET**Scenariul 2**

Producții/Consumuri	U.M.	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Energia termica produsa	GWh	915,85	918,23	920,62	923,04	925,49	927,97
Energia termica vanduta	GWh	593,37	593,37	593,37	593,37	593,37	593,37
Energia electrica produsa	GWh	1489,16	1493,01	1496,91	1500,85	1504,83	1508,85
Energia electrica livrata	GWh	1208,68	1211,81	1214,97	1218,17	1221,40	1224,67
Consum total de combustibil SACET	GWh	5655,58	5670,22	5685,02	5699,98	5715,10	5730,39
- lignit	GWh	5112,12	5125,36	5138,73	5152,25	5165,92	5179,74
- pacura	GWh	0	0	0	0	0	0
- gaze naturale (la Pcs)	GWh	543,46	544,86	546,29	547,72	549,18	550,65
Consum total de combustibil SACET							
- lignit	mii tone	2442,02	2448,34	2454,73	2461,19	2467,72	2474,32
- pacura	mii tone	0	0	0	0	0	0
- gaze naturale	mii Smc	51215	51348	51482	51617	51754	51893

Cod document:

7499/2012-1-S0043266-B1

Revizie: 0

Pag. **167**

Evoluția energiei termice vândute din sistemul centralizat, în fiecare dintre scenariile analizate, sunt prezentate grafic în figurile de mai jos:

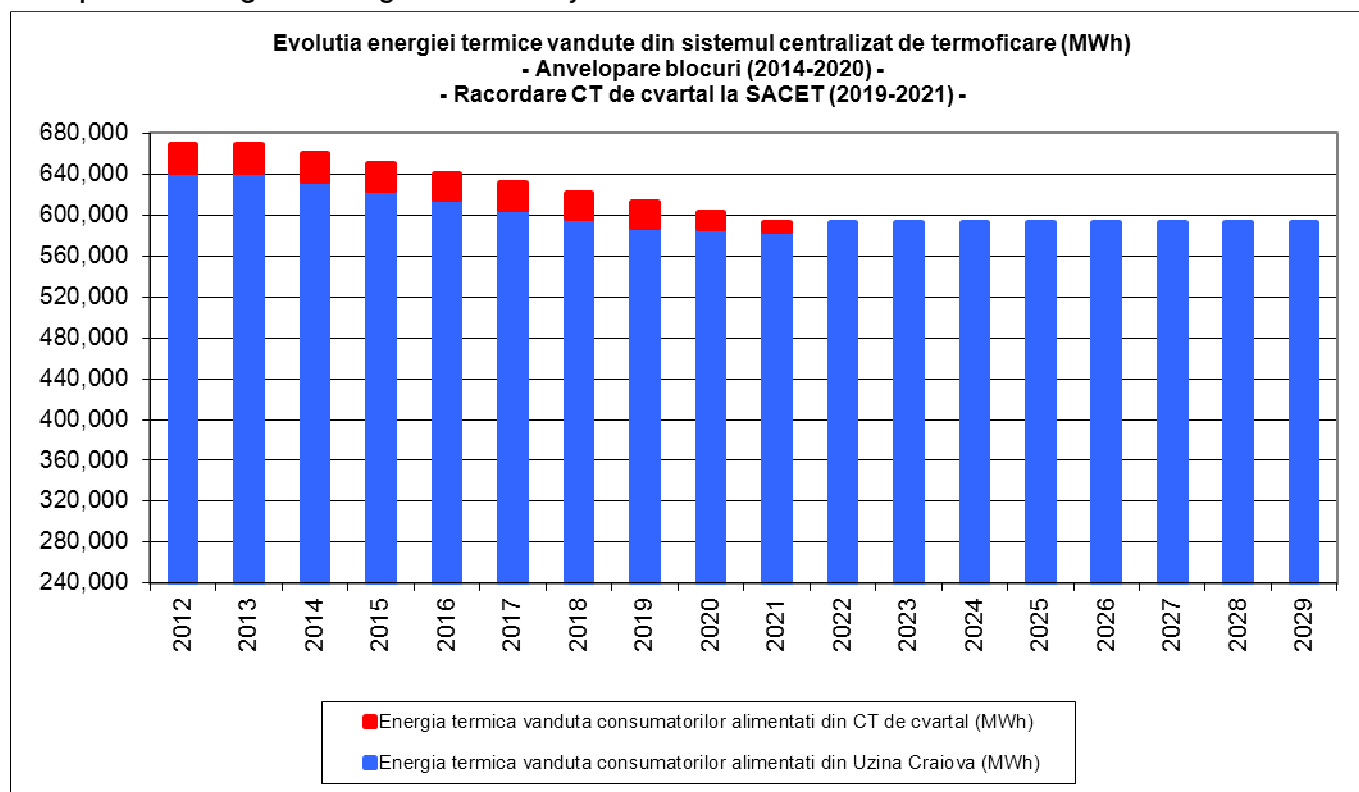


Figura 7.6 - 1 Evoluția energiei termice vândute la nivelul SACET – Scenariul 1

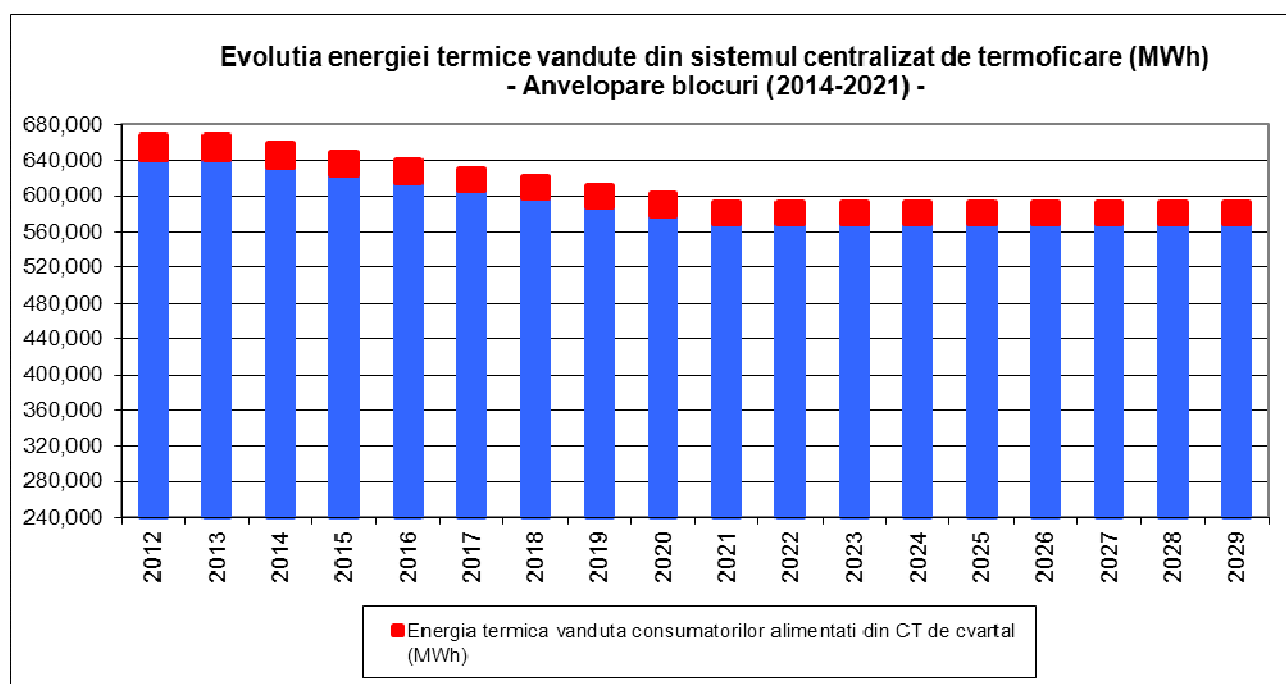


Figura 7.6 - 2 Evoluția energiei termice vândute la nivelul SACET – Scenariul 2

În ceea ce privește pierderile de energie termică în cele două scenarii, evoluția previzionată se prezintă în graficele de mai jos:

Figura 7.6- 3 Evoluția previzionată a pierderilor de energie termică- Scenariul 1

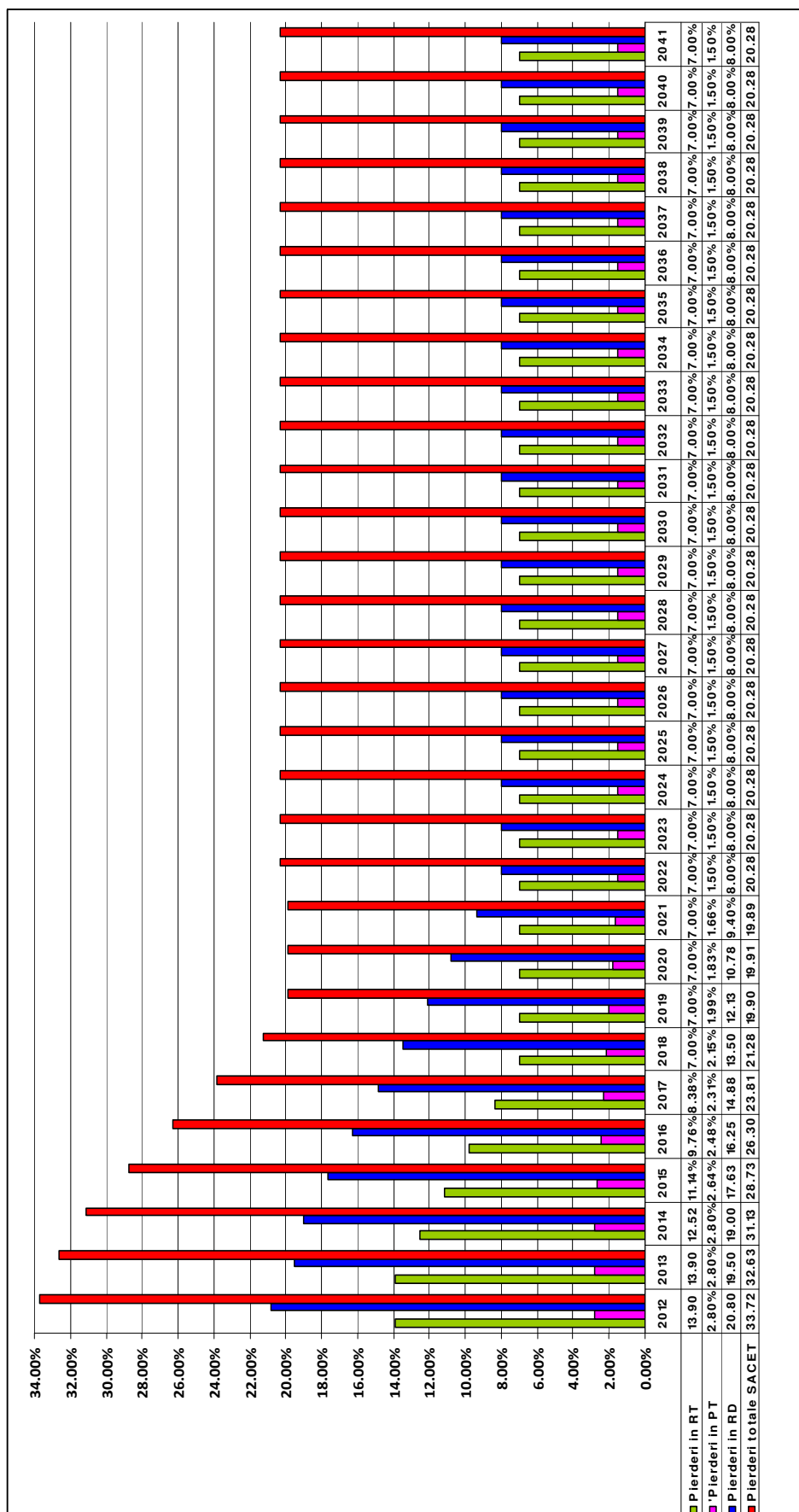
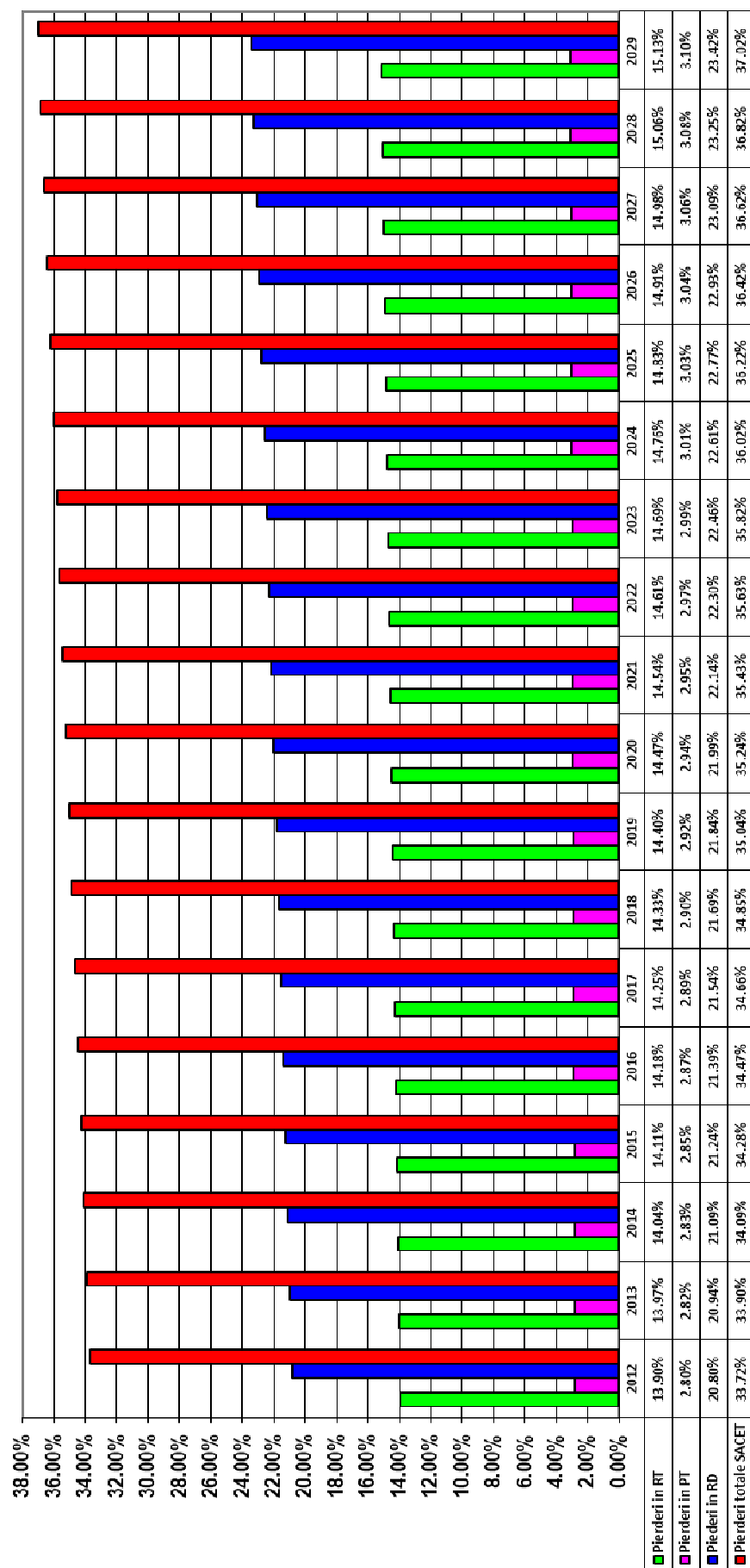


Figura 7.6 - 4 Evolutia previzionata a pierderilor de energie termica- Scenariul 2



Evoluția energiei termice livrate la limita surselor de producere, în fiecare dintre scenariile analizate, sunt prezentate grafic în figurile de mai jos:

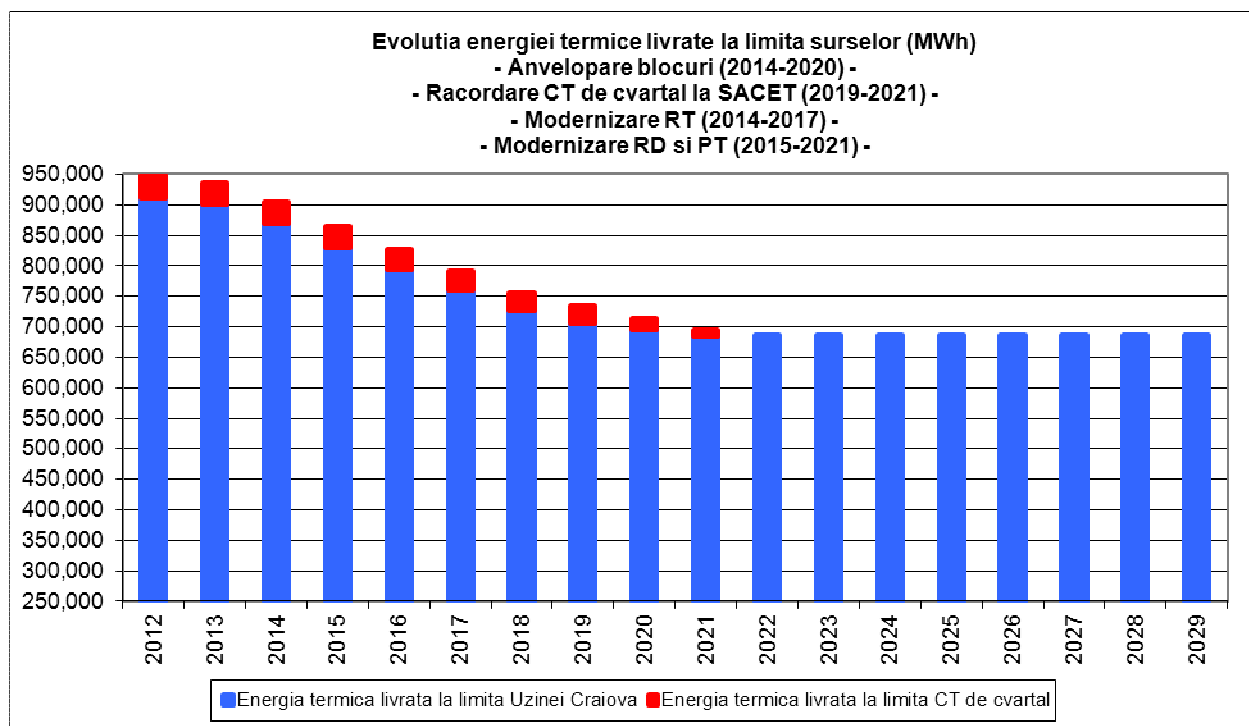


Figura 7.6 - 5 Evoluția energiei termice livrate la limita surselor – Scenariul 1

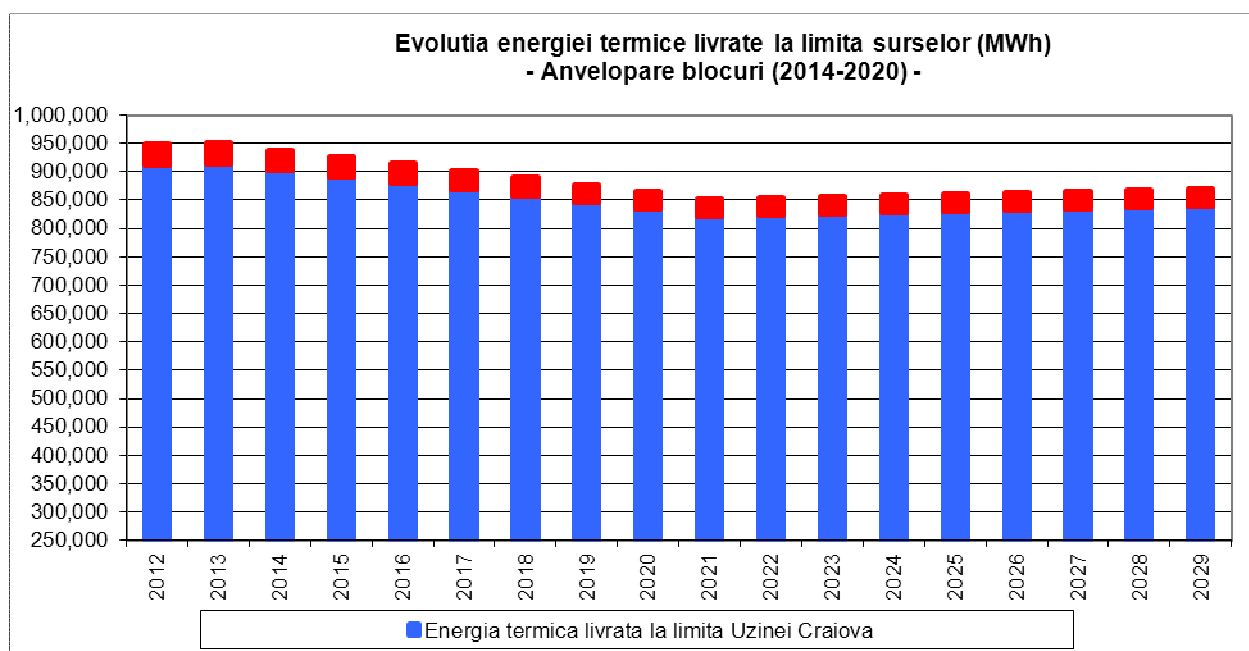


Figura 7.6 - 6 Evoluția energiei termice livrate la limita surselor – Scenariul 2

7.7 Evoluția estimată a cheltuielilor de operare

Cheltuielile anuale de operare cuprind următoarele elemente:

1. Cheltuieli de operare aferente activității de producere a energiei termice și electrice

➤ Cheltuieli variabile, care cuprind:

- *Cheltuieli cu combustibilul* - determinate pe baza consumurilor anuale de combustibil prezentate în Capitolul 7.6 și a prețurilor la combustibili prezentate în Capitolul 7.4
- *Alte cheltuieli variabile* (apă potabilă, apă evacuată la canalizare) - determinate pe baza prețurilor prezentate în Capitolul IV.3.3 și a cantităților de apă utilizate.
- *Cheltuieli cu achiziția certificatelor de emisii de CO₂* - determinate pe baza cantității de emisii de CO₂ generată prin arderea combustibilului, a nr. de certificate alocate gratuit pentru energia termică și a prețului certificatului de emisii de CO₂

Pentru prețul certificatelor de CO₂ s-a considerat următoarea evoluție:

Tabel nr. 7.7. – 1 Evoluția prezumată a prețului certificatelor de CO₂

Anul	Prețul certificatului de CO ₂ (Euro/t _{CO2})
2012	7
2013	8
2014	9
2015	10
2016	11.4
2017	12.8
2018	14.2
2019	15.6
2020	17
2021	19
2022	21
2023	23
2024	25
2025	27
2026	29
2027	31
2028	33
2029	35
2030÷2041	37

- *Cheltuieli cu achiziția calcarului pulbere, necesar procesului de desulfurare a gazelor de ardere* - determinate pe baza cantității consumate și a unui preț de achiziție a calcarului de 25 Euro/t (inclusiv transportul la centrală)
- *Alte cheltuieli variabile (energie electrică, apă, etc.)* - determinate pe baza unor indici specifici și a valorilor înregistrate în anul anterior de operare.

➤ Cheltuieli fixe care cuprind:

- *Cheltuieli cu întreținerea și reparațiile*, determinate astfel:
 - pentru echipamentele existente - pe baza unui indice specific aplicat la cantitatea de energie echivalentă produsă și luând în considerare cheltuielile de operare înregistrate în anul anterior, escaladate cu un indice de creștere anual.
 - pentru ciclul combinat - pe baza unui indice specific de 5 Euro/MWh aplicat la cantitatea de energie electrică produsă. Această valoare cuprinde lucrările de mentenanță preventivă, inclusiv piese de schimb, uleiul de ungere și analizele de ulei.
- *Cheltuieli cu amortismentele* - determinate în baza amortizării liniare pe perioade diferite de timp, în funcție de specificul investiției.
 NOTA: Având în vedere faptul că investiția pentru realizarea ciclului combinat de 200 MW se finanțează și din fonduri nerambursabile în baza structurii de finanțare a PNI, în cadrul analizei se va înregistra numai amortizarea acelei părți din investiție care nu este acoperită din aceste fonduri nerambursabile.
- *Cheltuieli cu personalul* - determinate pe baza numărului de personal actual (738 persoane) și al salariului mediu anual la nivelul actual. Pentru exploatarea instalației de desulfurare s-a considerat un nr. de 15 persoane. După retragerea din exploatare a grupurilor existente, s-a considerat un număr de personal de 210 persoane
- *Alte cheltuieli fixe (utilități, materii prime și materiale, combustibil netehnologic, studii, etc)* - apreciate pe baza unor indici specifici și a valorilor înregistrate în anul anterior de operare.

2. Cheltuieli de operare aferente activității de transport și distribuție a energiei termice (inclusiv cele aferente CT de cvartal)

Cheltuielile au fost determinate în baza cantității de energie termică transportată, respectiv distribuită, a cheltuielilor înregistrate în anul anterior de operare, și a prețurilor utilităților necesare (apă, energie electrică, etc.).

Cheltuielile cuprind: energie electrică, apa, service și mentenanță, materii prime și materiale, cheltuieli cu personalul de exploatare, etc.

Cheltuieli cu amortismentele au fost determinate în baza amortizării liniare pe perioade diferite de timp, în funcție de specificul investiției.

Cheltuielile anuale de exploatare astfel determinate sunt prezentate în **Anexa F**.

7.8 Evoluția estimată a veniturilor

Veniturile anuale obținute din activitatea de exploatare pentru cele două scenarii analizate, sunt:

- **Venituri din vânzarea energiei electrice livrată în cogenerare de înaltă eficiență** - se determină pe baza cantităților anuale de energie electrică livrată din cogenerare de înaltă eficiență și a prețului de vânzare a acesteia stabilit conform Cap. 7.3.
- **Venituri din vânzarea energiei electrice livrată în condensatie** - se determină pe baza cantităților anuale de energie electrică livrată în condensatie și a prețului de vânzare a acesteia stabilit conform Cap. 7.3.
- **Venituri din vânzarea energiei electrice livrată pe piața de echilibrare** - se determină pe baza cantităților anuale de energie electrică livrată pe piața de echilibrare a prețului de vânzare stabilit conform Cap. 7.3.
- **Venituri aferente puterii în rezervă pentru reglajul secundar** - se determină pe baza puterii în rezervă disponibilă anual pentru reglajul secundar și a prețului aferent puterii în rezervă stabilit conform Cap. 7.3.
- **Venituri din bonusul de cogenerare** - se determină pe baza energiei electrice produse în cogenerare și a valorilor bonusului de referință stabilite prin Ordinul ANRE nr.18/2011.

Evoluția bonusului de cogenerare pe perioada de acordare a schemei de sprijin, este următoarea:

Tabelul 7.8 -1. Evoluția bonusului de cogenerare

Anii de exploatare	euro/MWh
2012	39,80
2013	37,62
2014	35,50
2015	33,42
2016	31,36
2017	29,30
2018	27,22
2019	25,14
2020	23,04
2021	20,93
2022	18,81
2023	18,81

- **Veniturile din vânzarea energiei termice** - se determină pe baza cantităților anuale de energie termică vândută și a prețurilor de vânzare a energiei termice prezentate în Cap. 7.3.
- **Valoarea remanentă** considerată în ultimul an al analizei comparative se determină pe baza valorii de investiție rămasă de amortizat până la expirarea duratei de viață a obiectivelor de investiții.

Veniturile menționate în prezentul capitol sunt prezentate detaliat pentru cele două Scenarii analizate, în **Anexa G**.

7.9 Rezultatele analizei tehnico-economice comparative

Pe baza fluxurilor financiare aferente celor două scenarii analizate s-au obținut următoarele rezultate:

Tabel nr. 7.9 – 1 Rezultatele analizei comparative

Scenariul 1 - Implementarea unor soluții tehnice ce vor conduce la creșterea eficienței energetice a sistemului de termoficare	Valoare netă actualizată (VNA)	32 651,45 mii euro
Scenariul 2 - Funcționarea sistemului în configurația actuală, fără realizarea de noi investiții	Valoare netă actualizată (VNA)	-9 976,00 mii euro

Rezultatele analizei comparative arată că indicatorul VNA este pozitiv pentru Scenariul 1 și negativ pentru Scenariul 2, în condițiile unei rate de actualizare de 10%. Acest lucru arată faptul că numai pentru Scenariul 1 veniturile obținute acoperă costurile de operare și investiționale, pentru Scenariul 2 fiind necesare fonduri suplimentare pentru susținerea funcționării sistemului integrat de producere energie electrică și producere, transport și distribuție energie termică aferent municipiului Craiova.

Scenariul propus pentru analiza ce va fi dezvoltată în capitolele următoare este **Scenariul 1 - Implementarea unor soluții tehnice ce vor conduce la creșterea eficienței energetice a sistemului de termoficare**.

Precizăm că rezultatele obținute sunt relevante doar pentru analiza comparativă. Analiza financiară care va fi elaborată în capitolele următoare va pune în evidență rezultatele financiare la nivelul sistemului integrat de alimentare cu energie termică din municipiul Craiova.

Fluxurile de venituri și cheltuieli aferente analizei comparative, sunt prezentate detaliat în **Anexa G**.

8 PROGRAMUL DE INVESTIȚII LA NIVELUL SISTEMULUI CENTRALIZAT

8.1 Investițiile aflate în derulare pentru eficientizarea sistemului centralizat de termoficare și stadiul acestora

Până în prezent în cadrul SACET Craiova s-a realizat numai o mică parte din investițiile necesare în vederea creșterii eficienței energetice. Valorile de investiții aferente acestor lucrări, sunt următoarele:

Tabel nr. 8.1 – 1 Principalele investiții realizate în cadrul SACET

Perioada	Lucrări	Valoare (mii lei)	Valoare (mii Euro) (1 Euro=4,5 lei)
2003-2011	Investiții realizate la nivelul sursei Uzina Craiova	215.990,39	47.997,86
2007-2008	Investiții realizate la nivelul sistemului de transport	4.823,03	1.071,78
2004-2011	Investiții realizate la nivelul sistemului de distribuție, a punctelor termice și a centralelor termice	60.454,65	13.434,37
TOTAL INVESTIȚII		281.268,07	62.504,01

Prezentarea lucrărilor realizate până în prezent, pe sistemele componente ale SACET, se regăsesc în cadrul Capitolului 2.8.1.

În prezent se află în curs de derulare:

- procedura de achiziție publică pentru reabilitarea/modernizarea a trei puncte termice în vederea îmbunătățirii performanțelor energetice: PT Mihai Viteazu, PT9 Calea București, PT Sărari
- procedura de achiziție pentru realizarea lucrărilor de modernizare pentru rețeaua aferentă PT 8 Calea București (cca. 2,3 km, reprezentând cca. 0,6% din total rețea).

8.2 Estimarea efortului de investiții necesare pe tipuri de lucrări

În vederea funcționării sistemului centralizat de alimentare cu energie termică din municipiul Craiova se estimează un necesar total de investiții pe termen mediu și lung de **cca. 390 milioane Euro**, care cuprinde: lucrări de conformare la reglementările privind protecția mediului, lucrări de eficientizare la nivelul sursei de producere, lucrări de reabilitare și modernizare la nivelul sistemului de transport și distribuție, după cum urmează:

Tabel nr. 8.2 – 1 Efortul investițional la nivelul SACET integrat

Nr. crt.	Investiții la nivelul Uzinei Craiova	Total valoare
	Denumire investiție	mii Euro
1	Marirea stabilitatii depozitului de zgura și cenușă Valea Mănăstirii folosind tehnologia de preparare a fluidului autoîntăritor de zgură și cenușă de electrofiltru , Uzina Craiova - supraînălțare compartiment 3	28.429,52
2	Modernizare linie acționare MVC 75 t/h	2.719,78
3	Instalație comună de desulfurare gaze de ardere la blocurile 1 si 2	48.734,33
4	Reducerea emisiilor de NOx la Blocurile 1 și 2	11.022,22
5	Alimentare cu gaze naturale și instalatii de ardere a cazanelor etapei CT	2.977,78
6	Cresterea eficientei grupurilor de cogenerare prin utilizarea optima a aburului din prizele turbinei	47,78
7	Modernizare sisteme funcționale la turnurile de răcire (înlocuire sistem umplutură)	1.888,89
8	Modernizare electropompe circulație cu debit variabil bloc 1 și 2	2.244,44
9	Capacitate de productie în cogenerare de minim 200 MW pe gaz, cu tehnologii moderne	180.000,00
10	Implementarea unui cazan de apă fierbinte nou de 100 Gcal/h	5.000,00
TOTAL 1		283.064,74
Nr. crt.	Investiții la nivelul sistemului de transport	Total valoare
	Denumire investiție	(mii Euro)
1	Modernizarea termoficării urbane în vederea încadrării în cerințele consumatorilor	128,89
2	Montare convertizoare de frecvență la pompele de termoficare urbană	222,22
3	Inlocuire sistem actual cu conducte preizolate la sistemul de termoficare urban	8.888,89
TOTAL 2		9.240,00
Nr. crt.	Investiții la nivelul sistemului de distribuție și a punctelor termice	Total valoare
	Denumire investiție	(mii Euro)
1	Refacere hidroizolații terase	40,47
2	Reabilitare rețele termice secundare - 10 km	311,11
3	Reabilitare rețele termice secundare - 11 km	322,22
4	Reabilitare rețele termice secundare - 12 km	333,33
5	Modernizarea punctelor termice din municipiul Craiova, - etapa a III-a (43 PT) - etapa a IV-a (51 PT)	28.583,5
6	Modernizare sistem centralizat de distribuție a energiei termice la consumatorii finali din municipiul Craiova, județul Dolj	65.762,7
7	Transformarea CT de cvartal în puncte termice și racordarea la sistemul centralizat alimentat din Uzina Craiova	2.359,00
TOTAL 3		97.712,33
TOTAL 1 + 2 + 3		390.017,07

8.3 Prioritizarea realizării investițiilor

Realizarea investițiilor necesare la nivelul sistemului de termoficare integrat vor fi realizate într-o ordine de prioritate, stabilită în baza următoarelor principii:

- Necesitatea conformării la obligațiile de mediu; începând cu anul 2016 centrala trebuie să respecte limitele de emisii impuse de Directiva 2010/75/CE;
- Respectarea programului de investiții propus de beneficiar pentru eficientizarea funcționării instalațiilor existente;
- Creșterea eficienței la nivelul sursei și a rețelelor coroborat cu volumul necesar de investiții;
- Indicatorul efectul banului investit, în ceea ce privește măsurile de eficientizarea la nivelul sistemului de transport și măsurile de eficientizare la nivelul sistemului de distribuție, determinat ca raportul investițiilor aferente și reducerea pierderilor de energie termică, ca urmare a aplicării măsurilor de eficientizare.

În aceste condiții, planul de investiții propus este cel prezentat în **Anexa E**.

9 ANALIZA FINANCIARĂ PE CONTURUL SISTEMULUI CENTRALIZAT

9.1 Metodologie

Analiza financiară a proiectului se efectuează pe conturul scenariului optim determinat în cadrul analizei comparative, prin metoda cost-beneficiu, cu luarea în considerare a tehnicii actualizării.

Metodologia utilizată în dezvoltarea analizei financiare este cea a fluxului net de numerar. Vor fi luate în considerare numai fluxurile de numerar, fiecare flux fiind înregistrat în anul în care este generat, urmărindu-se sustenabilitatea financiară a proiectului. Sustenabilitatea financiară a proiectului va fi evaluată prin verificarea fluxului net de numerar cumulat. Acesta trebuie să fie pozitiv în fiecare an al perioadei de analiză.

La determinarea fluxului de numerar net cumulat vor fi luate în considerare totalitatea costurilor și toate sursele de finanțare (atât pentru investiții, cât și pentru operare și funcționare), inclusiv veniturile nete.

Analiza financiară cuprinde următoarele etape:

- Determinarea Fluxului de Venituri și Cheltuieli pe perioada de analiză;
- Determinarea Fluxului Financiar al Afacerii (Fluxul Financiar al capitalului propriu) pe perioada de analiză și a Fluxului Financiar al Afacerii cumulat.

Aceste fluxuri se elaborează luând în considerare toate sursele de finanțare a proiectului.

9.2 Premise

Analiza financiară se realizează pe baza următoarelor premise economice și financiare:

- Analiza se efectuează în Euro pe conturul sistemului integrat de termoficare din municipiul Craiova;
- Durata de analiză este 29 de ani (pe perioada 2012 – 2041);
- Impozitul pe profit considerat pentru estimarea profitului net este de 16%, conform prevederilor legale în vigoare;
- Valoarea totală a investiției (exclusiv TVA), luând în considerare o rată de schimb de 4,5 lei pentru 1 euro, este de 390 017,07 mii euro, din care:
 - 292 304,74 mii euro - investiții aferente Uzinei Craiova;
 - 97 712,33 mii euro – investiții aferente rețelelor de termoficare.
- Eșalonarea pe ani a investițiilor este prezentată în tabelul următor:

Tabelul 9.2. -1 Eșalonarea investițiilor

Anul	U.M.	Investiții aferente Uzinei Craiova	Investiții aferente rețelelor	Total
2012	mii euro	14216,95	0,00	14216,95
2013	mii euro	32735,75	324,62	33060,37
2014	mii euro	21026,71	335,73	21362,44
2015	mii euro	12449,78	13824,81	26274,58
2016	mii euro	7363,33	13478,03	20841,36
2017	mii euro	50680,22	13478,03	64158,25
2018	mii euro	48458,00	13478,03	61936,03
2019	mii euro	48458,00	14264,36	62722,36
2020	mii euro	48458,00	14264,36	62722,36
2021	mii euro	3458,00	14264,36	17722,36
2022 - 2028	mii euro	0,00	0,00	0,00
2029	mii euro	5000,00	0,00	5000,00
TOTAL	mii euro	292304,74	97712,33	390017,07

- Finanțarea investițiilor se asigură combinat din fonduri nerambursabile obținute în baza structurii de finanțare propusă prin PNI, din surse atrase (credit bancar) și surse proprii. PNI – Planul Național de Investiții stabilit de România a fost transmis și aprobat la CE în baza accesării derogării tranzitorii de la licitarea integrală a certificatelor de emisii de CO₂ prin prevederile articolului 10c al Directivei 2003/87/CE revizuită prin Directiva 2009/29/CE.
- Evoluția estimată a costurilor și rambursărilor aferente creditelor deja angajate de către Uzina Craiova pentru perioada 2012 – 2024, sunt prezentate în tabelul următor:
 - Credit angajat în anul 2012 pentru finanțarea lucrărilor de investiții – Instalația comună de desulfurare gaze de ardere la blocurile 1 și 2 din Uzina Craiova

Tabelul 9.2. -2 Evoluția costurilor și rambursărilor aferente creditului pentru instalația de desulfurare

Credit desulfurare Craiova II	Total valoare (mii lei)	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Comisioane	21135.00	4056	3932	2288	2150	1914	1677	1441	1204	968	732	495	259	19
Dobanzi	108826.00	2155	13370	16847	15562	13831	12021	10251	8480	6730	4939	3168	1398	74
Rata	182700.00	0	0	6356	19064	19064	19064	19064	19064	19064	19064	19064	19064	4768
Tragere	182700.00	75650	107050											

- Credit angajat în anul 2010 pentru finanțarea lucrării de investiții – Reducerea emisiilor de NO_x la cazanele de abur de 525 t/h, tip Benson de la blocurile 1 și 2 din Uzina Craiova

Tabelul 9.2. -3 Evoluția costurilor și rambursărilor aferente creditului pentru reducerea emisiilor de NO_x

Credit reducerea emisiilor de NO _x la Blocurile 1 si 2	Total valoare (mii lei)	2012	2013
Comisioane	118.00	98	20
Dobanzi	586.00	456	130
Rata	7880.00	4298	3582
Tragere	0.00	0	0

- Finanțarea lucrărilor de investiții aferente Capacității de producție în cogenerare de minim 200 MW pe gaze naturale, cu tehnologii moderne în valoare de 180000 mii euro, este următoarea:

- 45000 mii euro (25% din total investiție) sunt asigurate din fonduri nerambursabile alocate prin PNI
- 135000 mii euro (75% din total investiție) sunt asigurate prin angajarea unui credit bancar. Pentru creditul bancar s-au considerat următoarele condiții de acordare:
 - Perioadă de maturitate credit: 19 ani
 - Trageri semestriale pe perioada de C+M: 4 ani
 - Perioada de rambursare: 15 ani, rate semianuale egale, prima plată la 6 luni după PIF
 - Dobânda anuală: 7%
 - Dobânda se plătește semestrial.

- În cadrul analizei sunt utilizate prețuri la valoare contabilă (nu conțin TVA sau alte taxe). Evoluția prognozată a prețurilor utilizate în analiză este prezentată în capitolul următor.

9.3 Prețuri utilizate în analiză

9.3.1 Evoluția prezumată a prețului mediu de achiziționare a certificatelor de emisii de CO₂

În conformitate cu prognozele recente emise la nivel european în anul 2012 și ținând cont de evoluția pieței la nivelul Uniunii Europene a certificatelor de emisii de CO₂, pentru perioada 2015-2030 se consideră următoarea evoluție.

Tabelul 9.3.1 -1 Evoluția prețului de achiziționare a certificatelor de emisii de CO₂
(în euro 2010/tCO₂)

Preț certificat CO ₂ (euro/tCO ₂)			
În 2015	În 2020	În 2025	În 2030
10	17	27	37

Grafic, evoluția prețului mediu de achiziționare a certificatelor de emisii CO₂ este următoarea:

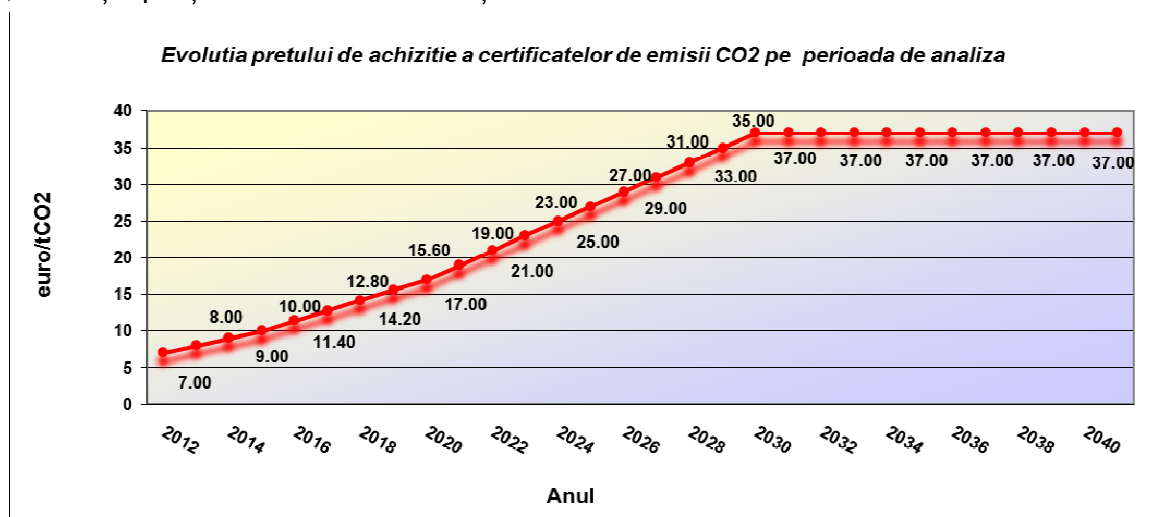


Figura 9.3.1.-1 Evoluția prețului de achiziție a certificatelor de emisii CO₂

9.3.2 Evoluția prezumată a prețului la energia electrică

- Pentru energia electrică livrată în cogenerare de înaltă eficiență (produsă pe bază de combustibil solid)

Art. 20 din H.G. 1215/2009 menționează faptul că pentru a beneficia de bonus, producătorii de energie electrică și termică în cogenerare au obligația comercializării energiei electrice produse în cogenerare de înaltă eficiență pe piața concurențială de energie electrică, conform reglementărilor emise de ANRE. Astfel, pentru energia electrică livrată din cogenerare de înaltă eficiență s-a avut în vedere 90% din media PZU (Piața pentru Ziua Următoare) pe primele opt luni ale anului 2012 la care, pe perioada de acordare a schemei de sprijin de tip bonus, s-au aplicat o serie de coeficienți de escaladare prevăzuți de Ordinul ANRE nr. 3/2010. Media PZU a fost calculată pe baza preturilor medii lunare furnizate de OPCOM pentru perioada ianuarie 2012 – august 2012. Prețurile medii aferente PZU, furnizate de OPCOM sunt prezentate în tabelul următor:

Tabelul 9.3.2 -1 Prețurile medii aferente PZU pe primele 9 luni ale anului 2011

Anul 2012	Ian.	Febr.	Mar.	Apr.	Mai.	Iun.	Iul.	Aug.	Media PZU pe primele 9 luni ale anului 2011
PZU	56,57	69,98	49,98	44,31	40,69	41,68	51,27	61,44	51,99

Pentru energia electrică se internalizează costurile determinate de achiziționare a certificatelor de emisii CO₂ aferente energiei electrice încep anul 2013. Aceste costuri sunt determinate pe baza energiei electrice livrate, a numărului necesar de certificate de emisii de CO₂ aferente energiei electrice și a prețului certificatului de emisii CO₂.

Prețul energiei electrice livrate în cogenerare, astfel considerat, se prezintă pe perioada **2012 – 2023** de analiză în tabelul de mai jos:

Tabelul 9.3.2 -2 Evoluția prețului energiei electrice livrate din cogenerare de înaltă eficiență pentru perioada 2012 - 2023

Ani	90% din prețul mediu PZU (Euro/MWh)	Coeficienți de indexare	90% din prețul mediu PZU indexat (Euro/MWh)	Costul specific cu achiziția certificatelor de emisii de CO ₂ aferent energiei electrice (Euro/MWh)	Preț final perioada 2012-2023 (Euro/MWh)
2012	46,79		46,29		46,79
2013		3,20%	48,29	6,40	54,69
2014		2,80%	49,64	7,20	56,84

2015		2,50%	50,88	8,00	58,88
2016		2,30%	52,05	9,12	61,17
2017		2,30%	53,25	10,24	63,49
2018		2,30%	54,47	11,36	65,83
2019		2,30%	55,73	12,48	68,21
2020		2,30%	57,01	13,60	70,61
2021		2,30%	58,32	15,20	73,52
2022		2,30%	59,66	16,80	76,46
2023		2,30%	61,03	18,40	79,43

După finalizarea perioadei de acordare a schemei de sprijin, pe perioada cuprinsă între anii 2024 – 2041 s-a considerat un preț de vânzare a energiei electrice livrate egal cu prețul pe PZU, determinat plecând de la prețul mediu înregistrat pe PZU în primele 8 luni ale anului 2012 (de 51,99 Euro/MWh), indexat pe primii 11 ani cu aceeași coeficienții de escaladare prevăzuți de Ordinul ANRE nr. 3/2010, iar după această perioadă cu un coeficient constant de 1,8%/an până la sfârșitul perioadei de analiză, după care se menține constant până la sfârșitul perioadei de analiză. În proiecția prețului energiei electrice s-a luat în calcul, de asemenea și internalizarea costurilor cu achiziția drepturilor de emisii de CO₂ aferent energiei electrice livrate, în fiecare an al perioadei de analiză.

Evoluția prețului energiei electrice livrate în cogenerare, astfel considerat, se prezintă pe perioada 2024 – 2041 de analiză în tabelul de mai jos:

Tabelul 9.3.2 -3 Evoluția prețului energiei electrice livrate în cogenerare de înaltă eficiență pentru perioada 2024 – 2041

Ani	Prețul mediu PZU indexat (Euro/MWh)	Costul specific cu achiziția certificatelor de emisii de CO ₂ aferent energiei electrice (Euro/MWh)	Preț final perioada 2024-2041 (Euro/MWh)
2024	69,04	20,00	89,04
2025	70,28	21,60	91,88
2026	71,54	23,20	94,74
2027	72,83	24,80	97,63
2028	74,14	26,40	100,54
2029	75,48	28,00	103,48

2030	76,83	29,60	106,43
2031	78,22	29,60	107,82
2032	79,63	29,60	109,23
2033	81,06	29,60	110,66
2034	82,52	29,60	112,12
2035	84,00	29,60	113,60
2036	85,52	29,60	115,12
2037	87,05	29,60	116,65
2038	88,62	29,60	118,22
2039	90,22	29,60	119,82
2040	91,84	29,60	121,44
2041	93,49	29,60	123,09

Grafic, evoluția prețului final de vânzare a energiei electrice produse în cogenerare și livrate în SEN, este prezentată în figura de mai jos:

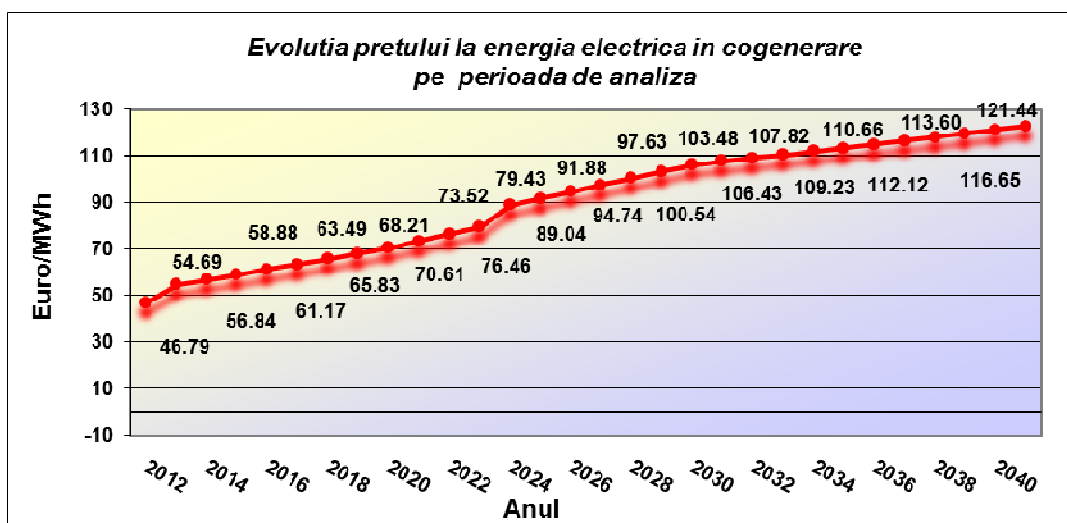


Figura 9.3.2 -1 Evoluția prețului final de vânzare al energiei electrice produse în cogenerare

Energia electrică livrată în cogenerare de înaltă eficiență beneficiază de schema de sprijin de tip bonus.

Conform HG nr. 1215/2009, producătorii de energie electrică și termică în cogenerare beneficiază de schema de sprijin pe o perioadă de maxim 11 ani consecutivi, fără a depăși anul 2023.

Bonusul de cogenerare considerat în analiză este cel stabilit prin Ordinul ANRE nr.18/2011 și este prezentat în tabelul următor:

Tabelul 9.3.2 -4. Bonusul de cogenerare

Anii de exploatare	Euro/MWh
2012	39,80
2013	37,62
2014	35,50
2015	33,42
2016	31,36
2017	29,30
2018	27,22
2019	25,14
2020	23,04
2021	20,93
2022	18,81
2023	18,81

- *Pentru energia electrică livrată în condensatie*

Pentru determinarea prețului de vânzare a energiei electrice livrată în condensatie, au fost luate în considerare următoarele elemente:

- Prețul mediu ponderat înregistrat pe PZU la nivelul primelor 8 luni ale anului 2012: 51,99 euro/MWh (conform informațiilor furnizate de OPCOM);
- Majorarea anuală a prețului energiei electrice cu o serie de coeficienți de escaladare în concordanță cu Ordinul ANRE nr. 3/2010.
- *Internalizarea costurilor suplimentare anuale determinate de achiziția drepturilor de emisii de CO₂ aferente energiei electrice livrate, începând cu anul 2013.*

În baza celor menționate anterior, pentru prețul energiei electrice livrată în condensatie a rezultat următoarea evoluție:

**Tabelul 9.3.2 -5 Evoluția prețului energiei electrice livrate în condensatie
pentru perioada 2012 - 2041**

Ani	Mediu PZU ian. – aug. 2012 (Euro/MWh)	Coeficienți de indexare	Prețul mediu PZU indexat (Euro/MWh)	Costul specific cu achiziția certificatelor de emisii de CO ₂ aferent energiei electrice	Preț final perioada 2011-2023 (Euro/MWh)
-----	---	----------------------------	--	--	---

				(Euro/MWh)	
2012	51,99		51,99		51,99
2013		3,20%	53,65	6,40	60,05
2014		2,80%	55,16	7,20	62,36
2015		2,50%	56,53	8,00	64,53
2016		2,30%	57,84	9,12	66,96
2017		2,30%	59,17	10,24	69,41
2018		2,30%	60,53	11,36	71,89
2019		2,30%	61,92	12,48	74,40
2020		2,30%	63,34	13,60	76,94
2021		2,30%	64,80	15,20	80,00
2022		2,30%	66,29	16,80	83,09
2023		2,30%	67,81	18,40	86,21
2024		1,80 %	69,04	20,00	89,04
2025		1,80 %	70,28	21,60	91,88
2026		1,80 %	71,54	23,20	94,74
2027		1,80 %	72,83	24,80	97,63
2028		1,80 %	74,14	26,40	100,54
2029		1,80 %	75,48	28,00	103,48
2030		1,80 %	76,83	29,60	106,43
2031		1,80 %	78,22	29,60	107,82
2032		1,80 %	79,63	29,60	109,23
2033		1,80 %	81,06	29,60	110,66
2034		1,80 %	82,52	29,60	112,12
2035		1,80 %	84,00	29,60	113,60
2036		1,80 %	85,52	29,60	115,12
2037		1,80 %	87,05	29,60	116,65
2038		1,80 %	88,62	29,60	118,22
2039		1,80 %	90,22	29,60	119,82
2040		1,80 %	91,84	29,60	121,44
2041		1,80 %	93,49	29,60	123,09

Grafic, evoluția prețului final de vânzare a energiei electrice produse în condensatie și livrate în SEN, este prezentată în figura de mai jos:

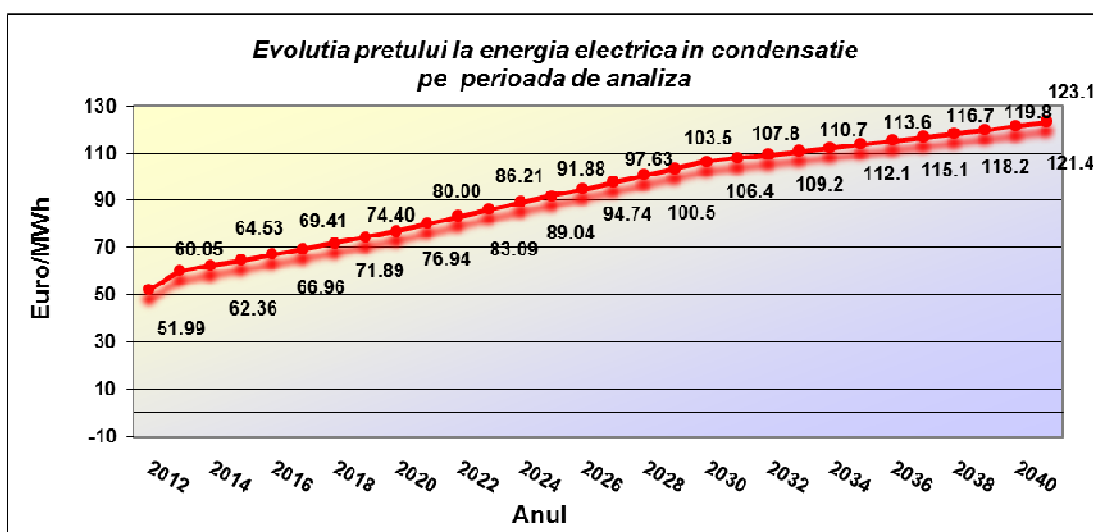


Figura 9.3.2 -2 Evoluția prețului final de vânzare al energiei electrice produse în condensatie

• *Prețul aferent puterii în rezervă destinată reglajului secundar*

Prețul aferent puterii în rezervă destinată reglajului secundar reprezintă valoarea medie ponderată înregistrată la nivelul anului 2011 pe piața de servicii tehnologice de sistem (conform informațiilor furnizate de de Transelectrica), respectiv: 12,98 euro/hMW (58,43 lei/hMW). Acest preț a fost escaladat pe perioada de analiză, ajungând în anul 2041 la o valoare de 23,35 euro/hMW.

Evoluția prețului aferent puterii în rezervă este prezentată în graficul următor:

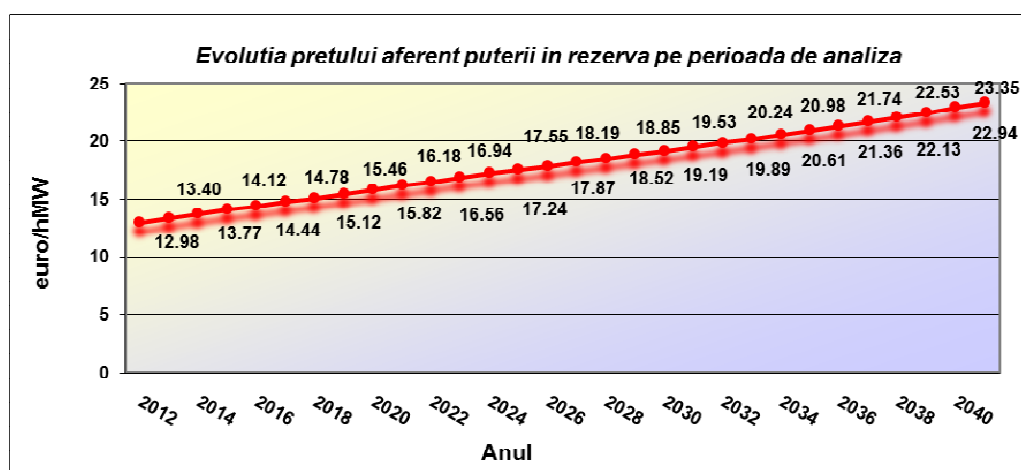


Figura 9.3.2 -3 Evoluția prețului aferent puterii în rezervă

• *Prețul energiei electrice livrate din servicii tehnologice de sistem pentru reglajul secundar*

Pentru determinarea prețului energiei electrice livrate din servicii tehnologice de sistem pentru reglajul secundar, au fost luate în considerare următoarele elemente:

- Prețul mediu ponderat înregistrat la nivelul anului 2011 pe piața de echilibrare pentru reglajul secundar la creștere (conform informațiilor furnizate de Transelectrica), respectiv 70.36 euro/MWh (316,64 lei/MWh);
- Majorarea anuală a prețului energiei electrice cu o serie de coeficienți de escaladare. Acest preț a fost escaladat pe perioada de analiză, ajungând în anul 2041 la o valoare de 126,54 euro/hMW.

Evoluția prețului de vânzare a energiei electrice livrate din servicii tehnologice de sistem este prezentată în graficul următor:

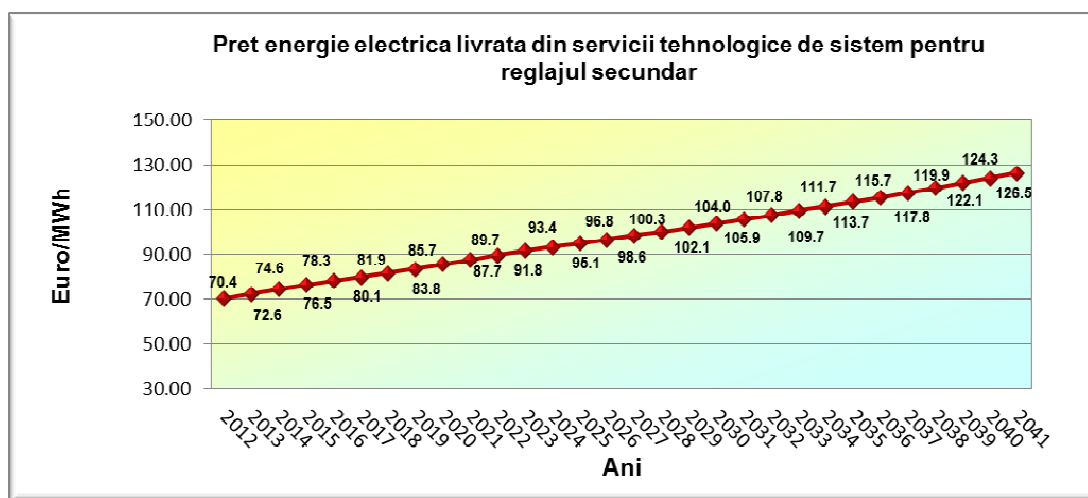


Figura 9.3.2 -4 Evoluția prețului energiei electrice livrate din servicii tehnologice de sistem

9.3.3 Evoluția prezumată a prețului la energia termică

Pentru determinarea prețului de vânzare a energiei termice livrate consumatorilor finali, au fost luate în considerare următoarele elemente:

- **Prețul energiei termice aferent activității de producere și de transport** – conform Deciziei ANRE nr.3332/2011 pentru activitatea de producere și pentru serviciul de transport energie termică: 137,41 lei/Gcal (26,26 euro/MWh)
- **Prețul pentru livrarea energiei termice prin rețeaua de distribuție** - conform Avizului ANRSC nr 3145587/2010 privind prețul și tarifele locale de distribuție a energiei termice: 92,36 lei/Gcal (17,65 euro/MWh).
- **Prețul energiei termice aferent activității de producere, transport și distribuție** considerat în analiza este de: 229,77 lei/Gcal (43,90 euro/MWh) calculat pentru un curs de schimb de 4,5 lei/euro;
- Majorarea anuală a prețului energiei electrice cu o serie de coeficienți de escaladare, în concordanță cu Ordinul ANRE nr. 3/2010;
- *Internalizarea costurilor suplimentare anuale determinate de achiziția drepturilor de emisii de CO₂ aferente energiei termice livrate, începând cu anul 2013.*

În baza celor menționate anterior, prețul energiei termice livrate din rețeaua de transport are următoarea evoluție:

**Tabelul 9.3.3 -1 Evoluția prețului energiei termice livrate din rețeaua de transport
pentru perioada 2012 - 2041**

Ani	Coeficienți de indexare	Preț energie termică aferent activității de producere și transport - indexat- (Euro/MWh)	Costul specific cu achiziția certificatelor de emisii de CO ₂ aferent energiei termice produse (Euro/MWh)	Preț producere și transport energie termică (Euro/MWh)	Preț final aferent distribuției energiei termice (Euro/MWh)	Preț final perioada producere, transport și distribuție (Euro/MWh)
2012				26,26	17,65	43,91
2013	3,20%	27,10	0,35	27,45	18,21	45,66
2014	2,80%	27,85	1,17	29,02	18,72	47,74
2015	2,50%	28,55	2,01	30,57	19,19	49,76
2016	2,30%	32,19	2,98	32,19	19,63	51,82
2017	2,30%	29,88	4,01	33,89	20,08	53,97
2018	2,30%	30,57	5,09	35,66	20,55	56,21
2019	2,30%	31,27	6,29	37,56	21,02	58,58
2020	2,30%	31,99	7,20	39,19	21,50	60,69
2021	2,30%	32,72	7,48	40,21	22,00	62,21
2022	2,30%	33,48	8,18	41,66	22,50	64,16
2023	2,30%	34,25	8,96	43,21	23,02	66,23
2024	1,80 %	34,86	9,74	44,60	23,43	68,03
2025	1,80 %	35,49	10,52	46,01	23,86	69,87
2026	1,80 %	36,13	11,30	47,43	24,28	71,71
2027	1,80 %	36,78	14,90	51,68	24,72	76,40
2028	1,80 %	37,44	15,86	53,30	25,17	78,47
2029	1,80 %	38,12	16,82	54,94	25,62	80,56
2030	1,80 %	38,80	10,25	49,05	26,08	75,13
2031	1,80 %	39,50	10,25	49,75	26,55	76,30
2032	1,80 %	40,21	10,25	50,46	27,03	77,49
2033	1,80 %	40,94	10,25	51,19	27,52	78,71
2034	1,80 %	41,67	10,25	51,92	28,01	79,93
2035	1,80 %	42,42	10,25	52,67	28,51	81,18
2036	1,80 %	43,19	10,25	53,44	29,03	82,47

2037	1,80 %	43,96	10,25	54,22	29,55	83,77
2038	1,80 %	44,76	10,25	55,01	30,08	85,09
2039	1,80 %	45,56	10,25	55,81	30,62	86,43
2040	1,80 %	46,38	10,25	56,63	31,17	87,80
2041	1,80 %	47,22	10,25	57,47	31,74	89,21

Grafic, evoluția prețurilor finale de vânzare a energiei termice este prezentată în figura de mai jos:

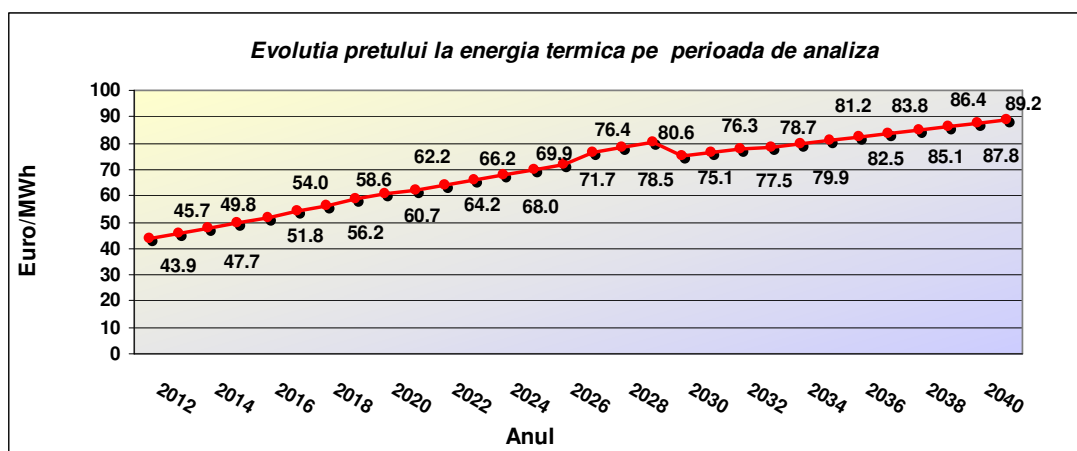


Figura 9.3.3 -1 Evoluția prețului final de vânzare a energiei termice

9.4 Venituri anuale din exploatare

Veniturile anuale obținute din activitatea de exploatare a noilor investiții, sunt constituite din următoarele elemente:

- **Venituri din vânzarea energiei electrice livrată în cogenerare de înaltă eficiență** - se determină pe baza cantităților anuale de energie electrică livrată din cogenerare de înaltă eficiență și a prețului de vânzare a acesteia stabilit conform Cap. 9.3.
- **Venituri din vânzarea energiei electrice livrată în condensatie** - se determină pe baza cantităților anuale de energie electrică livrată în condensatie și a prețului de vânzare a acesteia stabilit conform Cap. 9.3.
- **Venituri din vânzarea energiei electrice livrată pe piața de echilibrare** - se determină pe baza cantităților anuale de energie electrică livrată pe piața de echilibrare a prețului de vânzare stabilit conform Cap. 9.3.
- **Venituri aferente puterii în rezervă pentru reglajul secundar** - se determină pe baza puterii în rezervă disponibilă anual pentru reglajul secundar și a prețului aferent puterii în rezervă stabilit conform Cap. 9.3.
- **Venituri din bonusul de cogenerare** - se determină pe baza energiei electrice produse în cogenerare și a valorilor bonusului de referință stabilite prin Ordinul ANRE nr.18/2011, menționate în capitolul 9.3.2.

- **Veniturile din vânzarea energiei termice** - se determină pe baza cantităților anuale de energie termică vândută și a prețurilor de vânzare a energiei termice prezentate în Cap. 9.3.
- **Valoarea remanentă** considerată în ultimul an al analizei financiare se determină pe baza valorii de investiție rămasă de amortizat până la expirarea duratei de viață a obiectivelor de investiții.

Veniturile menționate în prezentul capitol sunt prezentate detaliat pentru cele două Scenarii analizate, în **Anexa H**.

9.5 Cheltuieli anuale de exploatare

Cheltuielile anuale de exploatare se prezintă în **Anexa F**, pagina 1/2.

9.6 Fluxul de venituri și cheltuieli

Fluxul de Venituri și Cheltuieli pe baza căruia se stabilesc an de an, Profitul brut din exploatare și Profitul net al exercițiului, s-a determinat pe baza următoarelor elemente de calcul:

- veniturile generate de funcționarea sistemului integrat de termoficare aferent municipiului Craiova;
- cheltuielile anuale de exploatare aferente sistemului integrat de producere, transport și distribuție energie termică, exclusiv amortismentele investiției noi;
- amortismentele investițiilor propus a se realiza atât la nivelul Uzinei Craiova, cât și la nivelul rețelelor de distribuție;
- cheltuieli financiare aferente creditelor angajate.

Fluxul de Venituri și Cheltuieli previzionat este prezentat în **Anexa H**.

9.7 Fluxul financiar al afacerii

Fluxul financiar al afacerii a fost determinat pe baza următoarelor elemente:

- Surse financiare pentru investiții: Profit net, amortismente, surse nerambursabile alocate prin PNI, credite;
- Investiții și rambursare credite.

Evoluția fluxului financiar al afacerii pe perioada de analiză se prezintă în figura de mai jos:

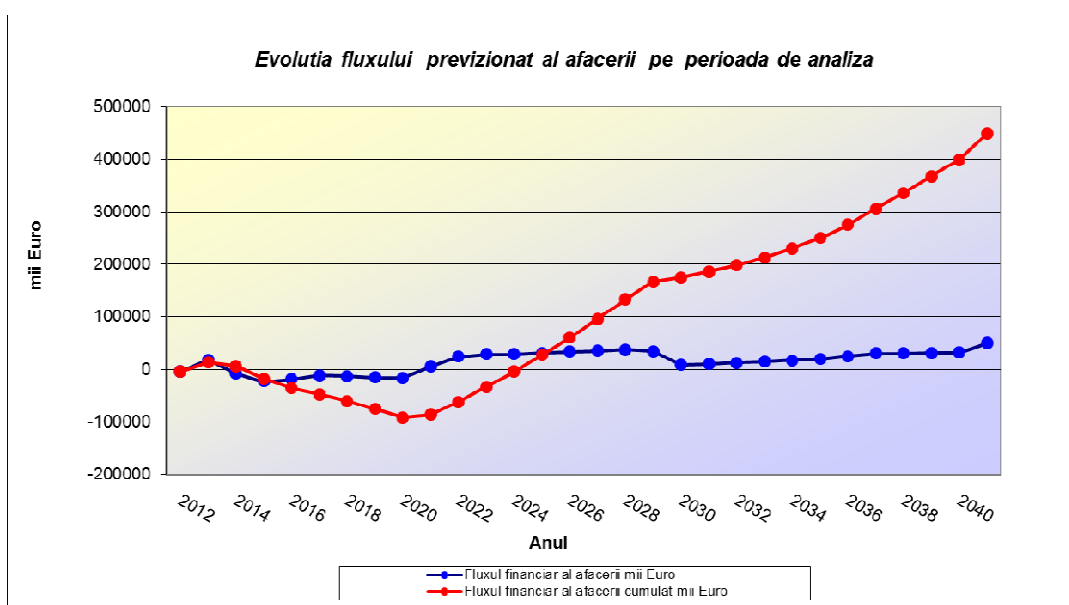


Figura 9.7.-1 Evoluția fluxului financiar previzionat al afacerii

Din graficul prezentat se observă că fluxul financiar al afacerii prezintă valori negative în perioada 2012 – 2020, ceea ce arată că la nivelul proiectului determinat de conturul integrat al sistemului centralizat de alimentare cu energie termică din municipiul Craiova nu se generează suficiente resurse pentru finanțarea programului de investiții în perioada 2012 – 2020. Prin urmare, pentru acoperirea programelor de investiții sunt necesare surse de finanțare suplimentare. Aceste surse suplimentare de finanțare pot fi, în funcție de scenariul de organizare administrativă a SACET Craiova, următoarele:

- în cazul în care serviciul integrat de alimentare cu energie termică în sistem centralizat ar fi delegat către CE Oltenia:
 - surse financiare disponibilizate din activitatea de bază a CE Oltenia
 - împrumuturi bancare cu garanția CE Oltenia
- în cazul în care serviciul integrat de alimentare cu energie termică în sistem centralizat ar rămâne în administrarea Primăriei Craiova:
 - surse financiare disponibilizate la nivelul bugetului local al municipiului Craiova
 - împrumuturi bancare cu garanția Primăriei Craiova.

În ambele scenarii valoarea suportului financiar necesar pentru susținerea programelor de investiții necesare creșterii eficienței și performanțelor economice ale sistemului centralizat de alimentare cu energie termică din municipiul Craiova **în perioada 2012 – 2020, ar fi de circa 96,8 mil. Euro.**

Evoluția fluxului financiar și a fluxului financiar cumulat pe conturul proiectului integrat, în cazul susținerii financiare menționate, este prezentată în figura următoare:

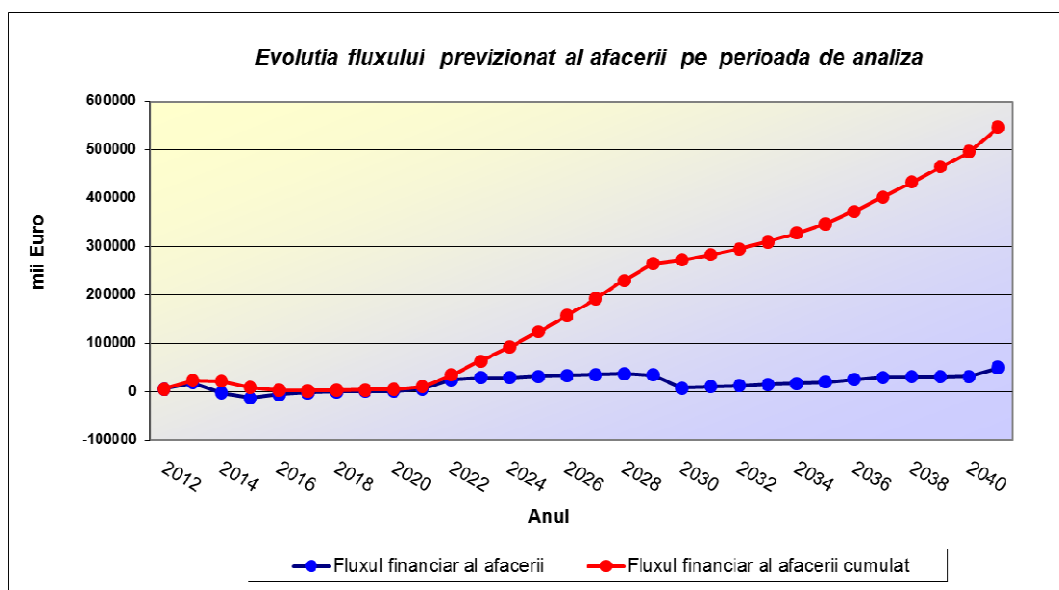


Figura 9.7.-2 Evoluția fluxului financiar previzionat al afacerii cu susținere financiară

După anul 2020, odată cu diversificarea mixtului de combustibil la nivelul sursei de producere a energiei termice, serviciul integrat de alimentare cu energie termică devine sustenabil din punct de vedere financiar, veniturile realizate fiind de natură să acopere cheltuielile de operare. Acest lucru este posibil datorită următorilor factori:

- creșterea eficienței energetice la nivelul sistemului integrat datorită realizării de investiții;
- diversificarea veniturilor realizate prin intrarea pe diverse componente ale pieței de energie datorită diversificării mixtului de combustibil și a realizării unor instalații de cogenerare flexibile, capabile să răspundă solicitărilor pieței de energie în zone cu potențial de venit ridicat.

Fluxul financiar al Afacerii este prezentat în **Anexa I**.

10 ALTERNATIVE DE ORGANIZARE ADMINISTRATIVĂ A SACET CRAIOVA

10.1 Alternative analizate privind organizarea SACET Craiova

În cadrul prezentului studiu se analizează două alternative de reorganizare a SACET Craiova, și anume:

- **Alternativa 1:** Preluarea activității de distribuție a energiei termice de către S.E. Craiova și integrarea SACET în cadrul Complexului Energetic Oltenia (S.E. Craiova)
- **Alternativa 2:** Preluarea activității de producere și transport a energiei termice de către autoritatea locală și integrarea SACET în cadrul Municipality Craiova.

10.2 Descrierea alternativelor analizate și a variantelor de preluare

10.2.1 Cadrul legal al funcționării serviciului public

Serviciul Public face parte din sfera serviciilor comunitare de utilități publice fiind reglementat de Legea serviciilor comunitare de utilități publice, ca lege generală, și de Legea serviciului public de alimentare cu energie termică nr. 325/2006, ca lege specială, specifică Serviciului.

Conform acestor legi :

- Serviciul Public cuprinde totalitatea activităților privind producerea, transportul, distribuția și furnizarea energiei termice, desfășurate la nivelul unităților administrativ-teritoriale în scopul asigurării energiei termice necesare încălzirii și preparării apei calde de consum pentru populație, instituții publice, obiective social-culturale și operatori economici.
- Serviciile comunitare de utilități publice sunt guvernate de următoarele principii:
 - autonomia locală;
 - descentralizarea serviciilor publice;
 - responsabilitatea și legalitatea;
 - dezvoltarea durabilă și corelarea cerințelor cu resursele;
 - protecția și conservarea mediului natural și construit;
 - asigurarea igienei și sănătății populației;
 - administrarea eficientă a bunurilor din proprietatea publică sau privată a unităților administrativ-teritoriale;
 - participarea și consultarea cetățenilor;
 - liberul acces la informațiile privind serviciile publice.
- Serviciul Public se înființează, se organizează și se gestionează potrivit hotărârilor adoptate de autoritățile deliberative ale unităților administrativ-teritoriale, în funcție de gradul de urbanizare, de importanța economico-socială a localităților, de mărimea și de gradul de dezvoltare ale acestora. La organizarea Serviciului Public, interesul general al comunităților locale este prioritar.

- Guvernul asigură realizarea politicii generale a statului în domeniul serviciilor de utilități publice, în principal prin:
 - aprobarea și actualizarea Strategiei naționale,
 - stabilirea măsurilor pentru dezvoltarea durabilă și creșterea calității acestora, corespunzător cerințelor utilizatorilor și nevoilor localităților,
 - sprijinirea autorităților administrației publice locale prin măsuri administrative, legislative și economico-financiare, în scopul dezvoltării și îmbunătățirii cantitative și calitative a serviciilor de utilități publice și al asigurării funcționării și exploatarei în condiții de siguranță și eficiență economică a infrastructurii tehnico-edilitare aferente acestora, precum și al întăririi capacității decizionale și manageriale a autorităților administrației publice locale în exercitarea atribuțiilor acestora privind înființarea, coordonarea și controlul funcționării serviciilor de utilități publice.
- Serviciul Public se realizează prin intermediul infrastructurii tehnico-edilitare specifice aparținând domeniului public sau privat al unităților administrativ-teritoriale, care împreună formează sistemul de alimentare centralizată cu energie termică al localității (SACET).
- Potrivit Legii nr. 325/2006 privind serviciul public de alimentare cu energie termică, gestiunea serviciului public de alimentare cu energie termică prin SACET se poate organiza în următoarele modalități:
 - gestiune directă
 - gestiune delegată.

Alegerea formei de gestiune a serviciului public de alimentare cu energie termică prin SACET se face prin hotărâre adoptată de autoritățile administrației publice locale sau de asociațiile de dezvoltare comunitară.

Autoritățile administrației publice locale sau asociațiile de dezvoltare comunitară se pot asocia cu persoane juridice, române ori străine, pentru constituirea unor societăți comerciale cu capital public sau mixt, în vederea gestionării serviciului public de alimentare cu energie termică prin SACET, în condițiile legii.

- Gestiunea directă - autoritățile locale își asumă și exercită nemijlocit toate competențele și responsabilitățile ce le revin potrivit legii cu privire la furnizarea/prestarea serviciului, respectiv la administrarea, funcționarea și exploatarea SACET
 Gestiunea directă se realizează prin intermediul unor operatori de drept public înființați la nivelul unităților administrativ-teritoriale, care pot fi:
 - a) compartimente funcționale organizate în structura aparatului de specialitate al primarului sau, după caz, al consiliilor locale;
 - b) servicii publice de interes local sau județean, fără personalitate juridică, înființate și organizate prin hotărâri ale autorităților deliberative ale unităților administrativ-teritoriale;
 - c) servicii publice de interes local sau județean, cu personalitate juridică, înființate și organizate prin hotărâri ale autorităților deliberative ale unităților administrativ-teritoriale

- Gestiunea delegată - autoritățile deliberative ale administrației publice locale atribuie unuia sau mai multor operatori toate ori numai o parte din competențele și responsabilitățile proprii privind furnizarea/prestarea Serviciului Public, precum și concesiunea bunurilor ce compun SACET, respectiv dreptul și obligația de exploatare a acestuia.

În cazul gestiunii delegate, Serviciul Public se realizează prin intermediul unor operatori, care pot fi:

- a) societăți comerciale cu capital social integral al unităților administrativ-teritoriale, înființate de autoritățile deliberative ale acestora;
- b) societăți comerciale rezultate ca urmare a reorganizării regiilor autonome de interes local sau județean al căror capital social este deținut în totalitate de unitățile administrativ-teritoriale;
- c) societăți comerciale cu capital social privat;
- d) societăți comerciale cu capital social mixt.

În cazul gestiunii delegate, autoritățile administrației publice locale păstrează prerogativele și răspunderile privind adoptarea politicilor și strategiilor de dezvoltare a Serviciului Public, respectiv a programelor de dezvoltare a SACET, precum și obligația de a urmări, de a controla și de a supraveghea modul în care se realizează Serviciul, respectiv:

- a) modul de respectare și de îndeplinire a obligațiilor contractuale asumate de operatori, inclusiv în relația cu utilizatorii;
- b) calitatea Serviciului furnizate/prestate;
- c) indicatorii de performanță ai Serviciului;
- d) modul de administrare, exploatare, conservare și menținere în funcțiune, dezvoltare sau modernizare a SACET;
- e) modul de formare, stabilire, modificare și ajustare a prețurilor și tarifelor Serviciului.

Delegarea gestiunii Serviciului Public se face printr-un Contract de delegare a gestiunii, atribuit în baza unei proceduri concurențiale, conform prevederilor H.G. nr. 717/2008.

Prin excepție, în cazul societăților comerciale înființate prin reorganizarea pe cale administrativă, în condițiile legii, a regiilor autonome de interes local care au în administrare și exploatare bunuri, activități sau servicii de utilități publice, contractul de delegare a gestiunii se atribuie în mod direct. Procedura de reorganizare a regiilor autonome este reglementată de OUG nr. 30/1997.

10.2.2 Cerințe și etape

Demersul de preluare a SACET integrat se poate realiza prin una din următoarele variante:

- Transfer de active prin fuziunea societăților comerciale, conform Legii nr. 31/1990
- Concesionarea serviciului public de alimentare cu energie termică produsă în sistem centralizat.

Transferul de active este un transfer universal de bunuri și/sau servicii, acestea nemaifiind tratate individual, ci ca un tot unitar la persoana impozabilă cedentă, indiferent dacă este un transfer total sau parțial de active.

Transferul de active se poate realiza prin :

- vânzare
- divizare
- **fuziune**
- aport în natură la capitalul unei societăți.

Operațiunile de fuziune sunt reglementate, din punct de vedere juridic prin Legea 31/1990 privind societățile comerciale, republicată, cu modificările și completările ulterioare. Fuziunea reprezintă ansamblul de operațiuni prin care două sau mai multe societăți comerciale hotărăsc separat:

- Transmiterea elementelor de active, datorii și capitaluri proprii la una din societăți, sau
- Constituirea unei noi societăți comerciale în scopul comasării activelor.

Fuziunea are ca finalitate:

- Dizolvarea, fără lichidare, a societăților comerciale care își încetează existența;
- Transmiterea universală a elementelor de active, datorii și capitaluri proprii către societatea comercială beneficiară, în starea în care se afla la data fuziunii.

Data fuziunii societăților comerciale reprezintă:

- Data înmatriculării în Registrul Comerțului a noii societăți comerciale,
- Data înscrierii în Registrul Comerțului a mențiunii privind majorarea capitalului social al societății absorbante

În cele mai multe cazuri fuziunea societăților comerciale se realizează prin două modalități:

- **Fuziunea prin absorbție** (*absorbirea*) a uneia sau mai multor societăți comerciale de către o altă societate comercială
- **Fuziunea prin contopire** (*reuniunea*) a două sau mai multe societăți comerciale pentru a constitui o societate comercială nouă.

Din punct de vedere juridic, societatea comercială absorbantă dobândește drepturile și este ținută de obligațiile societăților comerciale pe care le absoarbe.

Din punct de vedere fiscal, sunt aplicabile prevederile din legislația fiscală corespunzătoare situațiilor existente în cadrul societăților comerciale care fuzionează.

Fiecare dintre societățile comerciale care fuzionează are obligația să întocmească situații financiare cu ocazia fuziunii în conformitate cu prevederile Legii contabilității nr. 82/1991 (republicată cu modificările și completările ulterioare).

Societățile comerciale care fuzionează au obligația să efectueze inventarierea elementelor de active și de datorii, conform art. 8 alin.(1) din Legea 82/1991, a contabilității, republicată cu modificările și completările ulterioare. Potrivit aceluiași act normativ, prevederile art. 9 alin. (1), evaluarea elementelor existente în cadrul societăților comerciale în momentul inventarierii și prezentarea acestora în situațiile financiare se efectuează conform normelor și reglementărilor contabile aplicabile.

Prin **Concesiune** se înțelege convenția prin care o persoană (fizică sau juridică) dobândește dreptul de a exploata anumite servicii publice sau anumite bunuri ale statului, în schimbul unor beneficii care revin acestuia din urmă.

Contractul de concesiune de bunuri proprietate publică este acel contract încheiat în formă scrisă prin care o autoritate publică, denumită concedent, transmite, pe o perioadă determinată, unei persoane, denumită concesionar, care acționează pe riscul și pe răspunderea sa, dreptul și obligația de exploatare a unui bun proprietate publică în schimbul unei redevențe.

Redevența obținută prin concesionare se face venit la bugetul de stat sau la bugetele locale, după caz.

Modul de calcul și de plată a redevenței se stabilește de către ministerele de resort sau de alte organe de specialitate ale administrației publice centrale ori de către autoritățile administrației publice locale.

În contractul de concesiune de bunuri proprietate publică pot avea calitate de concedent:

- ministerele sau alte organe de specialitate ale administrației publice centrale, pentru bunurile proprietate publică a statului;
- consiliile județene, consiliile locale, Consiliul General al mun. București sau instituțiile publice de interes local pentru bunurile proprietate publică a județului, orașului sau comunei.

Calitatea de concesionar o poate avea orice persoane fizică sau juridică de drept privat, română sau străină, cu condiția de a deține capacitate juridică de a contracta.

Autoritatea contractantă are dreptul de a atribui contractul de concesiune de servicii prin:

- licitație deschisă,
- licitație restrânsă,
- dialog competitiv,
- negociere cu publicarea prealabilă a unui anunț de participare.

Fac obiectul contractului de concesiune bunurile care sunt proprietate publică a statului sau a unităților administrativ-teritoriale, potrivit Constituției și reglementarilor legale privind proprietatea publică.

Nu se poate asemui concesiunea cu vânzarea căci nu are loc nici un transfer de proprietate și nici nu se constituie în favoarea concesionarului vreun drept perpetuu.

Potrivit dispozițiilor OUG 54/2006, în situația încheierii unui contract de concesiune a serviciului de alimentare cu energie termică, este necesară și concesiunea bunurilor proprietate publică, respectiv a rețelelor ce aparțin domeniului public.

În cele ce urmează se prezintă modalitățile, implicațiile și etapele necesare pentru reorganizarea SACET, în fiecare dintre cele două alternative:

• **Alternativa 1: Preluarea activității de distribuție a energiei termice de către S.E. Craiova și integrarea SACET în cadrul Complexului Energetic Oltenia (S.E. Craiova)**

Furnizarea și distribuția agentului termic se realizează în prezent în municipiul Craiova de către Regia Autonomă de Termoficare Craiova (RATF), căreia i-au fost atribuite în administrare bunuri aparținând domeniului public al municipiului Craiova, prin HCL nr. 79/2006.

Energia termică livrată lunar de către Complexul Energetic Oltenia către RATF se realizează în baza unui contract de vânzare-cumpărare a energiei termice din sisteme de alimentare centralizată, încheiat între cele două părți.

S.C. Complexul Energetic Oltenia S.A. (CEO) a înregistrat la nivelul anului 2012 un sold al sumelor rămase de încasat de la Regia Autonomă de Termoficare Craiova (RATF), în valoare de 184 739 775 lei.

Având în vedere activitatea economică a RATF din ultimii ani (așa cum se prezintă în Capitolul 2.6.2.), RATF se află în imposibilitatea achitării datoriilor și susținerii investițiilor de eficientizare necesare, conform programului de investiții propus.

În baza celor de mai sus, CE Oltenia are în vedere preluarea activității de operare a serviciului public de alimentare cu energie termică din municipiul Craiova, în integralitatea sa.

Acest demers se poate realiza prin una din următoarele variante:

- Fuziunea societăților comerciale, conform Legii nr. 31/1990;
- Concesiunea serviciului public de alimentare cu energie termică produsă în sistem centralizat.

Ambele variante enumerate mai sus (fuziune sau concesiune) presupun, în prealabil, reorganizarea Regiei Autonome Termoficare Craiova din Regie Autonomă în subordinea Consiliului Local al Municipiului Craiova în societate comercială, potrivit dispozițiilor legale ale OUG 30/1997, aprobată și modificată prin Legea 207/1997 privind reorganizarea regiilor autonome.

În conformitate cu prevederile Codului Civil, Legii nr. 325/2006 a serviciului public de alimentare cu energie termică, Legii nr. 51/2006 a serviciilor comunitare de utilități publice, a Legii nr.

273/2006 privind finanțele publice locale, modificată și completată, Legii nr. 571/2003 – Codul Fiscal, modificată și completată, Legii nr. 53/2003 – Codul Muncii, republicată, Legii nr. 31/1990 privind societățile comerciale, republicată, cu modificările și completările ulterioare, RATF Craiova a început demersurile în acest sens prin:

- adoptarea Hotărârii nr. 11 din 20.09.2012 a Consiliului de Administrație al RA Termoficare Craiova, prin care s-a aprobat reorganizarea regiei în societate comercială cu răspundere limitată;
- rezervarea denumirii noii societăți la Oficiul Registrului Comerțului de pe lângă Tribunalul Dolj;
- înaintarea către Consiliul Local al Municipiului Craiova a Notei de Fundamentare privind propunerea de reorganizare a Regiei Autonome de Termoficare Craiova în societate comercială cu răspundere limitată.

Ulterior finalizării demersului de reorganizare a RATF în societate comercială, se pot face demersurile de preluare, în următoarele variante:

Fuziunea prin absorbție dintre S.C. Complexul Energetic Oltenia S.A. și noua societate comercială

În acest sens, trebuie parcurse etapele prevăzute de Legea 31/1990, respectiv:

- Întocmirea unui proiect de fuziune;
- Convocarea AGEA a societăților comerciale implicate în fuziune în scopul inițierii procesului de fuziune;
- Auditarea situațiilor financiare ale societăților implicate în fuziune, de către un consultant independent;
- Înregistrarea proiectului de fuziune la Oficiul Registrului Comerțului în vederea verificării și aprobării acestuia de către un judecător ;
- Publicarea planului de fuziune în Monitorul Oficial, urmată de un interval de 30 de zile, timp în care orice creditor al societăților care fuzionează să poată depune o cerere prin care se opune fuziunii
- Adoptarea hotărârilor adunărilor generale ale fiecărei societăți participante la fuziune, în vederea adoptării hotărârii privind fuziunea .

Avantajele fuziunii:

- Preluarea datoriilor și a creanțelor pe care le are RATF (societatea comercială rezultată din reorganizarea regiei autonome) și încasarea directă de către societatea absorbantă (CE Oltenia) ca efect al fuziunii;
- Furnizarea și distribuirea agentului termic direct de către societatea producătoare;
- Creșterea veniturilor CE Oltenia, ca urmare a desfășurării unor activități suplimentare;
- Gestionarea costurilor în vederea reducerii acestora;
- Atragerea de fonduri europene pentru dezvoltare;

- Reparațiile capitale și investițiile aferente bunurilor ce aparțin domeniului public rămân în sarcina și aprobarea Consiliului Local;
- Creșterea capacității utile de furnizare a energiei termice, cu îmbunătățirea randamentelor grupurilor energetice nr. 1 și 2 deținute de Uzina Craiova;
- Creșterea gradului de încălzire prin aplicarea unor metode optime privind facturarea și încălzirea energiei termice;
- Controlul CE Oltenia asupra sumelor încasate;
- Reorganizarea și restructurarea activității în folosul comunității și al operatorilor economici din municipiul Craiova.

Dezavantajele fuziunii:

- Preluarea pierderilor din acțiunile litigioase (ANAF, TVA), precum și a pierderilor din rețelele de distribuție;
- Preluarea pierderilor de aproximativ 39 milioane lei ce rezultă ca diferență între obligații de plată și creanțe. Acest dezavantaj poate fi eliminat prin negocierea în cadrul contractului de fuziune a acoperirii pierderii din bugetul local;
- Preluarea pierderilor nerecunoscute în tarif (17,61% recunoscute din 22,57% pierderi reale);
- Preluarea inclusiv a obligațiilor actuale ale RATF față de terți (alte datorii decât cea față de CE Oltenia).
- Preluarea tuturor pierderilor din rețelele de termoficare, inclusiv din centralele termice pe gaz;
- Riscul formulării opozițiilor la proiectul de fuziune;
- Asumarea unui program de investiții pentru modernizări, reabilitări, dezvoltări de capacități de consum prin transformarea CT-urilor în PT-uri, întreținere, reparații curente etc;
- Rețelele de termoficare fiind bunuri de interes public local, pentru prestarea serviciului de transport și distribuție se impune concesionarea acestora, respectiv plata unei redevențe în acest sens. Redevența ar putea fi utilizată, însă pentru acoperirea parțială a investițiilor aflate în sarcina municipalității pentru bunurile publice concesionate.

Concesionarea serviciului public de alimentare cu energie termică

Concesionarea serviciului public de alimentare cu energie termică presupune, organizarea de către Consiliul Local a unei licitații deschise, conform OUG 34/2006, pentru atribuirea contractului de concesionare a serviciului de alimentare cu energie termică. Această procedură, presupune parcurgerea următoarelor etape:

- Întocmirea de către autoritatea contractantă (Consiliul Local) a documentației de atribuire;
- Verificarea de către Autoritatea Națională pentru Reglementarea și Monitorizarea Achizițiilor

Publice (ANRMAP) a respectivei documentații și validarea anunțului de participare (durata: maxim 26 zile);

- Publicarea anunțului de participare în SEAP;
- Deschiderea ofertelor de participare depuse ;
- Evaluarea ofertelor depuse și desemnarea câștigătorului licitației;
- Încheierea contractului cu ofertantul desemnat câștigător.

Potrivit dispozițiilor OUG 54/2006, în situația încheierii unui contract de concesiune a serviciului de alimentare cu energie termică, , este necesară și concesiunea bunurilor proprietate publică, respectiv a rețelelor ce aparțin domeniului public.

Avantaje:

- Preluarea de către CE Oltenia a serviciului public de alimentare cu energie termică, facturarea agentului termic direct de către CE Oltenia și implicit încasarea directă a sumelor corespunzătoare;

Dezavantaje:

- Imposibilitatea preluării creanțelor, acestea rămânând la concedent, astfel încât și sumele încasate rămân la acesta și există astfel riscul deschiderii procedurii insolvenței, într-o astfel de situație, ordinea stingerii datoriilor societății aflate în insolvență este următoarea: lichidator judiciar, datorii față de bugetul statului și, în ultimul rând, datorii față de alți creditori
- Pierderea penalităților;
- Neplata datoriei actuale a RATF față de CE Oltenia;
- Contractul de delegare de gestiune se atribuie pe baza unei proceduri concurențiale astfel încât există riscul ca acesta să fie atribuit altei persoane juridice decât CE Oltenia;
- Plata unei redevențe către autoritatea administrației publice locale (Consiliu Local);
- Aprobarea în continuare de către Consiliul Local a tarifului de distribuție, după avizarea prealabilă a acestuia de către ANRSC.

• **Alternativa 2 - Preluarea activității de producere și transport a energiei termice de către autoritatea locală și integrarea SACET în cadrul Municipality Craiova**

În temeiul prevederilor art. 107 din Constituția României și ale art. 8 alin. (1) din Legea nr. 213/1998 privind proprietatea publică și regimul juridic al acesteia, prin Hotărâri ale Guvernului, mai multe CET-uri au fost trecute fără plată din domeniul privat al statului și din patrimoniul societății comerciale Termoelectrica S.A. în domeniul public al unor unități administrativ-teritoriale (județele Prahova, Giurgiu, Vâlcea și orașele/municipiile Pitești, Iași, Brașov, Bacău, Oradea, Suceava, Timișoara, Arad, Onești, Brad, Calafat, Vaslui, Zalău și Comănești). Odată cu CET-urile au fost transferate și activele și pasivele aferente acestora (inclusiv rambursarea împrumuturilor angajate de către Termoelectrica S.A.).

Pentru ca Uzina Craiova să fie trecută în domeniul public al municipiului Craiova împreună cu activele și pasivele aferente, **este necesară adoptarea unei Hotărâri de Guvern** în acest scop.

Prin trecerea centralei în domeniul public al municipiului Craiova, serviciul public aflat sub responsabilitatea acestuia se va realiza prin intermediul unui SACET integrat din punctul de vedere al dreptului de proprietate asupra bunurilor care îl compun - producție, transport, distribuție și furnizare a energiei termice, numai astfel putându-se optimiza întreg procesul tehnologic și, implicit, creșterea eficienței energetice precum și creșterea calității serviciului public furnizat populației.

Acest lucru însă necesită eforturi suplimentare din punct de vedere al bugetului local, respectiv:

- Transferarea Uzinei Craiova împreună cu activele și pasivele aferente (creanțele asupra RATF și datoriile înregistrate de aceasta la data stabilită prin Hotărârea de Guvern) în proprietatea municipiului Craiova și preluarea acestora la bugetul local al Municipiului Craiova;
- Asigurarea finanțării volumului de investiții necesare pentru modernizarea și reabilitarea sistemului centralizat de alimentare cu energie termică prin intermediul bugetului local, atât la nivelul sursei de producere, cât și la nivelul sistemului de transport și distribuție a energiei termice. Valoarea estimată a acestor investiții în intervalul **2012 – 2020 este de circa 390 milioane de Euro**;
- Preluarea finanțării prin bugetul local al municipiului Craiova a investițiilor de mediu aflate în derulare la nivelul sursei de producere a energiei termice;
- Preluarea pierderilor nerecunoscute în tarif (17,61% recunoscute din 22,57% pierderi reale);
- Preluarea obligațiilor actuale ale RATF față de terți, inclusiv față de CE Oltenia la bugetul local al municipiului Craiova.

11 ANALIZA SWOT PRIVIND ALTERNATIVELE DE ORGANIZARE A SACET

11.1 Aspecte privind funcționarea sistemului de alimentare centralizată cu energie termică în forma actuală

Acest capitol prezintă principalele elemente care trebuie avute în vedere cu privire la funcționarea sistemului de alimentare centralizată cu energie termică, astfel încât entitatea care va prelua responsabilitatea operării sistemului în integralitatea lui, să fie în cunoștință de cauză asupra tuturor implicațiilor și consecințelor acestei acțiuni.

În cele ce urmează sunt enumerate implicațiile majore identificate la momentul actual, de natură să conștientizeze și să influențeze decizia asupra modalității de reorganizare în cadrul SACET:

Astfel, în acest capitol se prezintă următoarele aspecte:

- Particularități privind funcționarea sursei de energie
- Caracteristicile și constrângerile pe parte de producere a energiei electrice
- Caracteristicile și constrângerile pe parte de producere a energiei termice
- Cerințe și beneficii privind cogenerarea de înaltă eficiență
- Cerințe de mediu cu privire la sursă
- Modul de valorificare a energiei electrice
- Modul de valorificare a energiei termice
- Prețuri combustibili
- Investiții și credite contractate.

11.1.1 Particularități privind funcționarea sursei de energie

Sursa de energie – Uzina Craiova – este o centrală de cogenerare care produce simultan și combinat energie electrică și energie termică.

Cele două grupuri energetice existente sunt echipate cu turbină cu abur cu condensatie și prize pentru extragere de abur care se utilizează pentru producerea apei fierbinți în schimbătoare de căldură abur-apă. Fiecare grup energetic poate produce, la sarcina maximă, 150 MWe și 160 Gcal/h în regim de cogenerare.

Grupul energetic produce și o cantitate de energie electrică în condensatie (non-cogenerare) necesară pentru funcționarea condensatorului turbinei cu abur.

Funcționarea în regim optim din punct de vedere tehnic și economic al sursei presupune funcționarea cât mai aproape de sarcina termică maximă. Sarcinile termice mici implică mărirea producției de energie termică în condensatie (non-cogenerare), pentru a realiza o încărcare peste minimul tehnic al cazanului de abur. Funcționarea cazanului de abur sub minimul tehnic nu este posibilă, iar la minimul tehnic randamentul cazanului de abur este foarte scăzut. Funcționarea în regim de condensatie implică un consum specific de combustibil crescut.

În cazul unei surse de cogenerare, nu se poate realiza o separare electric-termic între capacitățile și instalațiile auxiliare. Atât capacitățile de producere cât și instalațiile auxiliare care

concură la funcționarea acestora (alimentare cu combustibil, alimentare cu apă industrială, etc.) sunt realizate pentru o funcționare unitară în vederea producerii energiei electrice și termice.

Pe lângă cele două grupuri energetice, Uzina Craiova include și cazane de apă fierbinte (CAF). Acestea constituie surse de vârf, care contribuie la acoperirea vârfului curbei de sarcină. Detalii privind curba de sarcină termică sunt prezentate în Cap. 11.1.3. O funcționare numai cu CAF-uri ar implica costuri ale energiei termice mai mari decât costurile aferente energiei termice produse în cogenerare.

Ponderea sursei Uzina Craiova în SACET este următoarea:

- Consum alimentat din sursa Uzina Craiova: 95,33%
- Consum alimentat din CT de zonă/CT bloc: 4,67 %.

11.1.2 Caracteristicile și constrângerile pe parte de producere a energiei electrice

Uzina Craiova comercializează energia electrică în regim competitiv.

Grupurile energetice existente sunt grupuri dispecerizabile, ceea ce înseamnă că au obligativitatea participării la asigurarea siguranței SEN. În acest sens, DEN poate solicita oricând reduceri sau creșteri de putere.

Uzina Craiova are obligativitatea participării la Piața de echilibrare (PE).

Producerea energiei electrice trebuie să se realizeze eficient din punct de vedere al costurilor, având în vedere crearea în perspectivă a pieței unice europene de energie electrică, în care se va permite tuturor consumatorilor să își aleagă liber furnizorii, și tuturor furnizorilor să își livreze liber produsele clienților, inclusiv peste granițe.

11.1.3 Caracteristicile și constrângerile pe parte de producere a energiei termice

Specificul consumatorului de energie termică de tip urban este reprezentat de diferențele foarte mari între consumurile de iarnă și cele de vară; ponderea puterii termice pe timpul verii este de circa 10% față de puterea termică maximă necesară pe perioada de încălzire.

Cererea de energie termică are un caracter sezonier; curba de sarcină termică este puternic influențată de temperatura exterioară pe perioada de încălzire, care variază de la minus 20-30 °C la vârful de consum, până la un maxim de plus 10-12 °C primăvara și toamna și care poate înregistra variații de la minus 20 °C la 0 °C în decursul aceleiași zile.

Prin urmare echipamentele care intră în componența unei surse de producere trebuie să fie dimensionate și exploatate astfel încât să poată asigura în orice moment necesitățile de confort ale consumatorilor la parametri optimi, iar în același timp să permită operatorului desfășurarea unei activități economice competitive, dat fiind faptul că flexibilitatea producerii energiei electrice cu grupurile de cogenerare este redusă datorită faptului că funcționarea economică a acestor grupuri este impusă de curba de consum termic.

În plus, sistemele de termoficare se confruntă cu o serie de provocări de natură să pună în dificultate operarea centralelor, și anume:

- Consumul termic fluctuant datorită termostatelor individuale amplasate în locuințe
- Programul de reabilitare termică a blocurilor care va influența în mod semnificativ consumul în sensul diminuării
- Debransarea consumatorilor care optează în favoarea surselor individuale pe gaze, încurajați fiind de prețul mai scăzut al gazelor comparativ cu consumatorii industriali, precum și de lipsa unor impuneri legislative referitoare la emisiile poluare
- Reducerea consumului de căldură datorită încălzirii globale
- Lipsa unor consumatori industriali care să solicite un consum constant
- Gradul redus de suportabilitate la nivelul populației, în ceea ce privește costurile cu energia termică, în special în contextul actual al crizei economice, cu efecte de întârziere în plata facturilor și dificultatea recuperării fondurilor necesare acoperirii costurilor de operare la nivelul centralelor.

Scăderea consumului de apă caldă se explică atât prin debransări, cât și prin montarea debitmetrelor la consumatori, ceea ce a redus substanțial atât risipa, cât și pierderile de apă, dar care se manifestă la nivelul sursei prin scăderea gradului de încărcare a echipamentelor de cogenerare, și implicit funcționarea cu eficiență redusă pe perioada verii.

11.1.4 Cerințe și beneficii privind cogenerarea de înaltă eficiență

Conform HG nr.1215/2009, bonusul este suma de bani pe care un producător de energie electrică și termică în cogenerare o primește pentru fiecare unitate de energie electrică, exprimată în MWh, produsă în cogenerare de înaltă eficiență și livrată în sistem.

Schema de sprijin se aplică în perioada 2010-2023. Producătorii de energie electrică și termică în cogenerare beneficiază de schema de sprijin pe o perioadă de maxim 11 ani consecutivi, fără a depăși limita maximă (anul 2023).

Producătorii au o serie de obligații pentru accesarea și monitorizarea schemei de sprijin.

În vederea accesării schemei de sprijin de tip bonus, producătorii au obligația să prezinte:

- Documentația pentru înregistrarea configurațiilor de producție în cogenerare
- Documentația de autoevaluare a rezultatelor anuale de exploatare ale unei configurații de producție în cogenerare, în vederea calificării Energiei Electrice de Înaltă Eficiență a Configurației și stabilirii energiei electrice care beneficiază de schema de sprijin
- Documentația de calificare a capacității electrice de înaltă eficiență a unei configurații de producție în cogenerare

Anual, până la data de 25 ianuarie, Responsabilii de Configurație transmit la ANRE documentațiile de calificare pentru Configurațiile de producție în cogenerare pe care le reprezintă.

Documentația de calificare trebuie să cuprindă, între altele:

- datele privind consumurile, producțiile și livrările de energie din Configurație, completate conform machetelor prevăzute în Regulament;
- valorile erorii globale de măsură și/sau calcul pentru consumurile de energie din combustibil, cantitățile de energie electrică produsă și cantitățile de energie termică utilă realizate, precum și algoritmul de evaluare a acestora;
- datele privind cantitățile lunare de energie electrică livrate din centrala în care este amplasată Configurația, care au beneficiat efectiv de Schema de sprijin în anul precedent, completate conform machetei prevăzute în Regulament;
- date privind consumurile și producțiile din ultimii trei ani calendaristici, realizate pe amplasamentul Configurației; datele se completează pe total centrală/amplasament, conform machetei prevăzute în Regulament;
- rezultatele calculelor de Autoevaluare pentru calificarea capacității electrice, prezentate conform Regulamentului; este obligatorie prezentarea într-un Raport separat a caracteristicilor de consum, algoritmului de prelucrare și calculelor care fundamentează valorile Capacităților Electrice Eligibile;
- rezultatele calculelor de Autoevaluare pentru calificarea energiei electrice, prezentate conform cerințelor Regulamentului.

11.1.5 Cerințe de mediu cu privire la sursă

Cerințele de mediu cu privire la sursă se concretizează în două aspecte:

- Cerințe cu privire la emisiile de CO₂
- Cerințe cu privire la emisiile poluante – SO₂, NO_x, pulberi

Cerințe cu privire la emisiile de CO₂

Deoarece puterea termică a instalației este mai mare de 20 MWt, Uzina Craiova este sub incidența Directivei 2003/87/CE revizuită prin Directiva 2009/29/CE, fiind obligată să participe la EU ETS.

Participarea la EU ETS implică următoarele aspecte:

- Obținerea autorizației de emisii de gaze cu efect de seră, absența acesteia conducând la imposibilitatea funcționării instalației.
- Elaborarea unui Plan de monitorizare a emisiilor de gaze cu efect de seră, anual.
- Administrarea contului în Registrul Comunității (CITL).
- Elaborarea unui raport anual de monitorizare a emisiilor de gaze cu efect de seră, care trebuie verificat de un verficator independent acreditat de MECMA
- Restituirea anuală a unui număr de certificate egale cu emisiile de CO₂ generate anul anterior
- Achiziția de pe piață a certificatelor de emisii de CO₂. Până în anul 2012 inclusiv, Uzina Craiova a beneficiat de certificate alocate gratuit prin Planul Național de Alocare aprobat prin HG nr.60/2006, care au acoperit aproape în majoritate emisiile de CO₂ generate. A

fost totuși nevoie de achiziția de pe piață de certificate în completare. Începând cu anul 2013, pentru energia electrică nu se vor acorda deloc certificate gratuite. Astfel, pentru emisiile generate la producerea energiei electrice va fi necesară cumpărarea de certificate în cadrul licitațiilor care se vor organiza pe platforma de licitații comună a UE.

Există o derogare tranzitorie pentru emisiile aferente energiei termice, derogare în baza articolului 10a al Directivei 2003/87/CE revizuită. Prin această derogare se beneficiază de o anumită cantitate anuală de certificate alocate gratuit, cantitate care scade treptat, ajungând la zero în anul 2027.

De asemenea, există o derogare tranzitorie pentru emisiile aferente energiei electrice, derogare în baza articolului 10c al Directivei 2003/87/CE revizuită. Prin această derogare se beneficiază de o anumită cantitate anuală de certificate alocate gratuit, cantitate care scade treptat, ajungând la zero în anul 2020. Dar, contravaloarea acestor certificate alocate gratuit trebuie transferată unui fond special creat din care se finanțează investițiile cuprinse în Planul Național de Investiții.

Ca urmare, participarea la EU ETS implică fonduri semnificative necesare pentru achiziția certificatelor de emisii de CO₂.

Cerințe cu privire la emisiile poluante – SO₂, NO_x, pulberi

În concordanță cu prevederile Directivei Uniunii Europene nr. 2001/80/EC cu privire la limitarea unor emisii de poluanți provenite de la instalațiile mari de ardere, transpusă în legislația românească prin HG 541/2003 și HG 322/2005, blocurile 1 și 2 din cadrul S.E. Craiova au beneficiat de o perioadă de tranziție pentru respectarea concentrației emisiei de NO_x termen limită pentru conformare data de 31.12.2009 iar pentru emisiile de SO₂, data de 31 decembrie 2010. În ceea ce privește emisiile de SO₂, Directiva impune limita maximă de emisie de 400 mg/Nm³ (pentru 6% O₂).

Noua Directivă 2010/75/EU privind emisiile industriale (IED) stabilește pentru instalațiile mari de ardere cu o putere termică instalată totală mai mare de 300 MW_t, care utilizează combustibili solizi, cerințe mai severe, cu aplicabilitate din anul 2016 și anume:

- | | |
|------------------|---|
| - dioxid de sulf | 200 mg/Nm ³ (pentru 6% O ₂); |
| - oxizi de azot | 200 mg/Nm ³ (pentru 6% O ₂); |
| - pulberi | 20 mg/Nm ³ (pentru 6% O ₂); |

În vederea respectării limitelor de emisii de SO₂ impuse de Directiva 2010/75/CE, în cadrul S.E. Craiova este în curs de derulare proiectul de investiție privind montarea unei instalații comune de desulfurare de tip umed pentru blocurile 1 și 2, prin implementarea căruia se va realiza reducerea emisiilor de SO₂ la valori sub 200 mg/Nm³, investiție care se va realiza în perioada 2012-2014.

Cazanele de abur industriale CR3 și CR4, precum și cazanele de apă fierbinte CAF3 și CAF4, cu funcționare pe cărbune și suport păcură au stabilită perioadă de derogare conform HG 440/2010 până la 31.12.2015.

Cazanele de apă fierbinte CAF 1 și CAF 2 cu funcționare pe păcură sunt retrase din exploatare în vederea realizării lucrărilor de trecere la funcționarea pe gaze naturale.

Volumul de investiții necesar pentru conformarea la cerințele Directivei 2010/75/CE, se ridică la valori de cca. 88,186 milioane Euro.

11.1.6 Modul de valorificare a energiei electrice

Valorificarea energiei electrice se realizează combinat, în mai multe moduri, astfel:

- Prin contracte bilaterale
- Prin participarea la PZU
- Prin participarea la Piața intrazilnică.
- Prin participarea la asigurarea serviciilor de sistem

Fiecare din aceste modalități implică prețuri diferite și modalități diferite de contractare.

Plata energiei electrice se realizează uzual cu regularitate, la intervale de timp mici.

Plata bonusului pentru energia electrică produsă în cogenerare de înaltă eficiență și vândută se primește lunar. Anual, se realizează o regularizare, astfel încât să nu existe supracompensare.

11.1.7 Modul de valorificare a energiei termice

Energia termică este vândută consumatorilor tip populație, agenți economici, dotații social-culturale pe bază de contracte individuale.

În prezent, contractele cu consumatorii finali sunt încheiate de RATF Craiova. CE Oltenia încheie un contract cu RATF Craiova.

Costurile mari cu care este valorificată energia termică au drept cauză, în principal următoarele:

- materiile prime și materialele sunt achiziționate la prețuri comparabile cu cele cu care se operează pe plan internațional, în schimb energia termică este vândută pe piața locală la prețuri impuse, care de regulă sunt mai mici decât prețul mediu cu care se operează în plan internațional;
- ponderea cheltuielilor cu combustibilul tehnologic în structura prețului este foarte mare, în condițiile în care prețul combustibilului este actualizat doar trimestrial și numai dacă acesta crește cu mai mult de 5%;
- populația plătește un preț aprobat prin hotărâre de consiliu local, care este stabilit în funcție de puterea de cumpărare a populației, diferența dintre acesta și costurile de producere, transport și distribuție a energiei termice fiind subvenționată. Această subvenție ajunge greu la producător, deoarece bugetul local, care asigură o cotă

însemnată din aceasta, nu are lichiditățile necesare pentru a o plăti la timp. Astfel, valoarea subvențiilor efectiv acordate este puternic diminuată de rata inflației, de unde rezultă că o parte a costurilor nu poate fi acoperită prin subvenția inițial prevăzută.

11.1.8 Prețuri combustibili

Spre deosebire de alte sisteme de termoficare, SACET Craiova dispune de avantajul existenței combustibilului de bază – lignitul – în cadrul companiei (CE Oltenia) și prin urmare are avantajul achiziționării lignitului la un preț egal cu costul de producere.

În ceea ce privește prețul gazelor naturale, acesta este mai mare pentru consumatorii industriali decât pentru consumatorii casnici, ceea ce avantajează centralele de apartament și destabilizează sistemul centralizat, inducând în acest fel concurența neloială.

Revizuirea reglementărilor în sensul alinierii prețului gazelor naturale pentru consumatorii casnici la nivelul prețului de furnizare către consumatorii industriali, precum și taxarea emisiilor poluante la sursele individuale de tip centrale de apartament, ar avea ca efect diminuarea gradului de debranșare a consumatorilor de la SACET, cu efect pozitiv asupra stabilității funcționării sistemului.

11.1.9 Investiții și credite contractate

A) Programul de investiții în SACET Craiova

Programul de investiții aferent sursei și sistemului de transport a energiei termice are o valoare totală de 292,305 milioane Euro, din care:

- Grup nou 200 MW pe gaze naturale: 180,00 milioane Euro
- Investiții de mediu: 88,186 milioane Euro
- Investiții modernizare în centrală: 14,88 milioane Euro
- Investiții în rețele transport energie termică: 9,24 milioane Euro

Programul de investiții aferent sistemului de distribuție a energiei termice are o valoare totală de 97,712 milioane Euro.

Valoarea totală a programului de investiții se ridică la 390,017 milioane Euro.

Rezultă astfel cotele celor două entități în programul de investiții aferent SACET Craiova:

- CE Oltenia: 74,95%
- RATF Craiova: 25,05%

În alternativa în care noul grup de 200 MW pe gaze naturale nu ar fi realizat, valoarea totală a programului de investiții aferent SACET Craiova ar fi de 190,017 milioane Euro iar cotele celor două entități în acest program de investiții ar fi:

- CE Oltenia: 59,1%
- RATF Craiova: 40,9%.

B) Credite contractate pentru SACET Craiova

Creditele angajate pentru **sursă și sistemul de transport** sunt următoarele:

- Credit în valoare de 12.536.459,75 lei încheiat la data de 25.08.2010 cu CEC BANK și ALPHA BANK pentru finanțarea lucrării de investiții „Reducerea emisiilor de NOx la cazanele de abur de 525 t/h, tip Benson , de la blocurile 1 si 2 CET Craiova” având scadența finală în data de 28.10.2013 .
- Credit în valoare de 182.700.000 lei încheiat la data de 26.04.2012 cu BRD GSG SA și CEC BANK pentru finanțarea lucrării de investiții “Instalație comună de desulfurare gaze de ardere la blocurile 1 și 2 Craiova” cu o maturitate de 144 luni dar nu mai târziu de 25.04.2024 Pentru respectivul credit SE Craiova s-a angajat să respecte anumite obligații legate de gradul de îndatorare și rata de acoperire a serviciului datoriei.

Pentru **sistemul de distribuție** aferent SACET Craiova, nu sunt angajate credite bancare.

11.2 Avantajele sistemului integrat

Un sistem de alimentare centralizată cu energie termică a unui oraș cuprinde: sursa de energie și sistemul de transport, distribuție și furnizare a energiei termice.

În prezent, sistemul centralizat de alimentare cu energie termică (SACET) a municipiului Craiova este structurat în două componente, fiecare cu administrare separată:

- Sursa de energie, inclusiv sistemul de transport, în administrarea CE Oltenia
- Sistemul de distribuție și furnizare, în administrarea RATF Craiova

Integrarea celor două entități care administrează în prezent SACET Craiova într-o singură entitate, este absolut firească și se aliniază însuși caracterului integrat din punct de vedere tehnic al SACET.

Elemente care fundamentează oportunitatea integrării serviciului public de alimentare cu energie termică în municipiul Craiova:

- | |
|---|
| <ul style="list-style-type: none"> • Responsabilitatea asupra operării și gestionării serviciului pentru întregul lanț energetic – producere, transport și distribuție a căldurii, revine unei singure entități, cu următoarele consecințe pozitive: |
| <ul style="list-style-type: none"> - abordarea sistematizată și coerentă a măsurilor de eficiență începând de la consumator spre sursa de căldură, cu avantajul unui control total asupra pieței de energie termică |
| <ul style="list-style-type: none"> - o mai ușoară identificare a responsabilității pentru succesul/insuccesul măsurilor implementate |
| <ul style="list-style-type: none"> - reducerea costurilor operaționale, închiderea capacităților neperformante și realizarea de investiții pentru înlocuirea și modernizarea capacităților existente |

- Consolidarea economică și funcțională a operațiunilor desfășurate și centralizarea managementului, ceea ce va conduce la economii de cheltuieli, utilizarea mai eficientă a resurselor umane și logistice, precum și la o creștere generală a eficienței operaționale
- Contextul sectorial actual impune o utilizare mai rațională a resurselor primare, atât în situații normale, cât mai ales în situații de risc tehnologic sau al resurselor. Energia termică și electrică produsă în Uzina Craiova este o energie competitivă și sigură, având în vedere faptul că sursa primară de energie este lignitul asigurat integral din România; acest lucru conferă stabilitate pentru centrală și pentru consumatorul final, în contextul în care prețurile combustibililor primari pe piețele internaționale cunosc în prezent fluctuații importante
- În urma procesului de reorganizare și de eficientizare a serviciului public de asigurare cu energie termică, consumatorii de energie termică din municipiul Craiova vor beneficia din perspectiva prețului și a siguranței furnizării de energie, în situația în care se preconizează creșterea prețului la combustibili, și eliminarea subvențiilor

Contextul legislativ de perspectivă

Directiva Parlamentului European și a Consiliului privind eficiența energetică și de abrogare a Directivelor 2004/8/EC și 2006/32/EC (COM(2011)0370 – C7-0168/2011 – 2011/0172(COD)), aprobată în Parlamentul European pe data de 11.09.2012, prevede un cadru comun pentru promovarea eficienței energetice pe teritoriul Uniunii Europene, cu scopul de a asigura atingerea obiectivului UE de a reduce consumul de energie primară cu 20% până în 2020.

Directiva susține necesitatea adoptării unei abordări integrate pentru a valorifica întregul potențial existent de economisire a energiei, care include economiile din sectorul aprovizionării cu energie și, respectiv, din sectorul utilizatorilor finali.

Unul din elementele de noutate ale Directivei îl constituie definirea „părților obligate” să participe la „sistemele naționale de obligații în ceea ce privește eficiența energetică”. „Părțile” obligate menționate sunt „distribuitorii de energie sau societățile de vânzare cu amănuntul a energiei”.

Sistemul de obligații referitor la eficiența energetică care va trebui stabilit de fiecare stat membru în parte, va trebui însă să prevadă ca toți distribuitorii/furnizorii de energie care își desfășoară activitatea pe teritoriul statelor membre ”să realizeze economii anuale de energie egale cu 1,5% în volum din cota de piață a acestora în anul calendaristic precedent, cu excepția energiei folosite în transport. Această cantitate a economiilor de energie trebuie realizată de către părțile obligate, în rândul consumatorilor finali”. 10% din obligație poate fi compensată cu economii realizate în sectorul de producție, transport și distribuție a energiei.

În perspectiva adoptării și de către țara noastră a unui astfel de sistem de obligații aplicabil inclusiv furnizorilor de căldură, costul măsurilor de creștere a eficienței energetice implementate de aceștia la consumatorii finali ar conduce la o creștere a prețului căldurii.

În situația în care o singură entitate economică ar fi responsabilă pentru întregul lanț energetic – producere, transport și distribuție a căldurii, aceasta ar putea avea un control mai bun al prețului final al căldurii.

11.3 Analiza SWOT

Analiza SWOT (Strengths, Weaknesses, Opportunities, Threats) reprezintă unul dintre cele mai importante instrumente de management utilizat în radiografierea unui sistem/organizații/comunități care constă în efectuarea analizei interne pentru a vedea care sunt punctele tari și slabe, urmată de analiza externă, ce se concentrează pe oportunitățile și riscurile cele mai relevante.

Analiza SWOT este o metodă de planificare strategică utilizată pentru a evalua punctele tari, punctele slabe, oportunitățile și amenințările ce caracterizează și influențează anumiți factori din cadrul unui proiect sau organizații. Această planificare implică precizarea obiectivului proiectului, precum și identificarea aspectelor cheie interne și externe, care sunt favorabile și nefavorabile pentru atingerea acestui obiectiv. Astfel, analiza poate fi încorporată în modelul de planificare strategică. Analiza SWOT este esențială, deoarece măsurile ulterioare în procesul de planificare pentru realizarea obiectivului selectat pot fi derivate din această analiză.

Analiza SWOT grupează informațiile în două categorii principale:

- *Factori interni - punctele forte și punctele slabe interne.*

Factorii interni pot fi priviți ca puncte tari sau slabe, în funcție de impactul lor asupra obiectivelor. Însă, ceea ce poate reprezenta punct tare pentru un obiectiv, poate fi un punct slab pentru un alt obiectiv.

- *Factori externi - oportunități și amenințări provenite din mediul extern.*

Factorii externi pot include chestiuni macroeconomice, schimbări tehnologice, legislative și socio-culturale.

„Oportunitățile” reprezintă factori de mediu externi pozitivi pentru entitate, altfel spus șanse oferite de mediul extern pentru a-și stabili o nouă strategie sau a-și reconsidera strategia existentă în scopul exploatarea profitabilă a oportunităților apărute.

„Amenințările” sunt factori ai mediului extern negativi pentru o entitate, cu alte cuvinte situații sau evenimente care pot afecta nefavorabil, în măsură semnificativă, capacitatea unei companii de a-și realiza integral obiectivele stabilite, determinând reducerea performanțelor ei economico-financiare. Ca și în cazul oportunităților, „amenințări” de diverse feluri și cauze pândesc permanent entitatea respectivă, anticiparea sau sesizarea lor la timp permițând

acesteia să-și reconsidere planurile strategice astfel încât să le evite sau să le minimizeze impactul. Mai mult, atunci când o amenințare iminentă este sesizată la timp, prin măsuri adecvate ea poate fi transformată în oportunitate.

Analiza SWOT constituie o metodă de evaluare calitativă prin care se identifică:

- Factori ai mediului intern:
 - Punctele tari (Strengths)
 - Punctele slabe (Weaknesses)
- Factorii ai mediului extern:
 - Oportunități (Opportunities)
 - Amenințări - factori de risc (Threats)

Schematic, matricea SWOT are următoarea formă:

	Factori care contribuie la atingerea obiectivelor	Factori care întârzie atingerea obiectivelor
Factori mediu intern	Puncte tari	Puncte slabe
Factori mediu extern	Oportunități	Amenințări

Analiza SWOT constituie o metodă uzuală pentru evaluarea alternativelor în procesul decizional.

Analiza situației actuale aferente sistemului de producere, transport și distribuție a energiei termice, permite evaluarea în detaliu a tuturor aspectelor pozitive și negative privind viabilitatea integrării serviciului public de alimentare cu energie termică în Municipiul Craiova.

Analiza SWOT este instrumentul managerial folosit pentru evaluarea și prezentarea sintetică a celor mai importante aspecte care vor afecta, într-un sens sau altul, evoluția viitoare a sistemului centralizat de producere, transport și distribuție a energiei termice din municipiul Craiova.

Aceste probleme cheie sunt identificate pe baza concluziilor analizei contextului actual prezentat anterior și sunt evidențiate, în cadrul unei matrici, sub forma punctelor tari, a punctelor slabe, a oportunităților și amenințărilor, după cum urmează:

Tabel nr. 11.3 – 1 Analiza SWOT aferentă integrării serviciului public de alimentare cu energie termică din municipiul Craiova – Alternativa 1

Alternativa 1 Preluarea activității de distribuție a energiei termice de către S.E. Craiova și integrarea SACET în cadrul Complexului Energetic Oltenia	
Puncte tari	
Aspecte tehnico-funcționale	<ul style="list-style-type: none"> • Posibilitatea optimizării fluxurilor tehnologice, și experiență în strategia de operare, monitorizare și control a funcționării instalațiilor în parametri optimi, pe întregul lanț tehnologic, de la producere, până la utilizatorul final • Asigurarea cererii de energie termică corelat cu responsabilitatea preluării sarcinilor privind funcționarea în siguranță a SEN • Posibilitatea asigurării unei bune corelări privind realizarea lucrărilor de mentenanță la echipamentele din centrale și stațiile electrice, în conformitate cu normativele în vigoare • SE Craiova deține experiență în domeniul producerii energiei termice, generate atât în cogenerare cât și în surse de vârf, pe care o poate aplica la operarea centralelor termice • SE Craiova deține experiență în operarea sistemului de transport a energiei termice, pe care o poate extinde la operarea sistemului de distribuție • SE Craiova este un jucător activ pe piața de energie electrică și are abilitatea managerială de a valorifica oportunitățile oferite de aceasta în vederea maximizării veniturilor și optimizării costurilor de producere/operare
Aspecte financiare	<ul style="list-style-type: none"> • Capacitate financiară de susținere a programului de operare și a nevoilor investiționale pentru dezvoltarea și modernizarea sistemului centralizat de termoficare • Flexibilitate în co-finanțarea investițiilor având în vedere structurarea bugetului de investiții pe domenii de activitate bine definite și concentrate pe domeniul energie • Posibilitatea utilizării fondurilor prevăzute prin Planul Național de Investiții pentru implementarea grupului nou de 200 MW în tehnologia ciclu combinat gaze-abur, evaluate la cel puțin 45 milioane Euro • Capacitate financiară necesară respectării obligațiilor asumate față de finanțatorii programelor de investiții în curs de implementare
Aspecte administrative	<ul style="list-style-type: none"> • Obiectivitate în luarea unor decizii • Posibilitatea alocării de resurse financiare pentru pregătirea continuă și la cote foarte înalte a personalului tehnic și comercial, pentru: <ul style="list-style-type: none"> - conducerea în siguranță a echipamentelor - soluționarea solicitărilor SEN atât în regim normal, cât și în regim de avarie - realizarea celor mai avantajoase contracte comerciale de energie electrică, termică și a contractelor de achiziție a combustibililor (gaze naturale, păcură)
Aspecte comerciale	<ul style="list-style-type: none"> • Posibilitatea negocierii contractelor de furnizare a combustibilului de rezervă la prețuri avantajoase, având în vedere volumul mare al achiziției (gaze naturale, păcură) • Disponibilitatea combustibilului (lignit) în cadrul companiei și includerea acestuia în costul energiei la un preț egal cu costul de producere

	<ul style="list-style-type: none"> • Posibilitatea optimizării prețului energiei termice la consumatorul final, prin reducerea costului combustibilului • Volum mare de investiții derulat, prin urmare serviciu experimentat în derularea investițiilor • CE Oltenia, prin contractele de furnizare pe care le are este un participant important la piața energiei electrice, prin desfășurarea unor activități operaționale și comerciale la un nivel ridicat de competitivitate • Creșterea gradului de încălzire prin aplicarea unor metode optime privind facturarea și încălzirea contravalorii energiei termice • Controlul riguros al sumelor încasate
Aspecte legislative și de reglementare	<ul style="list-style-type: none"> • Deține experiență la stabilirea tarifelor pentru surse de vârf (CAF) pe care o poate extinde la centralele termice • Deține experiență referitoare la obținerea licențelor ANRE (pentru energie electrică, producere energie termică în cogenerare și pentru transport energie termică) pe care o poate extinde pentru noile activități preluate (producere energie termică în CT-uri, distribuție și furnizare energie termică)
Puncte slabe	
Aspecte tehnico-funcționale	-
Aspecte financiare	<ul style="list-style-type: none"> • Preluarea pierderilor de aproximativ 39 milioane lei ce rezultă ca diferență între obligații de plată și creanțe. Acest dezavantaj poate fi eliminat prin negocierea în cadrul contractului de fuziune a acoperirii pierderii din bugetul local
Aspecte administrative	-
Aspecte comerciale	<ul style="list-style-type: none"> • Nu are experiență în relația cu un număr mare de consumatori de energie termică, de tip urban.
Aspecte legislative și de reglementare	-
Oportunități	
Aspecte tehnico-funcționale	<ul style="list-style-type: none"> • Posibilitatea unei funcționări optime a sursei de cogenerare corelată cu cunoașterea directă a comportamentului consumatorilor finali • Gestionarea directă a relației cu consumatorii finali permite aplicarea celei mai bune strategii de dezvoltare a sursei • Posibilitatea reconfigurării rețelelor de distribuție a energiei termice în vederea reducerii pierderilor prin redimensionarea punctelor termice și a cazanelor din centralele termice, funcție de cererea de energie termică la consumatori. Această reconfigurare duce la creșterea calității serviciului de furnizare energie termică și implicit, la scăderea facturilor și sporirea confortului termic al consumatorilor.
Aspecte financiare	<ul style="list-style-type: none"> • Gestionarea mai bună a priorităților privind investițiile în sistemul de transport și distribuție • Contravaloarea aferentă energiei termice furnizate se obține în mod direct de la consumatori și poate fi gestionată eficient în vederea acoperirii costurilor de producție și a investițiilor pentru dezvoltarea sistemului
Aspecte administrative	-
Aspecte comerciale	-
Aspecte legislative și de reglementare	-

Amenințări	
Aspecte tehnico-funcționale	<ul style="list-style-type: none"> Strategia de funcționare în perspectivă este condiționată indirect de cunoașterea programului de reabilitare termică a blocurilor, gestionat de Municipality
Aspecte financiare	-
Aspecte administrative	-
Aspecte comerciale	-
Aspecte legislative și de reglementare	-

Tabel nr. 11.3 – 2 Analiza SWOT aferentă integrării serviciului public de alimentare cu energie termică din municipiul Craiova – Alternativa 2

<u>Alternativa 2</u>	
Preluarea activității de producere și transport a energiei termice de către autoritatea locală și integrarea SACET în cadrul Municipality Craiova	
Puncte tari	
Aspecte tehnico-funcționale	<ul style="list-style-type: none"> Posibilitatea optimizării fluxurilor tehnologice și controlul funcționării instalațiilor în parametri optimi, pe întregul lanț tehnologic, de la producere, până la utilizatorul final Deține experiență în operarea sistemului de distribuție a energiei termice, pe care o poate extinde la operarea sistemului de transport
Aspecte financiare	<ul style="list-style-type: none"> Poate susține angajarea de împrumuturi bancare pentru investiții în limita legală de îndatorare a bugetului local
Aspecte administrative	-
Aspecte comerciale	<ul style="list-style-type: none"> Deține experiență în relațiile cu consumatorii de energie termică
Aspecte legislative și de reglementare	<ul style="list-style-type: none"> Deține experiență referitoare la obținerea licențelor pentru producere energie termică în CT-uri, distribuție și furnizare energie termică
Puncte slabe	
Aspecte tehnico-funcționale	<ul style="list-style-type: none"> Necesitatea asigurării cererii de energie termică corelată cu responsabilitatea preluării sarcinilor privind funcționarea în siguranță a SEN Dependența tehnologică de Uzina Ișalnița care furnizează apa de răcire necesară Uzinei Craiova Lipsa experienței în operarea unor surse de cogenerare care trebuie să asigure și servicii tehnologice de sistem Lipsa experienței în derularea și urmărirea lucrărilor de re tehnologizare necesare pentru echipamentele de cogenerare și stații electrice, cât și a investițiilor în grupuri energetice noi.
Aspecte financiare	<ul style="list-style-type: none"> Primăria Craiova se va afla în imposibilitatea menținerii garanțiilor și ipotecilor către finanțatori pentru creditele angajate de SE Craiova, pentru care s-a garantat cu patrimoniul companiei; Primăria nu va dispune de bunuri în valoare echivalentă pentru menținerea acestor garanții Riscul pierderii oportunității asigurării fondurilor prevăzute pentru SE Craiova prin Planul Național de Investiții pentru implementarea grupului nou de 200 MW, evaluate la cel puțin 45 milioane Euro Imposibilitatea asigurării resurselor financiare necesare pentru constituirea stocurilor de combustibil (cărbune, păcură) din activitatea de operare a SACET Preluarea la bugetul local a datoriilor SE Craiova (Uzina Craiova) Resurse financiare insuficiente alocate de primărie pentru lucrările de întreținere, reparații și reabilitare a componentelor sistemului integrat Reducerea investițiilor publice în SACET, ca urmare a crizei economice, în favoarea soluționării problemelor sociale Responsabilitatea primăriei de a asigura resurse financiare prin bugetul local pentru mai multe servicii publice aflate în competența autorității locale, care pot fi prioritare compatitiv cu serviciul de alimentare cu energie termică.

Aspecte administrative	<ul style="list-style-type: none"> Necesitatea alocării de resurse financiare pentru pregătirea continuă și la cote foarte înalte a personalului tehnic și comercial, pentru conducerea în siguranță a echipamentelor și de a răspunde solicitărilor SEN atât în regim normal, cât și în regim de avarie Posibilități reduse de motivare financiară a personalului și de atragere a persoanelor cu calificare superioară în structurile de specialitate
Aspecte comerciale	<ul style="list-style-type: none"> Achiziționarea combustibilului principal la un preț de achiziție care cuprinde și adaos comercial Rigiditate în asigurarea surselor de co-finanțare a investițiilor în sectorul energie, având în vedere: <ul style="list-style-type: none"> multitudinea de domenii de investiții cuprinse în buget prioritățile de finanțare (învățământ, sănătate, cultură, transport, etc) Lipsa experienței în derularea contractelor pe piața de energie electrică Lipsa acțiunilor de marketing a primăriei în vederea atragerii de noi consumatori
Aspecte legislative și de reglementare	
Oportunități	
Aspecte tehnico-funcționale	<ul style="list-style-type: none"> Posibilitatea unei funcționări optime a sursei de cogenerare corelată cu cunoașterea directă a comportamentului consumatorilor finali Teoretic există posibilitatea reconfigurării rețelelor de distribuție aferente furnizării energiei termice în vederea reducerii pierderilor prin redimensionarea punctelor termice și a cazanelor din centralele termice, funcție de cererea de energie termică la consumatori. Această reconfigurare duce la creșterea calității serviciului de furnizare energie termică și implicit, la scăderea facturilor și sporirea confortului termic al consumatorilor. <p>*) Chiar dacă la nivel teoretic aceste oportunități există, în practică ele sunt imposibil de realizat datorită punctelor slabe identificate și menționate (îndeplinirea programul de investiții, menținerea garanțiilor bancare, asigurarea stocurilor de combustibili, etc.)</p>
Aspecte financiare	-
Aspecte administrative	-
Aspecte comerciale	-
Aspecte legislative și de reglementare	-
Amenințări	
Aspecte tehnico-funcționale	<ul style="list-style-type: none"> Necesitatea asigurării în permanență a rezervei de combustibil pentru producerea energiei electrice solicitate de SEN, inclusiv a personalului necesar operării centralelor
Aspecte financiare	<ul style="list-style-type: none"> Concurența pe piața energiei electrice poate avea ca efect o activitate financiară mai puțin profitabilă
Aspecte administrative	<ul style="list-style-type: none"> Dependența aprobării și realizării planurilor de investiții de decizia politică
Aspecte comerciale	<ul style="list-style-type: none"> Achiziția combustibilului se va face pe bază de contract de furnizare încheiat cu CE Oltenia, a cărei prioritate va consta în asigurarea cantităților necesare funcționării centralelor proprii (Turceni, Rovinari, Ișalnița)

	<ul style="list-style-type: none"> • Nerealizarea programului de investiții pentru eficientizarea SACET, a investițiilor obligatorii de mediu, precum și nerealizarea stocului de combustibil, poate avea ca efecte: <ul style="list-style-type: none"> - neîndeplinirea obligațiilor contractuale de livrare a energiei către S.C. Ford, școli, grădinițe, spitale, consumatori casnici → efecte sociale nedorite, pierderea consumatorilor - neîndeplinirea obligației de asigurare a serviciilor de sistem, cu efecte negative asupra stabilității SEN
Aspecte legislative și de reglementare	<ul style="list-style-type: none"> • Responsabilități crescute privind respectarea reglementărilor tehnice și comerciale.

12 CONCLUZII ȘI RECOMANDĂRI

Scopul studiului este acela de a analiza viabilitatea integrării serviciului public de alimentare cu energie termică din municipiul Craiova în cadrul unei singure entități și de a determina modalitatea optimă de organizare din punct de vedere administrativ în scopul eficientizării și rentabilizării acestuia.

În prezent serviciul public de alimentare cu energie termică din municipiul Craiova este asigurat prin activitatea operațională și comercială a două entități astfel:

- Regia Autonomă de Termoficare Craiova, sub autoritatea Consiliului Local al municipiului Craiova, care realizează atât distribuția energiei termice cât și producerea energiei termice în surse proprii
- Uzina Craiova, care face parte din S.C. Complexul Energetic Oltenia S.A.- S.E. Craiova, cu acționarii MECMA (77%) și Fondul Proprietatea (21,5%), care realizează producerea energiei termice și transportul acesteia la punctele termice.

Aplicarea unor măsuri de modernizare și eficientizare cu impact maximal asupra consumului energetic primar, precum și asupra prețului final al energiei, necesită o abordare la nivel integrat a programului de investiții pe întregul lanț energetic – producere, transport și distribuție, precum și aplicarea unei strategii de operare, monitorizare și control permanent al funcționării instalațiilor în cadrul parametrilor optimi, de la producere până la utilizator.

Astfel, integrarea Serviciului Public de alimentare cu energie termică din municipiul Craiova în cadrul unei singure companii este necesară având în vedere caracterul integrat din punct de vedere tehnic și funcțional al SACET.

Elementele care fundamentează oportunitatea integrării serviciului public de alimentare cu energie termică în municipiul Craiova sunt următoarele:

- Responsabilitatea asupra operării și gestionării serviciului pentru întregul lanț energetic – producere, transport și distribuție a căldurii, revine unei singure entități, cu următoarele consecințe pozitive:
 - abordarea sistematizată și coerentă a măsurilor de eficiență începând de la consumator spre sursa de căldură, cu avantajul unui control total asupra pieței de energie termică
 - o mai ușoară identificare a responsabilității pentru succesul/insuccesul măsurilor implementate
 - reducerea costurilor operaționale, închiderea capacităților neperformante și realizarea de investiții pentru înlocuirea și modernizarea capacităților existente
- Consolidarea economică și funcțională a operațiunilor desfășurate și centralizarea managementului, vor conduce la economii de costuri, utilizarea mai eficientă a resurselor umane și logistice, precum și la o creștere generală a eficienței operaționale
- Contextul sectorial actual impune o utilizare mai rațională a resurselor primare, atât în situații normale, cât mai ales în situații de risc tehnologic sau al resurselor. Energia termică și electrică produsă în Uzina Craiova este o energie competitivă și sigură, având în vedere

faptul că sursa primară de energie este lignitul asigurat integral din România; acest lucru conferă stabilitate pentru centrală și pentru consumatorul final, în contextul în care prețurile combustibililor primari pe piețele internaționale cunosc în prezent fluctuații importante

- În urma procesului de reorganizare și de eficientizare a serviciului public de asigurare cu energie termică, consumatorii de energie termică din municipiul Craiova vor beneficia din perspectiva prețului și a siguranței furnizării de energie, în situația în care se preconizează creșterea prețului la combustibili, și eliminarea subvențiilor.

În vederea funcționării sistemului centralizat de alimentare cu energie termică din municipiul Craiova se estimează un necesar total de investiții pe termen mediu și lung de **cca. 390 milioane Euro**, care cuprinde: lucrări de conformare la reglementările privind protecția mediului, lucrări de eficientizare la nivelul sursei de producere, lucrări de reabilitare și modernizare la nivelul sistemului de transport și distribuție, după cum urmează:

Tabel nr. 12 – 1 Efortul investițional la nivelul SACET integrat

Nr. crt.	Denumire investiție	Total valoare (mii Euro)
1	Investiții la nivelul Uzinei Craiova	283.064,74
2	Investiții la nivelul sistemului de transport	9.240,00
3	Investiții la nivelul sistemului de distribuție și a punctelor termice	97.712,33
4	TOTAL 1 + 2 + 3	390.017,07

Eșalonarea acestor investiții este următoarea:

Tabel nr. 12 – 2 Eșalonarea investițiilor (mii Euro)

Anul	Investiții aferente Uzinei Craiova	Investiții aferente rețelelor de distribuție	Total
2012	14216,95	0,00	14216,95
2013	32735,75	324,62	33060,37
2014	21026,71	335,73	21362,44
2015	12449,78	13824,81	26274,58
2016	7363,33	13478,03	20841,36
2017	50680,22	13478,03	64158,25
2018	48458,00	13478,03	61936,03
2019	48458,00	14264,36	62722,36
2020	48458,00	14264,36	62722,36
2021	3458,00	14264,36	17722,36
2022 - 2028	0,00	0,00	0,00
2029	5000,00	0,00	5000,00
TOTAL	292304,74	97712,33	390017,07

Analiza financiară pe conturul sistemului integrat a evidențiat că la nivelul proiectului determinat de conturul integrat al sistemului centralizat de alimentare cu energie termică din municipiul Craiova nu se generează suficiente resurse pentru finanțarea programului de investiții în

perioada 2012 – 2020. Pentru acoperirea programelor de investiții sunt necesare surse de finanțare suplimentare. Aceste surse suplimentare de finanțare pot fi, în funcție de scenariul de organizare administrativă a SACET Craiova, următoarele:

- în cazul în care serviciul integrat de alimentare cu energie termică în sistem centralizat ar fi delegat către CE Oltenia:
 - surse financiare disponibilizate din activitatea de bază a CE Oltenia
 - împrumuturi bancare cu garanția CE Oltenia
- în cazul în care serviciul integrat de alimentare cu energie termică în sistem centralizat ar rămâne în administrarea Primăriei Craiova:
 - surse financiare disponibilizate la nivelul bugetului local al municipiului Craiova
 - împrumuturi bancare cu garanția Primăriei Craiova.

În ambele scenarii valoarea suportului financiar necesar pentru susținerea programelor de investiții necesare creșterii eficienței și performanțelor economice ale sistemului centralizat de alimentare cu energie termică din municipiul Craiova în perioada **2012 – 2020, ar fi de circa 96,8 mil. Euro.**

După anul 2020, odată cu diversificarea mixtului de combustibil la nivelul sursei de producere a energiei termice, serviciul integrat de alimentare cu energie termică devine sustenabil din punct de vedere financiar, veniturile realizate fiind de natură să acopere cheltuielile de operare.

În cadrul prezentului studiu au fost analizate două alternative de reorganizare a SACET Craiova, și anume:

- Alternativa 1: Preluarea activității de distribuție a energiei termice de către S.E. Craiova și integrarea SACET în cadrul Complexului Energetic Oltenia (S.E. Craiova)
- Alternativa 2: Preluarea activității de producere și transport a energiei termice de către autoritatea locală și integrarea SACET în cadrul Municipality Craiova.

Compararea calitativă sintetică a analizelor SWOT efectuate în fiecare alternativă, în care au fost analizate aspecte tehnico-funcționale, financiare, administrative, comerciale, legislative și de reglementare, prezentată în tabelul următor, relevă avantejele **Alternativei 1 - Preluarea activității de distribuție a energiei termice de către S.E. Craiova și integrarea SACET în cadrul Complexului Energetic Oltenia (S.E. Craiova).**

Tabel nr. 12 – 3 Comparație rezultate analiză SWOT

Alternativa	Puncte tari	Puncte slabe	Oportunități	Amenințări
Alternativa 1				
Aspecte tehnico funcționale -	+	+	+	=
Aspecte financiare	+	+	+	+
Aspecte administrative	+	+	=	+
Aspecte comerciale	+	+	=	+
Aspecte legislative și de reglementare	+	=	=	+
Alternativa 2				
Aspecte tehnico funcționale -	-	-	-	=
Aspecte financiare	-	-	-	=
Aspecte administrative	-	-	=	-
Aspecte comerciale	-	-	=	-
Aspecte legislative și de reglementare	-	=	=	-

Notă: (+) semnifică avantajul unei alternative față de cealaltă; (-) semnifică dezavantajul unei alternative față de cealaltă; (=) semnifică egalitate

Demersul de **preluare a activității de distribuție a energiei termice de către S.E. Craiova și integrarea SACET în cadrul Complexului Energetic Oltenia** se poate realiza prin varianta **transfer de active conform Legii nr. 31/1990** și delegarea serviciului de alimentare cu energie termică la nivelul municipiului Craiova către SE Craiova/CE Oltenia.

Acest lucru presupune, în prealabil, reorganizarea Regiei Autonome Termoficare Craiova din Regie Autonomă în subordinea Consiliului Local al Municipiului Craiova în societate comercială, potrivit dispozițiilor legale ale OUG 30/1997, aprobată și modificată prin Legea 207/1997 privind reorganizarea regiilor autonome.

*

*

*

În vederea integrării cu succes a serviciului de alimentare cu energie termică din municipiul Craiova, se recomandă următoarele:

- Transformarea RATF Craiova în societate comercială și demararea procesului de fuziune a acesteia cu CE Oltenia/SE Craiova,
- Delegarea în cadrul procesului de fuziune a gestiunii serviciului integrat de alimentare cu energie termică din municipiul Craiova, către CE Oltenia/SE Craiova,
- Includerea în cadrul strategiei de dezvoltare a Complexului Energetic Oltenia a strategiei de alimentare cu energie termică a municipiului Craiova, precum și a unui plan de acțiune în acest sens
- Elaborarea studiului de fezabilitate și a documentației bancabile pentru implementarea blocului nou de cca. 200 MW în tehnologia ciclu combinat gaze-abur, în vederea accesării fondurilor de investiții prin Planul Național de Investiții al MECMA
- Elaborarea studiilor de fezabilitate pentru fundamentarea lucrărilor de modernizare și eficientizare la nivelul sistemului centralizat de alimentare cu energie termică din municipiul Craiova
- Actualizarea strategiei de alimentare cu energie termică a consumatorilor din municipiului Craiova, care să țină seama de contextul nou creat prin reorganizarea serviciului integrat, precum și de contextul intern și internațional privind piața de energie, protecția mediului și utilizarea eficientă a resurselor primare.