

CUPRINS	
FIGURI	5
Tabele	7
Definitii si abrevieri.....	10
CAPITOLUL I - ANALIZA SITUATIEI CURENTE.....	11
I. Rezumat	11
II. ANALIZA CADRULUI LEGAL SI INSTITUTIONAL IN DOMENIUL ENERGIEI TERMICE	18
A. Cadrul legal de prestare a serviciului public de alimentare cu energie termica.....	18
1. Autoritati de reglementare pentru sectorul de termoficare	18
2. Principalele acte normative nationale care guverneaza sectorul de termoficare	18
3. Zonele unitare de incalzire	20
4. Reglementarea pretului gazelor.....	21
5. Mecanismul de stabilire a tarifelor	21
6. Schema de sprijin	22
7. Fonduri nationale si europene pentru reabilitarea sistemelor de termoficare.....	25
B. Contractul de concesiune – situatia institutionala si legala curenta.....	26
1. Contract de concesiune – situatia actuala	26
2. Obiectul Contractului	26
3. Prevederile cheie ale contractului.....	26
4. Formula pretului energiei termice si recuperarea pierderii combustibilului.....	27
5. Obligatiile de investitie.....	27
6. Obligatiile de mediu	27
7. Indicatorii cheie de performanta	27
8. Subventii.....	28
III. ANALIZA TEHNICA A SITUATIEI CURENTE	29
A. INFORMATII GENERALE	29
1. Pozitionare geografica si conditii naturale.....	29
2. Scurt istoric privind sistemul de termoficare din municipiul Ploiesti.....	33
B. SITUATIA ACTUALA A ALIMENTARII CU ENERGIETERMICA IN MUNICIPIUL PLOIESTI.....	36
1. Sursa de energietermicasielectrica CET Brazi	36
2. Centralele termice.....	40
3. Punctele termice	42
4. Sistemul primar de retele termice de apa fierbinte.....	42
5. Sistemul secundar de retele termice de apa fierbinte	44
C. EVALUAREA SITUATIEI DIN PUNCT DE VEDERE AL RESPECTARII CERINTELOR DE MEDIU	45

1. Conformarea cu legislatia de mediu	45
2. Resurse primare utilizate	50
3. Situatia la consumatori.....	52
IV. ANALIZA FINANCIARA A SITUATIEI CURENTE	65
A. Generalitati – premise si ipoteze de lucru	65
B. Contextul economic si social din Judetul Prahova si Municipiul Ploiesti	65
1. Venitul mediu al familiei	65
2. Analiza de suportabilitate pentru gospodaria medie.....	66
3. Analiza de suportabilitate pentru familiile cu venituri reduse.....	68
4. Analiza optiunii “centrala individuala pe gaz”.....	70
C. Analiza la nivel de operator.....	72
1. Analiza profitabilitatii	72
2. Veniturile din exploatare.....	72
3. Analiza consumului.....	73
4. Evolutia tarifulor.....	75
5. Analiza costurilor	76
V. Concluzii	77
CAPITOLUL II - ANALIZA DE OPTIUNI SI PLAN DE ACTIUNE.....	79
I. Rezumat	79
II. Identificarea solutiilor optime de asigurare a agentului termic pentru incalzirea consumatorilor din municipiul Ploiesti. Prioritizarea investitiilor. Evaluarea efortului investitional	90
A. Investitii de echipare a sursei de productie a energiei termice in vederea producerii agentului termic in conditii de eficienta energetica ridicata.....	90
1. Investitii pe termen scurt - 2019-2023.....	90
2. Investitii pe termen lung 2024-2043.....	98
B. Continuarea lucrarilor de reabilitare si modernizare a retelelor termice primare.....	105
C. Continuarea lucrarilor de reabilitare a retelelor termice secundare (de distributie).....	106
III. Elaborarea analizei tehnico-economice comparativa a solutiilor, analiza cost-beneficiu si propunerea solutiei optime	108
A. Optiuni pentru perioada 2019-2023.....	108
1. Investitii	108
2. Prognoza cantitatilor	108
3. Prognoza costurilor de operare.....	110
4. Prognoza veniturilor din operare	114
5. Analiza financiara a optiunilor.....	116

B.	Optiuni pentru perioada 2024-2043.....	116
1.	Investitii	116
2.	Proгноza cantitatilor	117
3.	Proгноza costurilor de operare.....	117
4.	Proгноza veniturilor din operare	118
5.	Analiza financiara a optiunilor.....	118
IV.	Identificarea surselor posibile de finantare	120
A.	Generalitati.....	120
B.	Nevoia de investitii	121
C.	Contributia potentiala a clientilor prin tarif.....	122
V.	Cadrul institutional.....	126
A.	Optiuni privind operarea SACET in Municipiul Ploiesti	126
1.	Gestiunea directa	127
2.	Gestiunea delegata	127
3.	Participarea unui partener privat – PPP.....	130
B.	Montajul institutional in functie de scenariile tehnice	133
2.	Planul de actiuni pentru implementarea strategiei si masuri politice si administrative pentru sustinerea programului strategic propus	136
VI.	Concluzii	138



FIGURI

Figura 1. Harta judetului Prahova	29
Figura 2. Evolutia populatiei in judetul Prahova in perioada 1930-2011.....	30
Figura 3. Harta Municipiului Ploiesti	31
Figura 4. Evolutia populatiei in municipiul Ploiesti in perioada 1930-2011.....	31
Figura 5. Harta repartizarii potentialului de surse regenerabile.....	60
Figura 6. Estimarea costurilor gazelor naturale, biomasei si energiei electrice ce se pot utiliza in SACET ...	62
Figura 7. Venit mediu disponibil vs. Pondere salariu brut	66
Figura 8. Evolutia facturii medii pe gospodarie (RON/an) si a indicelui de suportabilitate (%) – factura anuala	67
Figura 9. Gospodarii conectate vs. gospodarii care au solicitat ajutor pentru incalzire	68
Figura 10. Indicele de suportabilitate pentru gospodariile cu venituri reduse (%).	70
Figura 11. Costuri unitare: centrale de apartament vs. incalzire in sistem centralizat (RON/Gcal)	71
Figura 12 Profitabilitatea financiara (2015-2017)	72
Figura 13 Structura veniturilor in anul 2017	73
Figura 14. Evolutia numarului de gospodarii si a cantitatii individuale facturate.....	73
Figura 15. Evolutia cantitatii facturate pentru consumatorii non-casnici.....	74
Figura 16. Evolutia cantitatii totale facturate	75
Figura 17. Evolutia tarifulor medii calculate	75
Figura 18. Structura costurilor	76
Figura 19. Evaluarea efortului investitional pe termen scurt.....	81
Figura 20. Evaluarea efortului investitional pe termen lung.....	84
Figura 21. Acoperirea curbei de sarcina conform optiunii 1 pe termen scurt	91
Figura 22. Acoperirea curbei de sarcina conform optiunii 2 pe termen scurt	94
Figura 23. Acoperirea curbei de sarcina conform optiunii 3 pe termen scurt	95
Figura 24. Acoperirea curbei de sarcina conform optiunii 4 pe termen scurt	97
Figura 25. Evaluarea efortului investitional pe termen scurt in toate cele 3 optiuni analizate	98
Figura 26. Acoperirea curbei de sarcina conform optiunii 1 pe termen lung	100
Figura 27. Evaluarea efortului investitional pentru optiunea 1 pe termen lung	100
Figura 28. Acoperirea curbei de sarcina conform optiunii 2 pe termen lung	101

Figura 29. Evaluarea efortului investitional pentru optiunea 2	102
Figura 30. Acoperirea curbei de sarcina conform optiunii 3 pe termen lung	103
Figura 31. Evaluarea efortului investitional pentru optiunea 3	103
Figura 32. Acoperirea curbei de sarcina conform optiunii 4 pe termen lung	104
Figura 33. Evaluarea efortului investitional pentru optiunea 4	105
Figura 34. Valoarea investitiilor pe componente (mil eur)	122
Figura 35. Comparatia investiti vs. Venituri suplimentare din tarife	123
Figura 36. Serviciul Datoriei Individual vs. Venituri suplimentare din tarife.....	124
Figura 37. Serviciul Datoriei Cumulat vs. Venituri suplimentare din tarife.....	125
Figura 38. Optiuni institutionale	126



TABELE

Tabel 1. Evolutia numarului de consumatori casnici si non-casnici racordati la SACET Ploiesti	34
Tabel 2. Evolutia numarului de consumatori casnici si non-casnici racordati la CT-uri	35
Tabel 3. Principalele date privind anii punerii in functiune, duratele totale si medii anuale de functionare, pentru fiecare echipament energetic de baza	37
Tabel 4. Productiile de energie termica si electrica realizate in CET Brazi	39
Tabel 5. Evolutia numarului de grade – zile	40
Tabel 6. Caracteristici CT-uri	40
Tabel 7. Cantitatile de energie termica produsa si vanduta din centrale termice in ultimii 3 ani	41
Tabel 8. Diametrele si lungimile conductelor ce compun reseaua primara/transport	44
Tabel 9. Valorile maxim admise precizate in Autorizatia integrata de mediu nr. PH-28/10.01.2018 pentru emisii de gaze evacuate din CET Brazi	48
Tabel 10. Cantitatile anuale de CO ₂ emise in atmosfera	50
Tabel 11. Cerinte privind compozitia chimica a gazelor naturale	51
Tabel 12. Situatiia resurselor nationale de energie primara	57
Tabel 13. Estimariile rezervelor nationale de titei si gaze naturale din Romania	57
Tabel 14. Potentialul national al surselor regenerabile din Romania	60
Tabel 15. Evolutie pret combustibil fosil	62
Tabel 16. Evolutia consumului de caldura pe o perioada de 20 de ani	64
Tabel 17. Veniturile gospodariei la nivel national (sume in RON/luna)	66
Tabel 18. Gospodariile cu venituri reduse (sume in RON/luna)	69
Tabel 19. Costuri unitare privind optiunea de incalzire individuala (centrala pe gaz)	71
Tabel 20. Cantitati facturate de energie termica pentru consumatori casnici (populatie)	74
Tabel 21. Optiunea 1 pe termen scurt	79
Tabel 22. Optiunea 2 pe termen scurt	80
Tabel 23. Optiunea 3 pe termen scurt	80
Tabel 24. Optiunea 4 pe termen scurt	81
Tabel 25. Optiunea 1 pe termen lung	82
Tabel 26. Optiunea 2 pe termen lung	82
Tabel 27. Optiunea 3 pe termen lung	83
Tabel 28. Optiunea 4 pe termen lung	83

Tabel 29. Rezultatele analizei de optiuni	85
Tabel 30. Rezultatele analizei optiunilor pe termen lung	86
Tabel 31. Schema de functionare propusa in optiunea 1 pe termen scurt	91
Tabel 32. Schema de functionare propusa in optiunea 2 pe termen scurt	93
Tabel 33. Schema de functionare propusa in optiunea 3 pe termen scurt	95
Tabel 34. Schema de functionare propusa in optiunea 4 pe termen scurt	96
Tabel 35. Schema de functionare propusa in optiunea 1 pe termen lung	99
Tabel 36. Schema de functionare propusa in optiunea 2 pe termen lung	101
Tabel 37. Schema de functionare propusa in optiunea 3 pe termen lung	102
Tabel 38. Schema de functionare propusa in optiunea 4 pe termen lung	104
Tabel 39. Prognoza cantitati pentru Optiunea 1	109
Tabel 40. Prognoza cantitati pentru Optiunea 2	109
Tabel 41. Prognoza cantitati pentru Optiunea 3	110
Tabel 42. Prognoza cantitati pentru Optiunea 4	110
Tabel 43. Prognoza costurilor de operare pentru Optiunea 1	111
Tabel 44. Prognoza costurilor de operare pentru Optiunea 2	112
Tabel 45. Prognoza costurilor de operare pentru Optiunea 3	113
Tabel 46. Prognoza costurilor de operare pentru Optiunea 4	114
Tabel 47. Prognoza veniturilor din operare pentru Optiunea 1	115
Tabel 48. Prognoza veniturilor din operare pentru Optiunea 2	115
Tabel 49. Prognoza veniturilor din operare pentru Optiunea 3	115
Tabel 50. Rezultatele analizei de optiuni	116
Tabel 51. Investitii pentru optiunile pe termen lung	117
Tabel 52. Prognoza cantitatilor pentru optiunile pe termen lung	117
Tabel 53. Prognoza costurilor de operare pentru optiunile pe termen lung	118
Tabel 54. Prognoza veniturilor pentru optiunile pe termen lung	118
Tabel 55. Rezultatele analizei optiunilor pe termen lung	119
Tabel 56. Finantari disponibile	120
Tabel 57. Montajul institutional	135
Tabel 58. Plan de actiuni strategice	137

Tabel 59. Optiunia fezabile pe termen scurt	138
Tabel 60. Optiunea fezabila pe termen lung	139
Tabel 61. Plan de actiuni strategice	139

DEFINITII SI ABREVIERI

a.c.c.	Apa calda de consum
ANRE	Autoritatea Nationala de Reglementare in domeniul Energiei
ANRSC	Autoritatea Nationala de Reglementare pentru Serviciile Comunitare de Utilitati Publice
BERD	Banca Europeana pentru Reconstructie si Dezvoltare
CAE	Cazane energetice de abur
CAF	Cazan de apa fierbinte
CCCC	Centrala de cogenerare ciclu combinat
CET	Centrala electrica de termoficare
CLU	Combustibil cu lichid usor
CT	Centrale termice
CV	Certificate verzi
EED	Directiva privind Eficienta Energetica
ETS	Directiva schemei de comercializare a emisiilor
Gcal	Gigacalorie
IMA	Instalatie mare de ardere
MBT	Instalatia de tratate micro-biologica
MDRAP	Ministerul Dezvoltarii Regionale si Administratiei Publice
NOx	Oxizi de azot
PIF	Punere in functiune
POIM	Program Operational Infrastructura Mare
POIM	Programul Operational Infrastructura Mare
POR	Program Operational Regional
PT	Puncte termice
RES	Surse regenerabile de energie
RK	Reparatie capitala
SACET	Sistem de alimentare centralizat cu energie termica
SWOT	Analiza punctelor forte, slabe, oportunitatilor si riscurilor
TA	Turbina cu abur
TG	Turbiza cu gaze
VEP	Veolia Energie Prahova
VLE	Valori maxim admise



CAPITOLUL I - ANALIZA SITUATIEI CURENTE

I. REZUMAT

Prezentul Raport a fost intocmit ca parte din contractul nr. 3653/20.02.2018 (Contractul) incheiat cu Municipiul Ploiesti, avand data de incepere 8 mai 2018. In conformitate cu Contractul, vor fi derulate urmatoarele activitati:

1. Analiza situatiei curente / Analiza AS-IS (se va derula pe parcursul a 4 saptamani)

1.1. Analiza Situatiei Actuale a sistemului centralizat existent de alimentare cu energie termica precum si legislatia in domeniul energiei si protectiei mediului inconjurator.

1.2. Analiza SWOT (Puncte Tari, Puncte Slabe, Oportunitati, Amenintari) privind problematica incalzirii actuale si viitoare in municipiu (conditii naturale, disponibilitatea si accesibilitatea resurselor primare, conditii demografice, economice si sociale din zona.

1.3. Analiza de piata a resurselor energetice pe termen mediu si lung.

1.4. Tendinta cererii de energie termica in perioada 2017-2025 pentru diferite tipuri de consumatori.

2. Strategia de dezvoltare / Analiza TO-BE (se va derula pe parcursul a 6 saptamani)

2.1. Identificarea solutiilor optime de asigurare a agentului termic pentru incalzirea consumatorilor din municipiul Ploiesti.

2.2. Evaluarea efortului investitional. Prioritizarea investitiilor.

2.3. Identificarea surselor posibile de finantare.

2.4. Elaborarea analizei tehnico-economice comparativa a solutiilor, analiza cost-beneficiu si propunerea solutiei optime.

2.5. Masuri politice si administrative de reglementare specifica pentru sustinerea programului strategic propus.

2.6. Planul de actiuni pentru implementarea strategiei in perioada 2017-2025 precum si programe de finantare propuse.

Analiza AS- IS s-a derulat in 3 directii: Evaluarea cadrului legal si de reglementare, Analiza tehnica si Analiza financiara, dupa cum urmeaza :

Cadrul legal si institutional

Aceasta sectiune cuprinde o descriere a autoritatii de reglementare, a principalelor acte normative care guverneaza sectorul de termoficare si o prezentare a structurii institutionale de gestionare a serviciului de alimentare cu energie termica in Municipiul Ploiesti.

In 2004, Consiliul Judetean Prahova si Consiliul Local Ploiesti au aprobat delegarea prin concesiune a administrarii Serviciului public de alimentare cu energie termica din Ploiesti. Contractul de concesiune nr. 2776/5246 din 29.04.2004 a fost semnat intre Consiliul Judetean Prahova, Consiliul Local Ploiesti si SC DALKA TERMO PRAHOVA SRL, devenita ulterior Veolia Energie Prahova (VEP). Obiectul contractului este concesiunea exclusiva catre Veolia Energie Romania a dreptului pentru furnizarea Serviciului, impreuna cu toate componentele sistemului si cu obligatia de a administra sistemul, conform regulamentului privind organizarea si operarea Serviciului Public de Termoficare centralizata in orasul Ploiesti si prin respectarea indicatorilor de performanta.

Concesionarul trebuie sa efectueze investitiile specificate intr-un Plan de investitie creat in baza unui proiect tehnic dezvoltat cu scopul optimizarii facilitatilor de generare (pe o perioada de 15 ani) si inlocuirii sectoarelor retelei de termoficare. Toate investitiile au scopul de a asigura eficienta economica si conformitatea cu indicatorii de performanta descrisi in Contract. Conform termenilor conveniti in Contract, Concesionarul nu are obligatia sa suporte costul investitiilor generat de schimbarea legii sau de forta majora care a avut loc dupa data efectiva a Contractului.

In ceea ce priveste responsabilitatile de mediu, conform termenilor Contractului, Concesionarul are obligatia sa asigure faptul ca sistemul de termoficare functioneaza in conformitate cu legea in vigoare, dar nu are obligatia sa suporte costul investitiilor generate de schimbarea in legislatia mediului.

Cadrul standard de performanta care reglementeaza indicatorii de performanta ai serviciului de alimentare cu energie termica in Ploiesti se refera, in principiu, la stabilirea nivelurilor de performanta privind: conectarea utilizatorului la centralele si retelele de termoficare, intreruperea serviciilor de productie si distributie a energiei termice, calitatea energiei termice si rezolvarea plangerilor conexe acestora, obtinand in orice moment confortul termic standard si asigurand continuitatea si calitatea Serviciului, adaptarea permanenta la exigentele utilizatorului si excluderea oricarei forme de discriminare privind serviciul si conectarea la retea. Intrucat indicatorii de performanta ai sistemului sunt inclusi in tarif, neindeplinirea acestora va duce la penalizarea profiturilor obtinute de Concesionar, dar nu va fi baza pentru plata oricaror penalitati fata de Autoritatea Concedenta. Indicatorii de performanta privind Serviciul public si penalizarea asociata sunt stabiliti conform legii in vigoare.

Analiza tehnica

Analiza tehnica include descrierea componentelor si starii sistemului de alimentare centralizata cu caldura a Municipiului Ploiesti, abordeaza problematica poluarii aerului din perspectiva conformarii surselor de producere energiei electrice si termice la normele de mediu, evalueaza gradul de reabilitare termica a locuintelor, analizeaza situatia resurselor pentru producerea de energie electrica si termica. Sectiunea cuprinde si o analiza SWOT.

Sistemul existent de alimentare centralizata cu caldura a Municipiului Ploiesti este alcatuit din:

- Sursele de productie a energiei electrice si termice: Centrala Electrica de Termoficare (CET) Brazi si 2 Centrale Termice (CT);
- Sistemul de retele termice primar/de transport, de apa fierbinte, pentru alimentarea cu caldura a consumatorilor din Municipiul Ploiesti, se compune din magistrale si racorduri pentru punctele termice si consumatori. Lungimea totala a traseului retelei termice primare este de 63 km traseu;
- Sistemul de distributie a caldurii este compus din:
 - 86 puncte termice si 36 de module termice apartinand consumatorilor non-casnici;
 - reseaua termica secundara, de la punctele termice la consumatori (cladiri), pentru alimentarea cu caldura si apa calda de consum, cu o lungime totala de traseu de 92,8 km;
 - 2 centralele termice de cvartal;
 - reseaua termica aferenta CT de zona;
- Consumatorii casnici si non-casnici.

Capacitatile de productie din **CET Brazi** existente sunt urmatoarele:

- 2 cazane de abur energetic de cate 420 t/h fiecare (C5, C6);
- 1 cazane de apa fierbinte de cate 100 Gcal/h (CAF1);
- 2 turbogeneratoare cu condensatie si prize reglabile de 105 MW (TA5, TA6);
- 1 turbogenerator cu contrapresiune de 50 MW (TA7) - actualmente in conservare;

- 1 turbina cu gaze si cazan recuperator, avand puterea electrica de 26MWe si puterea termica de 36,1 MWt;
- 1 motor termic avand putere electrica de 1,03 MWe si putere termica de 1,255 MWt;
- 1 cazan de abur: debit abur 6 t/h; presiune de 8 bar si temperatura de 1750 C;
- 1 cazan de abur: debit abur 6 t/h; presiune de 12 bar si temperatura de 1750 C.

Parametrii disponibili actuali ai cazanelor de abur de 420 t/h la functionarea cu combustibil de baza (gaz metan) sunt cei nominali iar randamentul acestora este de 92 %. La cazanul nr. 5 sunt montate arzatoare cu NO_x redus, dar valoarea concentratiei NO_x pe care acestea o pot realiza sunt peste valoarea maxim admisa incepand cu 01.01.2016, conform Directivei 2010/75/CE.

Schema termica a CET Brazi permite o elasticitate si o siguranta sporite in alimentarea consumatorilor. De asemenea, prin constructia turbinelor existente (2 turbine cu condensatie si prize reglabile) se poate asigura o mare elasticitate in functionare din punct de vedere al asigurarii simultaneitatii cererilor momentane de caldura si energie electrica. In perioada de vara, necesarul de energie termica este asigurat de turbina cu gaze si cazan recuperator, precum si de motorul termic.

Cele doua **centrale termice** existente, CT Bucov si CT 23 August, au fost modernizate si au in componenta urmatoarele echipamente:

- cazane pentru apa calda 90/70°C, functionand pe gaze naturale;
- schimbatoare de caldura cu placi de otel inox;
- vas de expansiune a apei, vas inchis cu membrana si perna de azot, fara contact intre agentul termic si aer, solutia ducand la diminuarea proceselor de coroziune;
- pompe cu protectie electronica (inclusiv pentru functionarea in 2 faze).

Din cele 86 PT-uri urbane existente sunt alimentati consumatorii de caldura urbani; in prezent sunt racordate 54,148 apartamente. Cele 36 PT-uri/MT-uri industriale existente alimenteaza consumatorii industriali.

Punctele termice au fost modernizate prin instalarea de schimbatoare de caldura cu placi, introducerea pompelor de circulatie cu turatie variabila pentru incalzire, prin introducerea de instalatii de automatizare, de reglatoare de presiune diferentiala, masura-control si contoare la nivelul punctelor termice pentru apa calda de consum (a.c.c) si pentru incalzire.

Sistemul primar de transport al agentului termic (apa fierbinte) este de tip arborescent. Componentele de baza ale sistemului sunt magistralele de termoficare, fiecare avand ramificatii si racorduri pana la cele 86 puncte termice urbane si la cele 36 puncte/module termice industriale, de la care se face distributia energiei termice catre consumatorii aflati in Municipiul Ploiesti. Retelele primare, cu o lungime totala de conducte de cca. 151,53km (cu 2, 3 sau 4 conducte), sunt in amplasare supraterana (cca. 37%) si amplasare subterana (cca.63%), in canale vizitabile sau nevizitabile.

Activitatile de reparatii realizate in ultimii ani au inlaturat o parte importanta a punctelor slabe, dar aspectele de uzura fizica si morala a conductelor continua sa conduca la valori relativ ridicate ale pierderilor de caldura. Lipsa unui sistem de monitorizare si control al retelei primare a condus la imposibilitatea interventiei in timp real pentru eliminarea deficientelor, ca urmare a depistarii cu dificultate a locului avariei.

Sistemul secundar de distributie aferent celor 86 PT, cu o lungime totala de conducte de circa 353,5 km respectiv 92,8 km de traseu, compus din 4 sau 3 conducte (2 de incalzire si 1 de apa calda de consum –in general lipseste conducta de recirculare, care este montata doar la retelele reabilitate, in solutia preizolata) are diametre de la Dn 25 pana la Dn 200.

S-au efectuat lucrari de reabilitare a retelelor secundare in proportie de circa 50%, utilizandu-se conducte preizolate; sursele de finantare au fost BERD si/sau surse proprii ale operatorului.

In ceea ce priveste **poluarea aerului**, poluantii vizati sunt in dioxizii de sulf, oxizii de azot si pulberile. Emiterea acestor poluanti in atmosfera este reglementata prin Directiva 2012/75/CE, referitoare la limitarea emisiilor de poluanti provenite de la instalatiile mari de ardere. Legea 278/2013 privind emisiile industriale prevede la sectiunea 3-a valorile limita ale concentratiilor emisiilor provenite din instalatii mari de ardere.

Din analiza comparativa a valorilor limita ce trebuie respectate conform cu prevederile Directivei 2010/75/CE si a Legii 278/2013 Sectiunea 3 - Valori-limita de emisie, rezulta ca nici cazanele de abur 420 t/h si nici CAF 100 Gcal/h nu respecta aceste valori. CAF 2 poate functiona, fiind cuprins in Planul National de Tranzitie pana la finele anului 2022.

In aceasta situatie, sursele de productie a energiei termice care mai pot functiona in iarna 2018-2019 sunt CAF 2, turbina cu gaze si motorul termic. Incepand cu aceasta iarna este problematica asigurarea necesarului de energie termica al Municipiului Ploiesti in conditiile de respectare a normelor de mediu. Este necesar sa fie executate, in regim de urgenta, lucrari de conformare la normele de mediu la cazanul de abur nr. 5 de 420 t/h.

Pentru reducerea concentratiei de SO₂ se recomanda inlocuirea pacurii (care este un combustibil de rezerva ce se consuma numai cand este scazuta presiunea gazelor naturale) cu combustibil lichid usor (CLU) cu continut de S < 0,2% si continut de N₂ < 0,2%. Daca nu se poate renunta total la pacura, aceasta trebuie folosita anual intr-un numar de maxim 100 de ore, permise de reglementarile legale pentru depasirea valorilor emisiilor reglementate. Pana in anul 2022 (inclusiv) exista derogare.

In vederea imbunatatirii **eficientei energetice a cladirilor**, cum prevede Directiva 2012/27/UE si Legea 372/2005 cu modificarile si completarile ulterioare, este necesara reabilitarea termica a cladirilor. Cladirile incadrate in clase de risc 0-III trebuie reabilitate structural. Pana in prezent sunt reabilitate 63 blocuri, adica 4.183 apartamente.

Programul de reabilitare termica a locuintelor/blocuri in perioada 2018-2020 include 14 blocuri, adica 537 apartamente cu o suprafata construita de circa 26.850 m². Pentru aceste investitii sunt depuse 14 apeluri pentru finantare din Programul Operational Regional 2014-2020 Axa 3 „Sprijinirea tranzitiei catre o economie cu emisii scazute de carbon”.

Analiza tehnica include si o **analiza SWOT**. In cadrul analizei SWOT s-a tinut seama de faptul ca:

- Punctele tari si punctele slabe sunt concepute „statice”, bazate pe parametrii descriptivi, intr-o perioada determinata de timp. Ele reprezinta „ce exista”.
- Oportunitatile si amenintarile au in vedere viitorul, si se refera la alegerile care fac in procesul de planificare. Ele reprezinta „ceea poate fi”.

Analiza de piata a **resurselor** porneste de la situatia actuala a rezervelor certe, corelata cu o estimare cat mai realista a resurselor potentiale si in stransa corelatie cu previziunile privind consumul de resurse determinat de cererea de energie finala. Acoperirea cererii de energie primara in Romania va fi posibila prin cresterea utilizarii surselor regenerabile de energie si prin importuri de energie primara – gaze, titei. Gradul de dependenta de importuri va depinde de descoperirea de noi resurse interne exploatabile precum si de modul de exploatare a rezervelor descoperite in Marea Neagra.

In ultimii ani, productia interna constanta si consumul in scadere au redus ponderea anuala a importurilor de gaze de la 15% in 2013 la 7,5% in 2014 si la doar 2,5% in 2015. In schimb, in 2016, pe fondul cotatiilor in scadere ale petrolului, importurile prin contracte pe termen lung au ajuns la preturi egale sau chiar mai mici decat cele din productia interna. In anii ce urmeaza, pentru producatorii de gaze din Romania va fi importanta mentinerea la un nivel competitiv in raport cu sursele din import.

Sursele regenerabile de energie din Romania au un potential teoretic important, astfel ca se extinde ca productia de energie din SRE va creste in ritm sustinut, de la 86 TWh in 2030 la 129 TWh in 2050. Potentialul utilizabil al acestor surse este mult mai mic, datorita limitarilor tehnologice, eficientei economice si a restrictiilor de mediu.

Evolutia consumului de caldura pe o perioada de 20 de ani prezinta un trend descrescator avand in vedere urmatoarele premise:

a) pentru consumul casnic :

- in anul 2018 consumul ramane in limitele celui realizat in anul 2017;
- rata de bransare, deci si consumul de energie termica scad cu 1% anual, ceea ce reprezinta aproximativ media din perioada 2015-2017;
- ca urmare a obligatiilor de reducere a consumului de caldura a locuintelor reabilitare termica, s-a prevazutca se izoleaza termic toate cladirile de locuit in maxim 25 de ani; scaderea consumului datorita anveloparii cladirilor reduce consumul cu 25%; anual, reducerea este de 1%.

b) pentru consumul non-casnic:

- consumatorii non-casnici nu se debranseaza;
- consumatorii agenti economici nu au obligatia expresa de izolare termica a cladirilor, insa institutiile publice au aceasta obligatie; s-a stabilit ca toate cladirile agentilor economici si toate institutiile publice se vor anvelopa in maxim 25 de ani, deci reducerea de consum va fi de 1% pe an.

c) incepand cu anul 2019, pierderile se vor reduce gradual in urmatoorii 10 ani, in functie de investitiile ce vor fi realizate pentru reabilitarea retelelor termice primare si secundare. Anual, pierderile se vor reduce cu circa 13.000 Gcal, pana la valoarea de 70.000 Gcal/an, care reprezinta aproximativ pierderile teoretice din retele, calculate pentru conducte preizolate, la diametrele si lungimile existente, in conditii de temperatura exterioara medie iarna de 2,3°C si vara de 22°C.

Din datele prezentate in strategie, tinand seama de evolutia viitoare a resurselor de combustibili fosili, coroborat cu cerintele de mediu a rezultat ca :

- arderea acestora se face in cele mai moderne echipamente BAT-uri, de productie a energiei electrice si termice in cogenerare de inalta eficienta existente pe piata;
- arderea acestora se face cu cel mai mare randament;
- din arderea acestora rezulta cea mai scazuta cantitate de emisii de gaze cu efect de sera;
- nu necesita depozitarea integrala, operatie care implica costuri suplimentare.
- **Pacura** prezinta urmatoarele avantaje:
 - necesita capacitati de depozitare din timpul verii pentru a se asigura consumul iarna, cantitatea de pacura rezultata prin rafinarea titeiului in PetroBrazi este de numai 6%; depozitarea presupune costuri operationale.
 - randamentul de productie a energiei electrice si termice este cu cel putin 2% mai scazut decat in cazul gazelor naturale.
 - gazele rezultate din ardere necesita desulfurare ceea ce presupune costuri mari de investitie si operare.
- **Lignit si huila** au urmatoarele dezavantaje:
 - sunt amplasate la distanta mare fata de municipiul Ploiesti, deci cheltuielile de transport sunt mari;
 - putere calorifica este mica in comparatie cu gazele naturale sau pacura;

- randamentul de producere a energiei, chiar in cogenerare, este mai redus decat in cazul arderii gazelor naturale sau pacurii;
- arderea lignitului si a huilei implica desulfurarea gazelor de ardere cu costuri de operare ridicate, precum si halda pentru depozitarea zgurei si cenusei;
- **Deseuri municipale**
 - Este prevazuta utilizarea deseurilor municipale pentru a se evita depozitarea acestora si suportarea unor costuri de depozitare ridicate.
- **Resurse regenerabile**

Potențialul județului Prahova, din punctul de vedere al resurselor regenerabile, ce ar putea fi utilizate pentru producerea energiei termice, se limitează la biomasa. Cum tehnologia de utilizare a biomasei are un cost ridicat și încă nu este stabilă legislația din punct de vedere al sustinerii / promovării arderii biomasei, acest combustibil nu este sigur pentru alimentarea cu energie termică a circa 150.000 locuitori ai municipiului Ploiești. De asemenea, în zona există 2 centrale private de producere a energiei electrice și termice (CET Teleajen și CET Brazi OMV) care ard reziduri petroliere și cocs de petrol rezultate din rafinarea și prelucrarea pacurii grele, la Rompetrol Midia.

Analiza financiară

Evaluarea performanțelor financiare ale sistemului de termoficare a fost realizată luând în considerare atât contextul economic și social din Județul Prahova și Municipiul Ploiești (analiza "macro") cât și situația financiară la nivelul Veolia Energie Prahova (VEP) (analiza "micro"). S-au utilizat date statistice și informații financiare de la operator.

Ponderele **salariului mediu brut în Județul Prahova** în media națională s-a menținut în ultimii trei ani la peste 98%, cu o ușoară scădere în 2015 și 2016 față de nivelul din 2014.

În ce privește **suportabilitatea**, factura medie plătită de consumatorii casnici are o evoluție ușor crescătoare, datorită, în principal, creșterii cantității facturate. Indicele de suportabilitate este în prezent în jur de 4,83%, fiind mult sub limita țintă recomandată de strategia națională și de Ghidul de Analiza Cost beneficiu ceea ce arată că preturile actuale sunt suportabile. În calcularea indicelui de suportabilitate s-a considerat ipoteza că la nivelul anului 2016 categoriile de gospodării care nu au mai solicitat ajutor de încălzire sunt cele din categoriile 60% - 5% (ex. 60% reprezintă ajutorul de încălzire calculat ca procent din factura de energie termică).

Indicele de suportabilitate pentru cinci categorii de familii (60%, 50%, 40%, 30% și 20%) a depășit nivelul maxim recomandat de 8,5% ceea ce arată că, în cazul în care aceste gospodării nu au mai solicitat ajutor de încălzire, factura de încălzire a reprezentat o presiune semnificativă pe bugetul familiei. Pentru celelalte categorii de gospodării, indicele de suportabilitate a fost sub pragul de 8,5%, cu mențiunea că și categoria de familii cu 10% nivel de subvenționare înregistrează un indice de suportabilitate de 8,4%.

La nivel total, aceste categorii de gospodării cu venituri reduse reprezintă însă maxim 12% din total număr de gospodării conectate deci, la nivelul actual de tarifyare, indicele de suportabilitate este sub limita maximă suportabilă de 8,5%.

Analiza comparativă a pretului plătit pentru SACET versus pretul plătit pentru centrala individuală reliefează că pretul actual plătit de consumatorii casnici reprezintă :

- 57% din costul total al opțiunii cu centrala de apartament dacă se consideră recuperarea investiției și
- 70% din costul total al opțiunii cu centrala de apartament dacă se consideră doar costul unitar de funcționare.

Din analiza se poate concluziona ca diferenta de cost intre sistemul centralizat si optiunea cu centrala individuala nu reprezinta criteriul principal in decizia unui consumator de deconectare de la sistemul centralizat. Ddecizia de deconectare este determinata, in principal, de alte motive: necesitatea de a avea un control al costurilor (posibilitatea de a inchide centrala pe timpul zilei), aspecte de legate de calitatea serviciului, furnizarea de apa calda, gradul mic de conectare in cladire si modul de alocarea costurilor comune, etc.

Analiza realizata la nivelul operatorului arata ca VEP a inregistrat pierderi financiare in ultimii ani.

In structura veniturilor din vanzarea de energie termica, veniturile din vanzarea catre populatie au cea mai mare pondere. Ponderea subventiei pentru diferenta de pret finantata de catre bugetul local reprezinta 3,5% din total venituri. In cazul in care aceasta ar scadea nu va fi afectata cifra de afaceri, dar va creste presiunea asupra consumatorilor casnici prin cresterea pretului local de facturare.

Ritmul de crestere al veniturilor din exploatare este insa lent, acestea crescand cu 1,76% in 2016 fata de 2015 si cu 5,76% in 2017 fata de 2016. Prin comparatie, se observa o crestere accentuata a costurilor fixe in ultimul an, respectiv de 32,37% in 2017 fata de 2016, in timp ce cheltuielile variabile au crescut cu 5,24% in aceeaasi perioada. Aceasta diferenta explica pierderile inregistrate de companie.

In ultimii doi ani (2016 si 2017) se observa o incetinire a procesului de deconectare si o accelerare a cresterii cantitatii individuale facturate pe gospodarie. Cresterea cantitatii individuale de energie termica facturata pe gospodarie este rezultatul in principal al cresterii zilelor grade din ultimii ani de la 2.751,4 in 2015 la 3.038,2 in 2017. Cantitatea facturata catre consumatorii non-casnici a scazut in 2016 si 2017.

In medie, evolutia tarifulor a fost relativ constanta in ultimii ani, atat pentru consumatorii casnici, cat si pentru agentii economici si institutii. Cu toate acestea, in aceasta perioada au fost inregistrate fluctuatii semnificative ale tarifului, datorate in principal necesitatii recuperarii diferentei unitare de 30,01 RON/Gcal, ca urmare a modificarii pretului combustibilului din perioada noiembrie 2012 – decembrie 2015. Pentru populatie, aceasta diferenta a fost acoperita din bugetul local al Municipiului Ploiesti.

Costurile fixe au inregistrat o crestere accentuata in ultimul an, respectiv de 32,37% in 2017 fata de 2016, in timp ce cheltuielile variabile au crescut cu 5,24% in aceeaasi perioada.

Principalele concluzii ale Raportului AS – IS sunt prezentate in capitolul V.

II. ANALIZA CADRULUI LEGAL SI INSTITUTIONAL IN DOMENIUL ENERGIEI TERMICE

A. CADRUL LEGAL DE PRESTARE A SERVICIULUI PUBLIC DE ALIMENTARE CU ENERGIE TERMICA

1. Autoritati de reglementare pentru sectorul de termoficare

In 1998, Ordonantele de Urgenta nr. 29 si 63 au hotarat infiintarea, organizarea si regulile de functionare ale entitatii care joaca rolul principal in sectoarele de energie, gaze si termoficare, si anume Autoritatea Nationala de Reglementare in domeniul Energiei (ANRE). Responsabilitatile principale ale ANRE la acel moment erau legate de implementarea cadrului de reglementare pentru piata concurentiala de energie electrica.

In prezent, responsabilitatile ANRE acopera o gama larga de activitati: acordarea licentelor sau permiselor, aprobarea preturilor si tarifelor, emiterea metodologiilor de calcul, aprobarea reglementarilor tehnice si comerciale pentru operarea eficienta si sigura a sectoarelor de energie electrica, energie termica si gaze, aprobarea altor regulamente, reguli, studii si documente privind energia electrica, energia termica si gazele.

ANRE a fost responsabila, de asemenea, de implementarea procesului de separare a sectorului energiei electrice de sectorul de alimentare cu energie termica. Un punct de cotitura important in acest proces l-a reprezentat restructurarea productiei de energie electrica. In anul 2000 au fost infiintate 2 societati de stat, in baza tehnologiilor de productie a energiei: SC Hidroelectrica SA si SC Termoelectrica SA.

La cererea Institutului Financiare Internationale, in toamna anului 2001, a inceput procesul de restructurare al SC Termoelectrica SA – in scopul asigurarii viabilitatii financiare a societatii si pentru a separa cele doua activitati diferite, adica productia de energie termica si cea de energie electrica. Printr-o serie de Hotarari de Guvern, 18 centrale de productie a energiei termice (centrale termice si de cogenerare) au fost transferate in coordonarea autoritatilor locale. Printre ele se afla si CET Brazi, care a fost transferata de la compania de stat SC Termoelectrica SA in domeniul public si sub administrarea Consiliului Judetean Prahova.

In 2004, Consiliul Judetean Prahova – proprietar al CET Brazi si al retelelor de transport energie termica, si Municipiul Ploiesti – proprietar al retelelor de distributie energie termica, au decis sa creeze impreuna sistemul de termoficare din Ploiesti (productie - transport - distributie si furnizare) si sa concesioneze operarea sistemului catre un operator privat. La sfarsitul unui proces de selectie, Veolia a devenit operatorul privat care a semnat Contractul de Delegare prin Concesiune a Serviciilor Publice, asa cum este descris in capitolul de mai jos.

Pana in anul 2000, stabilirea pretului pentru energie electrica si energie termica era responsabilitatea Biroului Concurentei, fiind considerata activitate de monopol. Preturile erau modificate trimestrial, conform evolutiei cursului de schimb valutar USD/RON.

Dupa anul 2000, ANRE a devenit responsabila de reglementarea sectorului de termoficare si a emis legislatia secundara, incluzand licentele, metodologiile pretului pentru energia termica, codurile tehnice, standardele de performanta, etc. Preturile locale pentru energie termica pentru fiecare sistem de termoficare au fost stabilite in baza costurilor justificate pentru fiecare activitate – productie, transport, distributie si furnizare.

2. Principalele acte normative nationale care guverneaza sectorul de termoficare

Principalele acte normative nationale care guverneaza serviciul public de alimentare cu energie termica sunt Legea nr. 325/2006, Legea nr. 51/2006 a serviciilor comunitare de utilitati publice si Legea nr. 225/2016 pentru modificarea si completarea Legii serviciilor comunitare de utilitati publice nr. 51/2006.



Legea nr. 325/2006 reglementeaza desfasurarea activitatilor specifice serviciilor publice de alimentare cu energie termica utilizata pentru incalzire si prepararea apei calde de consum, respectiv producerea, transportul, distributia si furnizarea energiei termice in sistem centralizat.

Legea 51/2006 stabileste cadrul juridic si institutional unitar, obiectivele, competentele, atributiile si instrumentele specifice necesare infiintarii, organizarii, gestionarii, finantarii, exploataarii, monitorizarii si controlului furnizarii/prestarii reglementate a serviciilor comunitare de utilitati publice.

Prin Legea nr. 225/2016 a fost modificat substantial cadrul de reglementare in domeniul serviciilor publice de alimentare cu energie termica, cu referire expresa la desemnarea ANRE ca autoritate competenta in materie.

Parlamentul a aprobat in anul 2001 Legea nr. 326 a Serviciilor Publice, care a creat cadrul legal pentru stabilirea, organizarea, monitorizarea si controlul serviciilor comunitare pentru utilitatile publice din judete, orase si comune. A fost creata o noua autoritate de reglementare – Autoritatea Nationala de Reglementare pentru Serviciile Comunitare ale Utilitatilor Publice (ANRSC), care este responsabila cu reglementarea energiei termice – productia, transportul, distributia si furnizarea, cu exceptia energiei termice produse in cogenerare. Organizarea si functionarea ANRSC este stabilita prin Hotararea de Guvern nr. 373/2002, modificata si completata prin Hotararea de Guvern nr. 437/2004.

Sistemele integrate de incalzire urbana, cu productia de energie termica in cogenerare, au ramas sub autoritatea ANRE pentru toate etapele – productie, transport, distributie si furnizare, pana in 2006, cand a fost adoptata o lege speciala privind serviciul public de incalzire (Legea nr. 325/2006 – reglementand activitatile specifice ale serviciului public pentru furnizarea de energie termica pentru incalzire si apa calda si anume productia, transportul, distributia si furnizarea energiei termice intr-un sistem centralizat, in standarde eficiente si calitative, cu scopul de a obtine utilizarea optima a resurselor de energie si de a proteja mediul). Incepand cu acel moment, operatorii de termoficare care produc energie termica in cogenerare sunt reglementati de doua autoritati: ANRE pentru productia in cogenerare si ANRSC pentru serviciile de transport, distributie si furnizare.

Legislatia in vigoare nu asigura conditiile pentru ca ANRE sa-si poata exercita atributiile de autoritate competenta pentru serviciul public de alimentare cu energie termica din considerentele descrise in cele ce urmeaza.

Pentru ca ANRE sa-si exercite prerogativele, sunt inca necesare completari ale cadrului legal referitoare la preluarea atributiilor, precum si clarificarea ariei de aplicabilitate a Legii nr. 325/2006 cu privire la repartizarea de costuri pentru energia termica pe proprietati individuale din imobilele tip condominiu. In conformitate cu prevederile Legii nr. 225/2016 s-au abrogat articolele din Legea nr. 51/2006 referitoare la reglementarea repartizarii de costuri (autorizatii, regulamente, norme metodologice, metodologii) cu exceptia predarii la ANRE a autorizatiilor existente de montare si exploatare a sistemelor de repartizare a costurilor pentru incalzire si apa calda de consum. Avand in vedere ca domeniul de aplicabilitate al Legii nr. 325/2006 este limitat la serviciul de alimentare cu energie termica in sistem centralizat, este necesara completarea cadrului legal si reglementarea activitatii de repartizare a costurilor pentru incalzire si apa calda de consum in condominii.

Cadrul actualizat de reglementari comunitare in sectorul energiei termice include urmatoarele acte normative:

- Directiva 2008/50/CE a Parlamentului European si a Consiliului din 21 mai 2008 privind calitatea aerului inconjurator si un aer mai curat pentru Europa, cu data de transpunere 10/06/2010;
- Directiva 2010/75/UE a Parlamentului European si a Consiliului din 24 noiembrie 2010 privind emisiile industriale (prevenirea si controlul integrat al poluarii), cu data a transpunerii de 07/01/2013. Incepand cu data de 1 ianuarie 2016, aceasta directiva abroga Directiva 2001/80/CE a Parlamentului European si a Consiliului din 23 octombrie 2001 privind limitarea emisiilor in

atmosfera a anumitor poluanti provenind de la instalatii de ardere de dimensiuni mari. Totodata, directiva mentionata a abrogat prevederile Directivei 2008/1/CE a Parlamentului European si a Consiliului din 15 ianuarie 2008 privind prevenirea si controlul integrat al poluarii de la data de 7 ianuarie 2014;

- Directiva 2012/27/UE a Parlamentului European si a Consiliului din 25 octombrie 2012 privind eficienta energetica, de modificare a Directivelor 2009/125/CE si 2010/30/UE si de abrogare a Directivelor 2004/8/CE si 2006/32/CE, cu data de transpunere 05/06/2014;
- Directiva 2009/72/CE a Parlamentului European si a Consiliului din 13 iulie 2009 privind normele comune pentru piata interna a energiei electrice si de abrogare a Directivei 2003/54/CE;
- Directiva 2009/73/CE a Parlamentului European si a Consiliului din 13 iulie 2009 privind normele comune pentru piata interna in sectorul gazelor naturale si de abrogare a Directivei 2003/55/CE.

Directiva privind Eficienta Energetica(EED)

Directiva 2012/27/CE privind eficienta energetica modifica Directivele 2009/125/CE si 2010/30/CE si abroga Directivele 2004/8/CE si 2006/32/CE. Directiva mentioneaza potentialul semnificativ in economisirea energiei primare al cogenerarii de inalta eficienta, al sistemelor de incalzire si racire si indeamna Statele Membre sa efectueze o evaluare a acestui potential.

Directiva defineste sistemul eficient de incalzire si racire ca fiind unul care foloseste cel putin 50% energie din surse regenerabile, 50% caldura reziduala, 75% energie termica produsa in cogenerare sau 50% dintr-o combinatie de tipul celor sus-mentionate. In multe orase din Romania, energia termica furnizata de sistemul de termoficare era produsa in cogenerare, astfel incat exista un potential considerabil pentru dezvoltarea pe termen lung a sistemelor eficiente de termoficare, fiind insa necesar sprijin financiar nerambursabil intensiv.

Directiva schemei de comercializare a emisiilor (ETS)

Cadrul european privind comercializarea emisiilor se bazeaza pe Directiva 2003/87/CE privind schema economica si eficienta pentru comercializarea in interiorul Comunitatii Europene a emisiilor de gaze cu efect de sfera si Directiva 2009/29/CE care amendeaza Directiva 2003/87/CE in sensul imbunatatirii si prelungirii schemei referitoare la comercializarea permisului pentru emisia de gaze cu efect de sera.

Incepand cu a treia faza a ETS (2013 – 2020) entitatile care emit gaze cu efect de sera trebuie sa isi achizitioneze permisele de pe piata. In aceasta faza a ETS (2013-2020), cote degresive de permise gratuite sunt distribuite doar termoficarii si doar pentru energia termica furnizata populatiei.

3. Zonele unitare de incalzire

Intrarea in vigoare a Legii nr. 325/2006 a intarit principiul „un condominiu – un singur sistem de incalzire”. Legea a definit Zonele Unitare de Incalzire ca areal geografic apartinand unei unitati administrativ teritoriale, iar pe considerente tehnice reprezinta zona deservita de retea de agent termic primar sau puncte termice cu retelele aferente la care se adauga zonele de protectie sau servitute. Scopul acestei prevederi este acela de a proteja investitiile efectuate in sistemele de termoficare. „Zonele unitare de incalzire” se stabilesc in general pe baza urmatoarelor principii de strategiei locale in domeniul energiei :

- Accesibilitatea populatei la resurse energetice pentru incalzire (accesul populatiei la incalzire si apa calda de consum);
- Siguranta in alimentarea cu energie termica (diversificarea surselor si furnizorilor de resurse, posibilitatea functionarii centralelor de productie cu mai multe tipuri de combustibili, utilizarea resurselor neconventionale regenerabile de energie);

- Eficienta energetica a instalatiilor (reducerea consumurilor de combustibili prin modernizare / reabilitare, promovarea sistemelor de cogenerare centralizata, etc);
- Impactul redus asupra mediului;
- Reducerea pericolului de foc si explozii in locuinte prin promovarea sistemelor de incalzire fara foc deschis;
- Respectarea legislatiei nationale si europene in domeniul energiei si protectiei mediului inconjurator.

Autoritatile administratiei publice locale au obligatia de a aproba existenta zonelor de incalzire unitara prin hotarare de Consiliu Local, in baza studiilor de fezabilitate privind dezvoltarea locala.

Debransarea totala a instalatiilor interioare de incalzire si/sau pentru apa calda de consum se poate face in mai multe conditii cumulative dintre care cea mai importanta este ca acestea sa nu se afle in zona unitara de incalzire pentru care autoritatea administratiei publice locale a stabilit ca incalzirea se realizeaza exclusiv in sistem centralizat. Este important de subliniat ca operatorul sistemului de termoficare are posibilitatea de a refuza debransarea daca clientul apartine unei zone de incalzire unitara.

4. Reglementarea pretului gazelor

Romania s-a angajat in fata institutiilor internationale (Fondul Monetar International, Banca Mondiala, Banca Europeana pentru Reconstructie si Dezvoltare si Uniunea Europeana) sa elimine preturile reglementate pentru consumatorii casnici si consumatorii industriali si sa le alinieze la preturile din celelalte tari ale Uniunii Europene. Pentru ca acest proces sa nu fie perceput agresiv de catre consumatori, printr-o crestere brusca a pretului, Guvernul Romaniei a adoptat metoda calendarelor de eliminare treptata a preturilor.

Conform HG 488/2015 pretul pentru gazele destinate consumatorilor casnici si producatorilor de energie termica ar fi urmat un calendar reglementat de crestere. Ulterior, OUG 64/2016 prevede liberalizarea preturilor la gazele din productia interna incepand cu 1 aprilie 2017, insa pana in 2021, tarifele din facturile finale ale consumatorilor casnici vor putea fi tinute sub control de catre ANRE prin reglementare transportului si distributiei.

5. Mecanismul de stabilire a tarifelor

Preturile practice pentru energia termica sunt:

- Pret local - pret format din pretul de productie a energiei termice si tarifele serviciilor de transport, distributie si furnizare, aprobat de autoritatea administratiei publice locale sau de asociatia de dezvoltare comunitara, dupa caz, cu avizul autoritatii de reglementare competente, pentru fiecare operator care are si calitatea de furnizor;
- Pret local pentru populatie - pret pentru energia termica furnizata si facturata populatiei prin SACET, aprobat prin hotarare a autoritatii administratiei publice locale sau a asociatiei de dezvoltare comunitara, dupa caz, in conformitate cu prevederile legale;

Metoda de stabilire a pretului local pentru serviciile publice de alimentare cu energie termica este urmatoarea :

- Pret de productie a energiei termice in cogenerare – aprobat de ANRE si a carui metodologie de stabilire este reglementata prin Ordin ANRE 15/2015;

- Pret de producere a energiei termice – aprobat de ANRSC si a carui metodologie de stabilire este reglementata prin Ordinul ANRSC 66/2007;
- Tarif de transport a energiei termice – aprobat de autoritatea administratiei locale cu avizul ANRSC (Ordin ANRSC 66/2007);
- Tarif de distributie a energiei termice – aprobat de autoritatea administratiei locale cu avizul ANRSC (Ordin ANRSC 66/2007).

Formarea acestor preturi se bazeaza pe metodologii emise de ANRE/ANRSC si cuprind cheltuielile de exploatare, cheltuielile financiare si, in cazul metodologiilor ANRSC, o cota de profit de maximum 5%. Diferenta dintre preturile locale ale energiei termice si preturile locale pentru populatie este acoperita de la bugetele administratiei publice locale (reglementat prin OG 36/2006). Conform acestui OUG, au fost eliminate subventiile de la bugetul de stat, efortul revenind in intregime administratiei publice locale.

Este important de retinut ca in conformitate cu cerintele POIM 2014-2020, ghidul Jaspers prevede ca acest pret sa fie analizat in raport cu suportabilitatea medie a serviciilor de termoficare pentru consumatorii cu venituri medii (care nu trebuie sa depaseasca 8,5%). In urma analizei, rezulta un plan de tarify care prevede cresteri periodice pana la limita suportabilitatii. O alta cerinta a ghidului este analiza separata a categoriei vulnerabila a populatiei, considerata ca fiind categoria cu venituri foarte mici, pentru care trebuie descrise masuri de protectie (conform OUG 70/2011).

6. Schema de sprijin

6.1. Cadrul de reglementare

Temei juridic national:

- Legea nr. 13/2007 a energiei electrice¹.
- HG nr. 219/2007 privind promovarea cogenerarii bazate pe cererea de energie termica utila².
- HG nr. 1069/2007 privind aprobarea Strategiei energetice a Romaniei pentru perioada 2007-2020³;
- HG nr. 1215/2009 privind stabilirea criteriilor si conditiilor necesare implementarii schemei de sprijin pentru promovarea cogenerarii de inalta eficienta pe baza cererii de energie termica utila.
- HG 925/2016 pentru modificarea si completarea Hotararii Guvernului nr. 1.215/2009 privind stabilirea criteriilor si a conditiilor necesare implementarii schemei de sprijin pentru promovarea cogenerarii de inalta eficienta pe baza cererii de energie termica utila
- Ordin ANRE nr. 114/2013 pentru aprobarea Regulamentului de calificare a productiei de energie electrica in cogenerare de inalta eficienta si de verificare si monitorizare a consumului de combustibil si a productiilor de energie electrica si energie termica utila, in cogenerare de inalta eficienta.

¹ Legea nr. 13/2007 a energiei electrice, publicata in Monitorul Oficial nr. 51 din 23 ianuarie 2007.

² HG nr. 219/2007 privind promovarea cogenerarii bazate pe cererea de energie termica utila, publicata in Monitorul Oficial nr. 200 din 23.03. 2007.

³ HG nr. 1069/2007 privind aprobarea Strategiei energetice a Romaniei pentru perioada 2007-2020, publicata in Monitorul Oficial nr. 781 din 19 noiembrie 2007



Prin HG nr. 1215/2009 privind stabilirea criteriilor si a conditiilor necesare implementarii schemei de sprijin pentru promovarea cogenerarii de inalta eficienta pe baza cererii de energie termica utila s-a implementat schema de tip bonus aplicabila producatorilor de energie electrica si termica in cogenerare care solicita acordarea acestui sprijin pentru energia electrica produsa in cogenerare de inalta eficienta. Schema de tip bonus reprezinta ajutor de stat autorizat de Comisia Europeana ca fiind compatibil cu piata comuna conform art. 87 al Tratatului CE prin care au fost stabilite si conditiile de acordare a acestuia, inclusiv obligatia de raportare anuala a modului de punere in aplicare a ajutorului. Intrarea in aplicare a schemei de sprijin de tip bonus a avut loc la 1 aprilie 2011.

Schema de sprijin pentru promovarea cogenerarii de inalta eficienta propusa instituie un mecanism de sprijin transparent prin care se urmareste acoperirea diferentei dintre costul producerii energiei electrice in cogenerare de inalta eficienta si pretul de vanzare al acesteia. In baza schemei de ajutor propuse, producatorii de energie electrica si termica in cogenerare primesc lunar, pentru fiecare unitate de energie electrica (exprimata in MWh), produsa in cogenerare de inalta eficienta si livrata in retelele electrice ale Sistemului Energetic National, o suma de bani denumita "bonus". Bonusurile sunt determinate pentru trei combustibili utilizati pentru producerea de energie electrica si termica in cogenerare: combustibil solid, combustibil gazos asigurat din reseaua de transport si combustibil gazos asigurat din reseaua de distributie si se acorda producatorilor de energie electrica si termica stabiliti anual de catre ANRE. Valoarea bonusului este aceeaasi pentru toti producatorii de energie electrica si termica ce utilizeaza acelasi tip de combustibil. O exceptie de la regula unicitatii valorii bonusului poate aparea daca se constata in avans existenta supracompensarii unui producator, caz in care, conform Ordinului presedintelui ANRE nr. 15/2015, cu modificarile si completarile ulterioare, valoarea bonusului acordat producatorului respectiv poate fi inferioara valorii bonusului de referinta.

Prin Hotararea Guvernului nr. 925/2016 pentru modificarea si completarea Hotararii Guvernului nr. 1.215/2009 privind stabilirea criteriilor si a conditiilor necesare implementarii schemei de sprijin pentru promovarea cogenerarii de inalta eficienta pe baza cererii de energie termica utila, se prevede ca schema de sprijin se aplica producatorilor de energie electrica si termica in cogenerare care solicita ANRE acordarea acestui sprijin pentru energia electrica produsa in cogenerare de inalta eficienta, pentru capacitatile de cogenerare inscrise in lista producatorilor de energie electrica si termica in cogenerare de inalta eficienta pana la data de 31 decembrie 2016, termenul pentru depunerea documentatiei complete necesare obtinerii avizului pentru acreditare fiind 15 decembrie 2016. Prin exceptie, schema de sprijin se aplica si producatorului beneficiar al schemei de sprijin care, in conditiile cadrului de reglementare elaborat de ANRE, inlocuieste, pe acelasi amplasament, capacitati de cogenerare existente care au beneficiat de bonus pentru energia electrica cu capacitati de cogenerare de inalta eficienta, ulterior datei de 31 decembrie 2016, in limita capacitatii electrice instalate inscrise la data de 31 decembrie 2016 in lista producatorilor de energie electrica si termica in cogenerare de inalta eficienta, pentru fiecare producator beneficiar al schemei de sprijin.

Capacitatea electrica maxim instalata in centralele de cogenerare care beneficiaza de schema de sprijin este de 4000 MW, pe durata de aplicare a schemei. Dupa atingerea acestei limite, suplimentar celor aflate in schema, se acorda sprijin numai pentru centralele de cogenerare de inalta eficienta care inlocuiesc centrale de cogenerare existente

O alta modificare adusa Hotararii Guvernului nr. 1.215/2009, prin Hotararea Guvernului nr. 925/2016, a fost si aceea ca pot beneficia de aceasta schema si producatorii care detin unitati de cogenerare cu capacitate electrica instalata sub 1 MW.

In scopul estimarii lunare a cantitatilor de energie pentru care se poate primi bonus, Regulamentul de calificare cuprinde o procedura simplificata, care se aplica lunar de catre ANRE, in urma careia se emite o decizie care constituie baza acordarii lunare a bonusului de catre administratorul schemei de sprijin, CN Transelectrica SA. La evaluarea costurilor de productie este considerata o rata reglementata a rentabilitatii inainte de impozitare de cel mult 9%. Valoarea bonusurilor ce se acorda este stabilita anual

de ANRE pe perioada de acordare a schemei si are in vedere analiza costurilor activitatii de productie in cogenerare de inalta eficienta si a veniturilor rezultate din vanzarea energiei electrice produse in cogenerare si a energiei termice produse in cogenerare.

Pentru fiecare producator/centrala pe tip de combustibil, bonusul are, in principiu, valori descrescatoare, incepand cu primul an de acordare pana in ultimul an de acordare (maxim 11 ani, cel mai tarziu 2023), avand in vedere descresterea valorii anuale a 6 rentabilitatii bazei reglementate a activelor, calculate ca produs dintre rata reglementata a rentabilitatii (maxim 9%) si baza reglementata a activelor centralei echivalente aferenta fiecarui an, aceasta reducandu-se pe masura amortizarii investitiei. De aceea, bonusul acordat unor producatori functionand pe acelasi tip de combustibil poate fi diferit ca urmare a situarii acestora in ani diferiti de accesare a schemei de sprijin.

Pe baza cantitatilor de energie electrica produsa in cogenerare de inalta eficienta prognozate pentru anul urmator si a bonusurilor corespunzatoare, se determina suma totala anuala necesara acordarii acestui tip de sprijin. Aceasta se stabileste pe baza prognozei privind nivelul energiei electrice furnizate in anul urmator, a sumelor necesare pentru plata bonusului, precum si a sumelor necesare administratorului schemei de sprijin (CN Transelectrica SA) pentru acoperirea costurilor induse de administrarea schemei.

Pretul reglementat pentru energia termica produsa dintr-o centrala de cogenerare care beneficiaza de schema de sprijin se determina pe baza pretului de referinta al energiei termice corespunzator combustibilului majoritar utilizat de capacitatile de productie din centrala respective⁴. Pentru a beneficia de bonus, producatorii trebuie sa vanda energia electrica pe piata concurentiala. Energia electrica care nu a fost vanduta pe piata concurentiala se poate vinde la pret reglementat, stabilit la nivelul de 90% din media pretului pe PZU⁵ in anul anterior, prin contracte reglementate, in limita cererii de energie electrica aferente contractelor reglementate. Preturile de referinta pentru energia electrica se utilizeaza doar in analizele de antesupracompensare si de supracompensare, producatorii comercializand energia electrica pe piata de energie electrica, la preturi nereglementate, conform programului de liberalizare a pietei de energie electrica.

Contributia pentru cogenerare, stabilita sub forma de tarif unitar aplicabil energiei electrice facturate, se colecteaza de la toti consumatorii din Romania, prin intermediul furnizorilor lor sau direct.

Dupa incheierea fiecarui an, au loc regularizari :

- Sunt determinate cu exactitate cantitatile de energie electrica produse in cogenerare de inalta eficienta de catre fiecare configuratie a fiecarui producator, iar din diferenta fata de suma cantitatilor lunare rezulta valorile bonusului neacordat sau necuvenit ;
- Sunt determinate ex-post situatiile de supracompensare, din care rezulta sumele care trebuie returnate de catre producatori ;
- Pentru producatorii la care nu se constata o supracompensare, in cadrul analizei de supracompensare, si care au avut aprobat prin decizie a ANRE un bonus diminuat fata de bonusul de referinta, se realizeaza regularizarea sumelor respective, in limita valorii bonusului de referinta aferent perioadei de evaluare a supracompensarii (s-a aplicat incepand cu anul 2015);
- Este determinat deficitul sau surplusul de fonduri colectate din contributia pentru cogenerare comparativ cu necesarul real pentru acordarea bonusului, urmand majorarea sau diminuarea corespunzatoare a contributiei pe perioada urmatoare de reglementare.

⁴ Conform Metodologiei de stabilire 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, aprobate prin Ordinul ANRE nr. 15/2015, cu modificările și completările ulterioare.

⁵ Piața pentru Ziua Următoare este piața centralizată pentru vânzarea și cumpărarea energiei electrice în ziua de livrare care urmează imediat după ziua de tranzacționare, conform Codului comercial al pieței angro de energie electrică, aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 25 din 22 octombrie 2004, publicat în Monitorul Oficial nr. 989 din 27.10.2004.

Bonusul nu se acorda instalatiilor complet amortizate.

6.2. Mecanismul de supracompensare

Prin Ordinul ANRE nr. 84/2013, cu modificarile si completarile ulterioare, a fost aprobata Metodologia de determinare si monitorizare a supracompensarii activitatii de productie a energiei electrice si termice in cogenerare de inalta eficienta care beneficiaza de schema de sprijin de tip bonus.

ANRE verifica anual daca din acordarea bonusului producatorii de energie inregistreaza o supracompensare a activitatii de productie in cogenerare, supracompensarea fiind definita astfel: quantumul valoric al ajutorului acordat ce depaseste suma necesara acoperirii totale a costurilor aferente desfasurarii activitatii de productie a energiei electrice si termice in cogenerare, inclusiv a ratei rentabilitatii de 9%, determinat cu luarea in considerare a veniturilor rezultate din vanzarea energiei electrice si termice produse in cogenerare.

La evaluarea veniturilor sunt considerate cele obtinute din vanzarea energiei termice si cele obtinute din vanzarea energiei electrice la un pret ce este determinat anual de ANRE la nivelul a 0,9 din pretul mediu de tranzactionare a energiei electrice realizat in anul anterior pe PZU. Ajutoarele care duc la supracompensarea activitatii producatorilor se returneaza.

Mecanismul prezent de supracompensare, desi a fost modificat prin HG nr. 925/2016, in sensul recunoasterii operatorilor aflati in contracte de concesiune, nu are inca norme metodologice emise de ANRE care sa clarifice formula de calcul in cazul acestora.

7. Fonduri nationale si europene pentru reabilitarea sistemelor de termoficare

7.1. Fonduri europene - POIM 2014-2020

Fondurile europene sunt disponibile intr-o formula structurata, pe perioade de 7 ani, denumite perioade de programare. Romania se afla in prezent in a doua perioada de programare. In prima perioada (2007-2013), doar 7 municipii au fost declarate eligibile pentru accesarea fondurilor, in principal pentru conformarea centralelor de productie la cerintele de mediu, pentru reducerea poluarii in zonele urbane.

In a doua perioada de programare (2014-2020), cresterea eficientei sistemelor de termoficare este finantata prin Programul Operational Infrastructura Mare – Axa prioritara nr. 7, obiectivul specific nr. 7.1. Doar 7 municipii au fost declarate eligibile pentru accesarea fondurilor pentru investitii in cresterea eficientei energetice in sistemele de termoficare. Valoarea totala a finantarii disponibile este de 105,7 milioane de euro.

7.2. Mecanismul Financiar Norvegian 2009 – 2014

Mecanismul Financiar Norvegian 2009 – 2014 isi propune sa contribuie la reducerea disparitatilor economice si sociale din Spatiul Economic European si la consolidarea relatiilor de cooperare intre statul donator (Norvegia) si statele beneficiare prin intermediul sectoarelor prioritare propuse.

Astfel, in urma procesului de negociere ce a avut loc intre România si statul donator in perioada octombrie 2011 – ianuarie 2012, au fost concluzionate prevederile Memorandumului de Intelegere pentru Mecanismul Financiar Norvegian 2009-2014, document ce stabileste cadrul de cooperare si permite implementarea eficienta a asistentei financiare acordate.

In acest sens, Memorandumul de Intelegere pentru Mecanismul Financiar Norvegian 2009-2014 stabileste entitatile nationale implicate in implementarea Mecanismului Financiar Norvegian pentru perioada 2009-2014 si functiile acestora in cadrul sistemului national de management si control (Anexa A), precum si cadrul de implementare (Anexa B) ce specifica lista sectoarelor prioritare si alocarea financiara acordata prin intermediul Mecanismului Financiar Norvegian in perioada 2009-2014, identificarea programelor aprobate pentru finantare cu principalele obiective si rezultate asteptate, identificarea Operatorilor de Program, precum si proiectele predefinite acceptate.

Obiectivele generale ale granturilor norvegiene sunt reducerea disparitatilor sociale si economice in Spatiul Economic European, respectiv intarirea relatiilor bilaterale dintre statele donatoare si cele beneficiare.

Dintre domeniile de interventie enumeram:

- Monitorizarea mediului si planificare si control integrate
- Reducerea utilizarii de substante periculoase
- Eficienta energetica
- Energie regenerabila
- Adaptarea la schimbarile climatice

7.3. Fonduri nationale – Programul "Termoficare 2006-2020 Caldura si Confort"

In anul 2006 a fost aprobat Programul "Termoficare 2006-2015 Caldura si Confort", perioada de finantare fiind extinsa ulterior pana in anul 2020 prin HG nr. 602/2015. Programul are scopul de a imbunatati eficienta sistemelor de termoficare si include doua componente : reabilitarea sistemului de termoficare si reabilitarea termica a cladirilor. Beneficiarii primei componente a Programului sunt autoritatile publice locale care detin sistemele de termoficare sau parti ale acestuia (doar retelele de transport si/sau distributie). Autoritatile publice locale au obligatia sa co-finanteze investitia cu un minim de 30% din suma proiectului. Regulamentul privind implementarea primei componente a programului - Reabilitare a sistemului centralizat de alimentare cu energie termica – a fost aprobat prind Ordinul MDRAP nr. 49/2018. Acesta stabileste regulile de pregatire si depunere a solicitarilor de finantare, precum si conditiile de finantare in cadrul programului.

B. CONTRACTUL DE CONCESIUNE – SITUATIA INSTITUTIONALA SI LEGALA CURENTA

1. Contract de concesiune – situatia actuala

In 2004, Consiliul Judetean Prahova si Consiliul Local Ploiesti au aprobat delegarea prin concesiune a administrarii Serviciului public de alimentare cu energie termica din Ploiesti. Contractul de concesiune nr. 2776/5246 din 29.04.2004 a fost semnat intre Consiliul Judetean Prahova, Consiliul Local Ploiesti si SC DALKA TERMO PRAHOVA SRL. Durata contractului de concesiune este de 15 ani iar prelungirea acestuia se poate pentru o perioada egala cu jumatatea duratei sale.

2. Obiectul Contractului

Obiectul Contractului este concesiunea exclusiva catre Veolia Energie Romania (anterior SC DALKA TERMO PRAHOVA SRL) a dreptului pentru furnizarea Serviciului, impreuna cu toate componentele sistemului si cu obligatia de a administra sistemul, conform regulamentului privind organizarea si operarea Serviciului Public de Termoficare centralizata in orasul Ploiesti si prin respectarea indicatorilor de performanta.

3. Prevederile cheie ale contractului

Concesionarul are obligatia de a aproviziona, conform RSP (Regulamentul Serviciului Public), toti utilizatorii din cadrul zonei de concesiune si obligatia de a indeplini termenii conveniti privind indicatorii de performanta. Autoritatea Concedenta are obligatia de a aproba pretul de vanzare al energiei stabilit conform legii in vigoare si de a avea in vedere observatiile Concesionarului atunci cand este necesara o schimbare a RSP.



4. Formula pretului energiei termice si recuperarea pierderii combustibilului

Tariful de referinta - T_{ref} este un tarif fixat in momentul semnarii Contractului, avand in componenta costurile fixe si cele variabile, care erau parte din structura tarifului de la acel moment (combustibil, forta de munca, materiale, pierderi de energie, etc). Regimul combustibilului este: 50% gaze naturale si 50% pacura. Formula convenita pentru calcularea tarifului facturat utilizatorilor incepe cu urmatoarea baza - T_{ref} , la care se adauga partea variabila rezultata din elementele variabile: pret combustibil, inflatie si cost financiar (paritate leu/\$). Pierderile inregistrate datorita fluctuatiei pretului combustibilului sunt cuantificate lunar si ar trebui recuperate in timpul urmatorului semestru. La sfarsitul fiecărei luni, Concesionarul trimite utilizatorilor factura, calculata in baza cantitatilor consumate masurate si avand in vedere tariful in vigoare.

5. Obligatiile de investitie

Concesionarul trebuie sa efectueze investitiile specificate intr-un Plan de investitie creat in baza unui proiect tehnic dezvoltat cu scopul optimizarii facilitatilor de generare (pe o perioada de 15 ani) si inlocuirii sectoarelor retelei de termoficare. Toate investitiile au scopul de a asigura eficienta economica si conformitatea cu indicatorii de performanta descrisi in Contract. Conform termenilor conveniti in Contract, Concesionarul nu are obligatia sa suporte costul investitiilor generat de schimbarea legii sau de forta majora care a avut loc dupa data efectiva a Contractului.

Articolul 25, alineatul (5) din Legea serviciilor comunitare de utilitati publice nr. 51/2006, modificat prin Legea nr. 225/2016 este prevede ca: „Bunurile realizate de operatori in conformitate cu programele de investitii impuse prin contractul de delegare a gestiunii constituie bunuri de retur care revin de drept, la expirarea contractului, gratuit si libere de orice sarcini, unitatilor administrativ-teritoriale si sunt integrate domeniului public al acestora.”

6. Obligatiile de mediu

In ceea ce priveste responsabilitatile de mediu, conform termenilor Contractului, Concesionarul are obligatia sa asigure faptul ca sistemul de termoficare functioneaza in conformitate cu legea in vigoare, dar nu are obligatia sa suporte costul investitiilor generate de schimbarea in legislatia mediului.

7. Indicatorii cheie de performanta

Indicatorii de performanta stabilesc conditiile pe care Concesionarul trebuie sa le indeplineasca in furnizarea Serviciului. Acesti indicatori au legatura cu urmatoarele caracteristici ale Serviciului: continuitatea calitatii si cantitatii, conformitatea cu regulamentele specifice si adaptarea permanenta la exigentele utilizatorului. Avand in vedere aceasta, indicatorii sunt impartiti in doua categorii: cei care indica performanta sistemului si cei referitori la performanta serviciului public. Indicatorii de performanta ai sistemului sunt: randamentul de exploatare a cazanelor pe durata perioadei de incalzire, randamentul electric pe combustibil pe durata incalzirii, pierderea masica medie anuala orara de apa de adaos in retea.

Cadrul standard de performanta care reglementeaza indicatorii de performanta ai serviciului de alimentare cu energie termica in Ploiesti se refera, in principiu, la stabilirea nivelurilor de performanta privind: conectarea utilizatorului la centralele si retelele de termoficare, intreruperea serviciilor de productie si distributie a energiei termice, calitatea energiei termice si rezolvarea plangerilor conexe acestora, obtinand in orice moment confortul termic standard si asigurand continuitatea si calitatea Serviciului, adaptarea permanenta la exigentele utilizatorului si excluderea oricarei forme de discriminare privind serviciul si conectarea la retea. Intrucat indicatorii de performanta ai sistemului sunt inclusi in tarif, neindeplinirea acestora va duce la penalizarea profiturilor obtinute de Concesionar, dar nu va fi baza

pentru plata oricaror penalitati fata de Autoritatea Concedenta. Indicatorii de performanta privind Serviciul public si penalizarea asociata sunt stabiliti conform legii in vigoare.

8. Subventii

Subventiile reprezinta diferenta dintre tariful de productie, transport si distributie al operatorului si pretul de facturare la populatiei; subventiile sunt aprobate de Consiliul Local. La sfarsitul fiecarei luni, Concesionarul trimite Autoritatii Concedente factura subventiei impreuna cu reglementarea subventiei pentru consumul populatiei, Autoritatea Concedenta are un termen de plata de 25 de zile, iar in caz contrar, vor fi aplicate penalitati.

III. ANALIZA TEHNICA A SITUATIEI CURENTE

A. INFORMATII GENERALE

1. Pozitionare geografica si conditii naturale

Judetul Prahova este situat pe pantele sudice ale Carpatilor Meridionali, avand o suprafata de 4.694 km² si forma unui dreptunghi ce include in el toate formele de relief (munti, dealuri si campii). Acest fapt a condus la multitudinea sistemelor de exploatare a solului si subsolului, precum si la o paleta larga a activitatilor economice.

Se invecineaza cu urmatoarele judete: la est judetul Buzau, la sud judetul Ialomita si judetul Ilfov, la vest judetul Dambovitza si la nord judetul Brasov. Judetul este strabatut in lung de meridianul 26° care trece prin Ploiesti si comuna Maneciu si paralela 45°, care intersecteaza localitatile Filipestii de Padure si orasul Mizil.

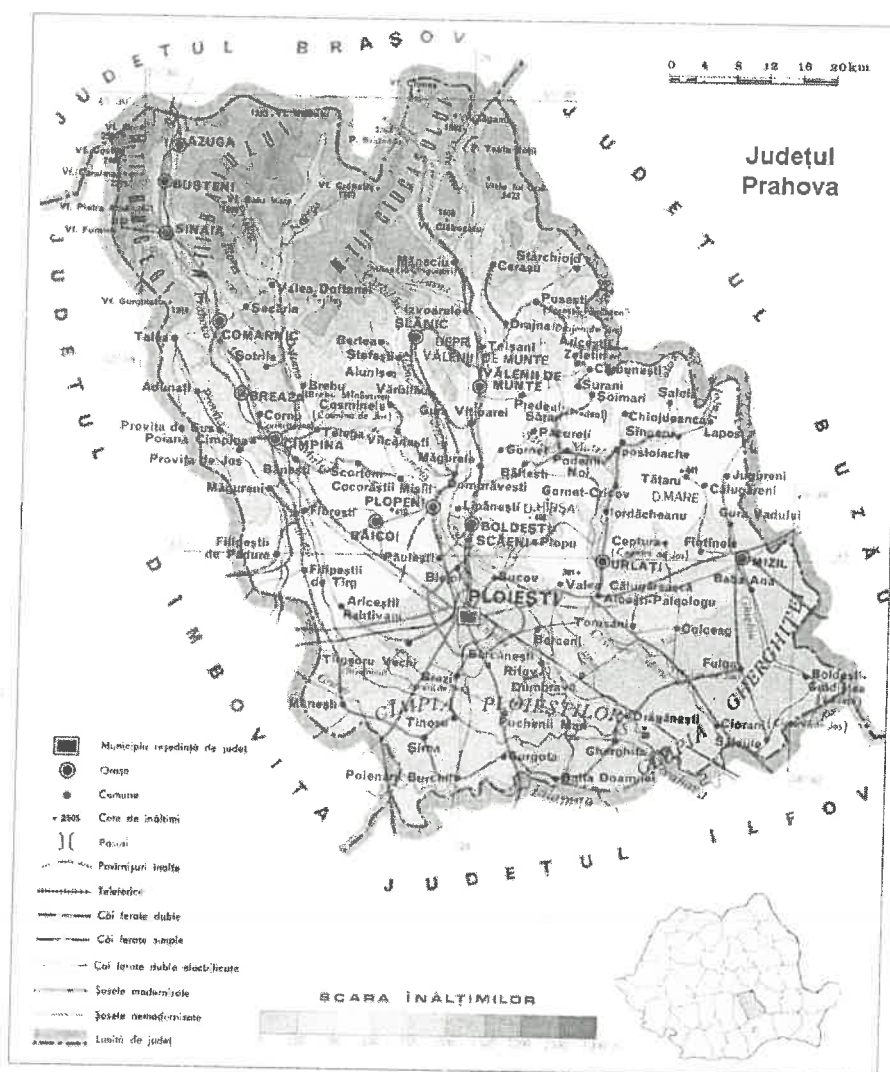


Figura 1. Harta judetului Prahova

Din punct de vedere al organizarii administrative, judetul Prahova are 103 de unitati administrative teritoriale, din care 14 zone urbane (2 municipii si 12 orase) si 89 de comune. Conform Recensamantului din anul 2011, numarul de locuitori ai judetului Prahova a fost de 762.886 locuitori, situand acest judet pe

locul 3 după București și județul Iași. Astfel, densitatea populației județului Prahova este de 162,53 locuitori/km².

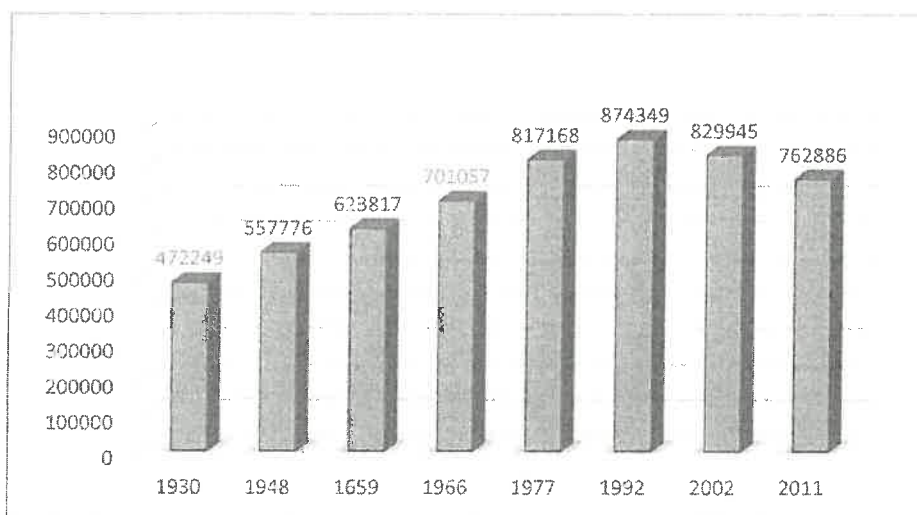


Figura 2. Evoluția populației în județul Prahova în perioada 1930-2011

Sursă: INS

Municipiul Ploiești, reședința județului Prahova, are o suprafață de aproape 58,28 km² și este situat în partea sudică a județului, la 60 km Nord de București, 110 km Sud de Brașov, 70 km Vest de Buzău și 50 km Est de Târgoviște. Este înconjurat de comunele Blejoi (la nord), Târgșoru Vechi (la vest), Barcanesti, Brazi (la sud) și Bucov (la est). Zona periurbană a municipiului cuprinde următoarele comune: Blejoi, Bucov, Berceni, Barcanesti, Târgșoru Vechi, Paulești.

Municipiul Ploiești se află între două mari râuri, primul dintre ele, Prahova spre sud-vest, atingând ușor municipiul prin comuna suburbană Brazi, iar cel de-al doilea, Teleajenul spre nord și est, străbatându-l prin comunele suburbane Blejoi, Bucov și Berceni. Orașul este așezat pe râul Dambu care izvorăște în zona de dealuri a orașului Baicoi, trece prin oraș și prin două comune suburbane și apoi prin comuna Rafov, unde se varsă în Teleajen. Ploieștiul este un important nod de transport, situându-se pe drumurile care leagă capitala București de Transilvania și Moldova.

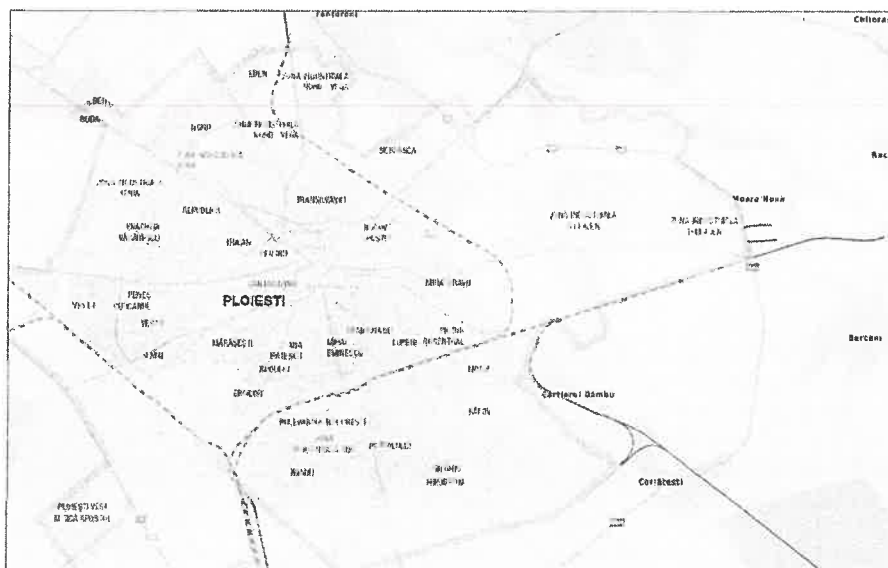


Figura 3. Harta Municipiului Ploiesti

La recensamantul din anul 2011 populatia Municipiului Ploiesti a fost de 209.945 locuitori, cu o densitate de 3.990 locuitori /km².

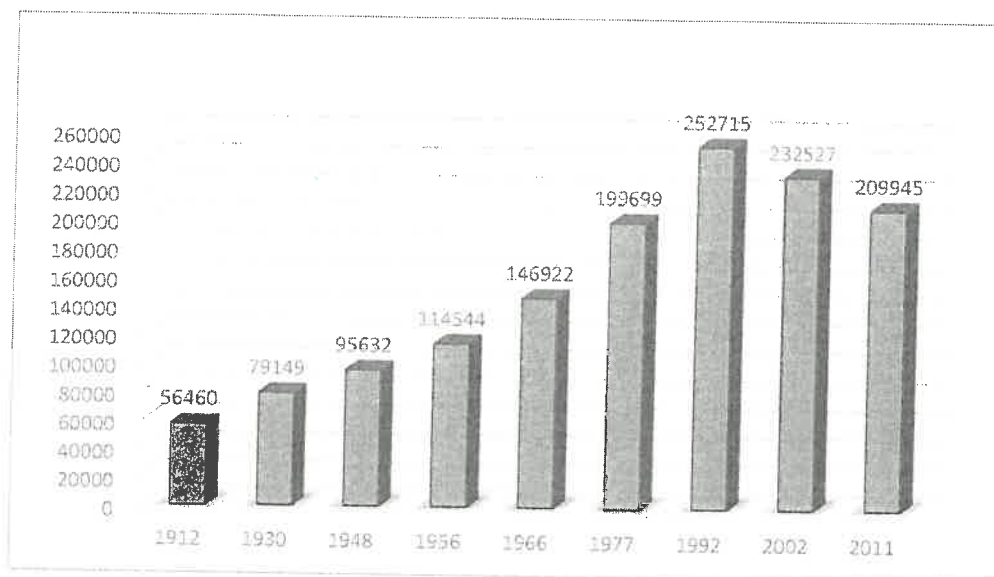


Figura 4. Evoluția populației în municipiul Ploiesti în perioada 1930-2011

Sursa: INS

Domeniul public al Municipiului Ploiesti cuprinde:

- Strazi, poduri, podete, pasaje, pietre publice, targuri si oboare publice, stadion si zonele de agrement;
- Sistemele de alimentare cu energie termica, de alimentare cu apa si canalizare;
- Sistemul de transport public local;
- Statui, monumente (care nu sunt declarate de interes national);
- Locuintele sociale;
- Terenuri si cladiri in care isi desfasoara activitatea institutiile publice de interes local;
- Adaposturi de protectie civila.

Domeniul privat al Municipiului Ploiesti este alcatuit din bunuri aflate in proprietatea Municipiului si care nu fac parte din domeniul public.

Reteaua stradala a Municipiului are o structura radial – concentric si s-a dezvoltat avand la baza rețeaua de drumuri nationale, judetene si comunale care il traverseaza.

Municipiul Ploiesti reprezinta unul dintre cei sapte poli de crestere ai Romaniei, conform politicii polilor de crestere introdusa de MDRAP in 2008 si sprijinita prin Programul Operational Regional. Comparat cu ceilalti poli – Timisoara, Cluj Napoca, Brasov, Constanta, Craiova si Iasi - Ploiesti are cea mai mica marime demografica, insa compenseaza o parte din acest dezavantaj cu o zona peri-urbana bine populata si un judet cu o densitate si proportie a populației urbane crescute. Din punct de vedere al cifrei de afaceri generate, Ploiesti se situeaza pe locul 4 (dupa Constanta, Cluj Napoca si Timisoara), pe fondul unei reveniri sustinute in anii urmatoari crizei economice.

La nivel macroregional, Ploiesti face parte din cea mai mare aglomerare urbana din Romania, formata din triunghiul de orase Bucuresti – Ploiesti – Pitesti. Axa Bucuresti – Ploiesti – Brasov reprezinta de asemenea

o zona de activitate economica intense, atat in prezent, cat si istoric, construind pe ruta bine conturata de schimburile de comert dinspre sudul tarii spre Transilvania.

Industria extragerii si prelucrarii titeiului se afla pe primul loc in topul domeniilor industriale reprezentate in Ploiesti si zona metropolitana, prin activitati legate de fabricarea produselor din prelucrarea titeiului si industria extractiva. In acest sector se evidentiaza Petrotel Lukoil, Rafinaria Petrobrazii si Petrom - Membru OMV Group restul fiind intreprinderi de dimensiuni mici: Rafinaria VEGA Ploiesti, Rafinaria Astra Romana, X-Oil Group, Polynaft).

In ceea ce priveste industria extractiva, cele mai multe intreprinderi desfasoara activitati de servicii anexe extractiei petrolului brut si gazelor naturale. Doar grupul Amromco se remarca in domeniul extragerii gazelor naturale si al petrolului brut, reprezentand cea mai mare companie independenta romaneasca activa in acest sector.

Principalele ramuri industriale dezvoltate in municipiu sunt:

- Industria petroliera:
 - rafinare la: PETROM S.A. Membru OMV Group - Rafinaria PETROBRAZI, PETROTEL - LUKOIL, S.C. Rafinaria „ASTRA ROMANA” S.A. Ploiesti, ROMPETROL Rafinaria VEGA Ploiesti,
 - transport titei si produse petroliere finite prin conducte: S.C. CONPET S.A. Ploiesti, S.C. PETROTRANS S.A. Ploiesti;
 - utilaje de extractie, foraj, chimic si petrochimic: S.C. UPETROM S.A. Ploiesti, S.C. UZTEL S.A. Ploiesti, UZUC S.A. Ploiesti;
 - constructie de pompe si conducte de petrol: S.C. CIPROM S.A. Ploiesti, INSPET S.A. Ploiesti;
 - cercetare si proiectare in domeniul petrolier: IPIOP SA Ploiesti, ICERP S.A. Ploiesti, PETROSTAR S.A. Ploiesti, IPCUP Ploiesti.
 - detergenti: UNILEVER ROMANIA;
 - materiale plastice: S.C. ARPACOR S.A. Bucov;
 - alte produse: S.C. PROGRESUL S.A. Ploiesti.
- Industria constructoare de masini:
 - rulmenti: S.C. TIMKEN S.A. Ploiesti;
 - echipamente de automatizare: AMPLO S.A. Ploiesti.
- Industria alimentara: COCA-COLA, EFES PILSENER, UNILEVER;
- Industria tutunului: BRITISH AMERICAN TOBACCO INVESTMENT;
- Industria constructiilor: INSPET, CONTRASIMEX, CONSTIL, NOVA-CONS, MONTICOR, TIAB;
- Industria IT: ASESOF;
- Industria materialelor de constructie: FEROEMAIL
- Industria textila: DOROBANTUL PLOIESTI, MODEXIM;
- Industria ceramica: BIANCA ROMANIA;
- Industria mobile: ANTECO, INCOCEPT;

Parcul Industrial Ploiesti este un parc industrial detinut integral de statul roman prin Consiliul Judetean Prahova. A fost inaugurat in 2002, iar in prezent se extinde in doua localitati din apropierea Ploiestiului, Mizil si Ciorani.

Alte facilitati existente

Instalatia de tratare mecanico-biologica a deseurilor municipale

Instalatia de tratare mecanico-biologica (MBT) este construita cu finantare POS Mediu 2007-2013, in cadrul proiectului de Management integrat al deseurilor in Judetul Prahova. Instalatia MBT are o capacitate de 147.000 tone/an, este destinata sa acopere judetele Prahova si Buzau si cuprinde doua linii: o linie pentru deseuri cu dimensiune < 80 mm si o linie pentru deseuri cu dimensiune > 80 mm. Deseul ce rezulta in urma procesului, poate deveni combustibil in alte procese - Solid Recoverd Fuel (SRF) / Refused Derived Fuel (RDF).

Fractia organica rezultata este depozitata la Boldesti. In prezent judetul Prahova are doua depozite ecologice, Valeni si Boldesti, din care primul isi atinge capacitatea maxima in urmatoarele 6 luni. Totodata constrangerile legate de tariful la depozitare, care incepand cu 2019 va include taxa AFM de 80 lei/tona depozitata, impun gasirea unor solutii de valorificare energetica a deseurilor viabile tehnic, financiar si legal.

In prezent, Consiliul Judetean investigheaza posibilitatea obtinerii unei finantari din surse norvegiene pentru construirea unei centrale termice care sa preia SRF-ul rezultat din instalatia MBT.

CET Teleajan functioneaza in cartierul Teleajan si a fost construita cu scopul principal de a deservi Rafinaria Teleajan. Centrala are o capacitate de 30 Gcal debit din arderea de cocs si lignit si poate injecta energie termica in sistem la aceasi temperatura si presiune ca CET Brazi. Are doua trepte de incalzire alimentate din cazan: 1 boiler pentru asigurarea sarcinii de baza si 2 boilere care sa asigure sarcina de varf.

2. Scurt istoric privind sistemul de termoficare din municipiul Ploiesti

Serviciul public centralizat de productie – transport – distributie a energiei termice in Municipiul Ploiesti a fost concesionat operatorului S.C. Dalkia Termo Prahova S.R.L., in prezent Veolia Energie Prahova, in anul 2004.

Sistemul existent de alimentare centralizata cu caldura a Municipiului Ploiesti este alcatuit din:

- Sursele de productie a energiei electrice si termice: Centrala Electrica de Termoficare (CET) Brazi si 2 Centrale Termice (CT);
- Sistemul de retele termice primar/de transport, de apa fierbinte, pentru alimentarea cu caldura a consumatorilor din Municipiul Ploiesti, se compune din magistrale si racorduri pentru punctele termice si consumatori. Lungimea totala a traseului retelei termice primare este de 63 km traseu;
- Sistemul de distributie a caldurii este compus din:
 - 86 puncte termice si 36 de module termice apartinand consumatorilor non-casnici;
 - reseaua termica secundara, de la punctele termice la consumatori (cladiri), pentru alimentarea cu caldura si apa calda de consum, cu o lungime totala de traseu de 92,8km;
 - 2 centralele termice de cvartal;
 - reseaua termica aferenta CT de zona;
- Consumatorii casnici si non-casnici.

Numarul de consumatori casnici si non-casnici racordati la SACET Ploiesti in ultimii 3 ani, a evoluat astfel:

Nr.crt.	Specificatie	2015	2016	2017
1	Nr. apartamente bransate in timpul anului (reconectari +apartamente noi)	18	31	16
2	Nr.apartamente debransate in cursul anului /cereri deconectare	186	164	143

3	Nr. de apartamente total bransate la finele anului	55.394	54.291	54.148
4	Grad de bransare consumatori casnici, la finele anului	85,54%	83,81%	83,59%
5	Numar agenti economici bransati in timpul anului /nr.contracte	731	726	735
6	Numar agenti economici debransati in timpul anului	0	0	0
7	Numar agenti economici debransati la finele anului.	0	0	0
8	Numar institutii publice bransate in timpul anului /nr.contracte	59	59	59
9	Numar institutii publice debransate in timpul anului	0	0	0
10	Numar institutii publice debransate la finele anului	0	0	0

Tabel 1. Evolutia numarului de consumatori casnici si non-casnici racordati la SACET Ploiesti

Din tabelul de mai sus, rezulta faptul ca numarul de cereri de debransare este redus si in scadere permanenta. Numarul consumatorilor non-casnici racordati la SACET se mentine aproximativ constant.

Evolutia numarului de consumatori casnici si non-casnici racordati la CT-uri in ultimii 3 ani se prezinta astfel:

Nr.crt.	Specificatie	2015	2016	2017
1	Nr. apartamente bransate in timpul anului	0	0	0
2	Nr.apartamente debransate in cursul anului / cereri deconectare	1	0	0
3	Nr.apartamente total bransate la finele anului	429	419	419
4	Grad de bransare consumatori casnici la finele anului	92,06%	89,91%	89,91%
5	Numar agenti economici bransati in timpul anului	7	7	7
6	Numar agenti economici debransati in timpul anului	0	0	0
7	Numar agenti economici debransati la finele anului.	0	0	0
8	Numar institutii publice bransate in timpul anului	0	0	0
9	Numar institutii publice debransate in timpul anului	0	0	0

Nr.crt.	Specificatie	2015	2016	2017
10	Numar institutii publice debransate la finele anului.	0	0	0

Tabel 2. Evolutia numarului de consumatori casnici si non-casnici racordati la CT-uri

Din tabelul de mai sus rezulta o stabilitate a numarului de consumatori casnici si non-casnici racordati la centralele termice.

Sistemul de alimentare cu caldura al Municipiului Ploiesti are urmatoarele caracteristici:

- este un sistem centralizat;
- consumatorii de caldura alimentati sunt consumatori urbani, instituti publice, precum si o serie de consumatori industriali. Acestia sunt consumatori de caldura pentru incalzire si apa calda de consum (a.c.c.);
- sub aspectul agentului termic utilizat, acesta este: apa fierbinte in reseaua termica primara si apa calda in reseaua termica secundara;
- interfata intre consumatorii din sistemul de transport si cei din sistemul distributie a caldurii se face in doua feluri:
 - prin punctele termice centralizate, cu asigurarea interfetei intre reseaua termica primara de apa fierbinte si retelele termice secundare pentru incalzire si apa calda de consum, care fac legatura fizica intre puncte termice si consumatori (cladiri);
 - prin modulele termice care asigura interfata intre reseaua termica primara si instalatiile consumatorilor (cladirile); in acest caz, reseaua interioara a cladirilor are rolul retelei termice secundare clasice, existenta in cazul punctelor termice;
- din punctul de vedere al sistemului de transport a caldurii, sistemul de alimentare cu caldura al Municipiului Ploiesti se caracterizeaza prin:
 - sistemul de retele termice de transport preponderent bitubular inchis (tur/retur) cu aceleasi diametre pe tur si respectiv retur, existand si magistrale formate din 3 conducte (2 tur+1 retur) si 4 conducte (2 tur +2 retur);
 - sistemul de retele termice de distributie este bitubular inchis (tur/retur) cu aceleasi diametre pe tur si retur, in cazul incalzirii, si bitubular deschis (tur apa calda de consum/retur pentru recircularea a.c.c.), in cazul a.c.c.;
- sub aspectul configuratiei retelelor termice:
 - sistemul de retele de transport este de tip radial (arborescent), cu bretele de legatura cum sunt cele dintre magistralele;
 - sistemul de retele de distributie de tip radial, atat in cazul incalzirii, cat si al a.c.c.;
 - din punctul de vedere al amplasarii retelelor termice primare si de distributie/secundare:
 - retele termice primare, in proportie de circa 63%, sunt amplasate subteran, iar restul de circa 37% sunt amplasate aerian;
 - retele termice secundare sunt integral amplasate subteran.

- sub aspectul tipului surselor de caldura, sistemul de alimentare cu caldura al Municipiului Ploiesti are doua tipuri de surse de productie a caldurii:

- o centrala electrica de cogenerare – CET Brazi;
- 2 CT-urificare alimentand centralizat zona arondata de consumatori, pentru incalzire si a.c.c.

- CET Brazi utilizeaza drept combustibil de baza gazele naturale si in cazuri exceptionale pacura usoara. Cele 2 CT-uri consuma numai gaze naturale;
- CET Brazi este alimentata cu gaze naturale din retea de transport, avand pretul cu circa 200 lei/1.000mc mai scazut decat pretul gazelor naturale din sistemul de distributie din care se alimenteaza consumatorii pentru aragazuri si centrale termice individuale, acolo unde acestea exista. Acest aspect a condus la un pret al energiei termice comparabil cu cel al energiei termice produse in centralele de apartament si ca atare un grad mare de bransare a apartamentelor din Ploiesti la SACET.

B. SITUATIA ACTUALA A ALIMENTARII CU ENERGIETERMICA IN MUNICIPIUL PLOIESTI

1. Sursa de energietermicasielectrica CET Brazi

CET Brazi este amplasata in afara Municipiului Ploiesti, in comuna Brazi, in partea de nord a platformei industriale Brazi, in apropierea DN 1 si are ca vecini:

- la nord si est DN 1 Bucuresti-Ploiesti;
- la vest R.A. Apele Romane Filiala Filipesti - Sistem Hidrotehnic Brazi si Energoconstructia S.A. Filipesti Brazi;
- la sud si sud-est S.C. Petrobrazi S.A.

Centrala produce energia electrica si termica in regim de cogenerare, folosind drept combustibil gaze naturale si in cazuri exceptionale pacura cu continut redus de sulf. In prezent centrala asigura in principal alimentarea cu energie termica sub forma de apa fierbinte a sistemului de termoficare din Municipiul Ploiesti, care cuprinde punctele termice urbane si cele ale consumatorilor industriali din zonele de Nord, Vest, Malu Rosu, Centru, Sud, Democratiei si Calea Bucuresti.

Capacitatile de productie din CET Brazi existente in prezent sunt urmatoarele:

- 2 cazane de abur energetic de cate 420 t/h fiecare (C5, C6);
- 1 cazan de apa fierbinte de c100 Gcal/h (CAF1);
- 2 turbogeneratoare cu condensatie si prize reglabile de 105 MW (TA5, TA6);
- 1 turbogenerator cu contrapresiune de 50 MW (TA7) - actualmente in conservare;
- 1 turbina cu gaze si cazan recuperator, avand puterea electrica de 26MWe si puterea termica de 36,1 MWt;
- 1 motor termic avand putere electrica de 1,03 MWe si putere termica de 1,255 MWt;
- 1 cazan de abur: debit abur 6 t/h; presiune de 8 bar si temperatura de 1750 C;
- 1 cazan de abur: debit abur 6 t/h; presiune de 12 bar si temperatura de 1750 C.

Parametrii actuali disponibili ai cazanelor de abur de 420 t/h la functionarea cu combustibil de baza (gaz metan) sunt cei nominali iar randamentul acestora este de 92 %.

Cazanele 5 si 6 nu respecta cerintele prevazute in Directiva 2010/75/CE. La cazanul nr. 5 au fost montate arzatoare cu NOx redus, dar valoarea concentratiei NOx pe care acestea o pot realiza sunt peste valoarea maxim admisa incepand cu 01.01.2016.

Turbogeneratoarele nr. 5 si 6 sunt in stare buna de functionare, la parametri nominali, iar turbogeneratorul nr. 7 este in conservare. In tabelul de mai jos se prezinta principalele date privind anii punerii in functiune, duratele totale si medii anuale de functionare, pentru fiecare echipament energetic de baza.

Agregatul	CAE5	CAE6	CAE7	TA5	TA6	TA7	TG	CAF1	CAF2
Anul PIF	1973	1972	1978	1973	1973	1978	2010	1971	1974
Durata totala de functionare de la PIF (ore)	234.557	207.061	117.287	223.735	206.250	123.116	42.748	Retras din exploatare 20.02.2009	52.933
Anul ultimei RK (re tehnologizare)	2007	2004	2005	2017	2007	-	2015		2017 si 2018
Durata totala de functionare de la ultimul RK (ore)	39.552	31.857	8.192	1.812	24.250		20		18.460
Durata medie anuala de functionare de la PIF pana la 30.12.2017 (ore/an)	3.490	1.513	Retras din exploatare 28.02. 2013	3.320	1.147	0	18.460		20

Tabel 3. Principalele date privind anii punerii in functiune, duratele totale si medii anuale de functionare, pentru fiecare echipament energetic de baza

Din datele prezentate mai sus rezulta urmatoarele concluzii:

- Echipamentele termomecanice, cazanele energetice (CAE) si turbinele cu abur (TA) inregistreaza un numar mare de ore de functionare, astfel ca pentru anumite parti ale acestora durata de viata este expirata (cel putin conductele de abur viu si apa de alimentare, precum si alte componente care se stabilesc in urma expertizei tehnice specific). De notat ca, desi CAE 7 si TA7 au un numar mai redus de ore de functionare, ele au fost retrase din exploatare, ceea ce arata ca au fie probleme tehnice, fie amplasamentul lor la capatul barelor colectoare de abur viu si apa alimentare impune inlocuirea in totalitate a acestor conducte. Aceasta presupune costuri foarte ridicate raportat la numarul redus de ore de functionare pe care ar trebui sa le realizeze pentru acoperirea curbei de sarcina termica.
- Cazanul de apa fierbinte nr.2 a fost reparat capital in anii 2017-2018, deci in prezent are o stare tehnica buna, dar nu realizeaza nivelul limita admis al concentratiilor de emisii NOx.
- Cheltuielile de reabilitare a cel putin unui grup energetic, in vederea prelungirii duratei de viata si incadrarii in valorile emisiilor stabilite de catre Directiva 2010/75/CE, respectiv Legea 278/2013, sunt destul de mari si dificil de asigurat.
- Curba de consum de energie termica va fi dificil de acoperit in urmatoorii 5 ani fara investitii majore in sursele de productie a energiei in cogenerare (reabilitarea celor existente sau surse noi);

Schema termica a CET Brazi este realizata cu o bara colectoare de abur viu comuna pentru cazanele C5, C6, C7 din care pot fi alimentate oricare dintre turbinele TA5, TA6, TA7; in prezent CAE 7 si TA7 sunt retrase din exploatare. Pentru consumul intern al centralei exista statii de reducere racire care asigura abur pentru patru bare colectoare de abur la presiunea de 1,2 bar, 7 bar, 13 bar si 35 bar.

Instalatiile termice de varf, boilere de varf (BV) sau CAF, asigura consumurile de caldura pentru perioadele de varf de consum care depasesc temporar capacitatile de productie ale turbinelor. Schema termica pe parte de apa fierbinte este deosebit de elastica, avand cate doua colectoare pentru tur si retur, oferind astfel consumatorilor un grad sporit de siguranta.

De asemenea, in cadrul acestei scheme, boilerele de baza si cele de varf pot functiona in diferite regimuri parțiale sau totale, independent sau impreuna, in functie de cerintele de furnizare, oferind multiple posibilitati de optimizare a schemei de functionare. Din punct de vedere al regimurilor hidraulice impuse in alimentarea cu apa fierbinte a consumatorilor, schema prevede utilizarea independenta sau simultana a doua trepte de pompare.

In concluzie, schema termica a CET Brazi permite o elasticitate si o siguranta sporita in alimentarea consumatorilor. De asemenea, prin constructia turbinelor existente (2 turbine cu condensatie si prize reglabile) se poate asigura o mare elasticitate in functionare din punct de vedere al asigurarii simultaneitatii cererilor momentane de caldura si energie electrica. In perioada de vara, necesarul de energie termica este asigurat de turbina cu gaze si cazan recuperator, precum si de motorul termic. Echipamentele asa cum am aratat au vechime mare si deci mai au durata de viata redusa.

Productiile de energie termica si electrica realizate in CET Brazi in ultimii 3 ani, sunt urmatoarele:

Productii realizate	UM	2015	2016	2017
Energia termica livrata la gard, din care:	Gcal/an	685.684,8	677210.5	664.097
- din cogenerare	Gcal/an	661.668,8	650252.5	641.556,2
- din surse de varf (Caf-uri)	Gcal/an	24.016	26.958	18.782
Energia termica vanduta direct din rețeaua de transport	Gcal/an	40.496,09	36.273,56	31.814,94
- consumatori casnici	Gcal/an	30,96	34,06	40,26
- agenti economici	Gcal/an	31.715,1	27.487,76	23.370,32
- institutii publice	Gcal/an	8.750,03	8.751,75	8.404,36
Energia termica intrata in PT	Gcal/an	444.465	447.832,7	469.989,1
Energie termica vinduta din rețeaua secundara	Gcal/an	423.679	410.481	435.046,9
- consumatori casnici	Gcal/an	393.378,4	380.698,3	403.333,7
- agenti economici	Gcal/an	13.308,27	13.200,76	14.255,45
- institutii publice	Gcal/an	16.992,25	16.581,87	17.457,76
Consum de energie termica consumatori casnici	Gcal/ap.si an	7,1	7,01	7,45
Energie electrica produsa	MWh/an	453.722	443.599	460.571

Productii realizate	UM	2015	2016	2017
Energie electrica vanduta	MWh/an	395.100	386.704	401.247
Consum combustibil, din care:	Tcc	207.562	206.199	212.770
- gaze	Smc	176.156	171.358	177.163
	Tcc	207.562	203.646	209.356
- pacura	tone	0	1.850	2.490
	Tcc	0	2.553	3.414
Eficienta globala	%	74,06	73,37	71,00
Pierderi de caldura	Gcal/an	240.523,3	230.988	197.2389
	%	35,08	34,11	29,87
- in retea primara	Gcal/an	200.723,8	193104.2	158,534,1
	%	29,27	28.51	24,01
- in retea secundara	Gcal/an	39.799,53	37.883,4	38.704,8
	%	5,8	5,59	5,86
Cantitate de apa de adaos:	t/an	674.886	566.136	497.970
- in retea primara	t/an	644.447	539.395	469.579
	% din volum retea	3,25	2,73	2,40
- in retea secundara	t/an	30.439	26.741	28.390
	% din volum retea	2,3	2,0	2,1

Tabel 4. Productiile de energie termica si electrica realizate in CET Brazi

Din analiza datelor de exploatare rezulta urmatoarele concluzii:

- Cantitatea de energie termica produsa (livrata la gard) a scazut anual ca urmare a reducerii pierderilor de energie termica in retelele termice; in anul 2017 pierderile au scazut comparativ cu anul 2015 cu 5,24%, scadere apreciabila, care din punct de vedere cantitativ reprezinta 42.190 Gcal, adica echivalentul consumului a unui numar de 5.663 apartamente (la un consum de energie termica de 7,45 Gcal/apartament, realizat in anul 2017).
- Consumul de energie termica aferent fiecarui apartament a crescut de la 7,10 Gcal/an in anul 2015 la 7,45 Gcal/an in anul 2017, crestere justificata prin cresterea numarului de grade-zile, indicator care sta la baza necesarului de energie termica.

Evolutia numarului de grade -zile este urmatorul:

An	Numar grade- zile
2015	2.751,4
2016	2.893,8
2017	3.038,2

Tabel 5.Evolutia numarului de grade –zile

- Cantitatea de energie termica consumata atat de consumatorii casnici cat si de cei non-casnici a crescut ca urmare a cresterii numarului de grade-zile in perioada in care trebuie sa se asigure incalzire.
- In perioada 2015-2017, Cantitatea de energie electrica produsa in cogenerare a crescut cu 3,7%, iar energia termica a scazut cu 3,0%, in timp ce cantitatea de energie termica produsa in surse de varf a scazut semnificativ si anume cu 21,8%, ceea ce demonstreaza preocuparea pentru producerea energiei in cogenerare. De remarcat faptul ca intreaga reducere a cantitatii de energie termica produsa se datoreaza exclusiv reducerii pierderilor in retelele termice, consumul aferent atat consumatorilor casnici cat si non-casnici crescand in intervalul 2015-2017.
- Eficienta globala a sistemului de cogenerare in toti cei 3 anii a depasit valoarea de 70% impusa de Directiva 2012/27/CE pentru cogenerarea de inalta eficienta, astfel ca intreaga cantitate de energie electrica s-a calificat pentru obtinerea bonusului de cogenerare.
- Pierderile de caldura in retele termice primare au scazut intre 2015 si 2017 cu peste 5%, in timp ce in retelele secundare pierderile de energie termica s-au mentinut relativ constante.
- Pierderile de fluid/agent termic in reseaua primara au scazut de la 3,25 % din volumul conductelor in anul 2015 la 2,4 % din volumul conductelor in 2017, desi nu s-au executat lucrari de reabilitare/reparatie a conductelor.
- Pierderile de fluid in retele termice secundare, care sunt in fapt conductele de distributie energie termica pentru incalzire, s-au mentinut relativ constante.

2. Centralele termice

Cele doua centrale termice existente CT Bucov si CT 23 August au fost modernizate si au in componenta urmatoarele echipamente:

- cazane pentru apa calda 90/70 °C, functionand pe gaze naturale;
- schimbatoare de caldura cu placi de otel inox;
- vas de expansiune a apei, vas inchis cu membrana si perna de azot, fara contact intre agentul termic si aer, solutia ducand la diminuarea proceselor de coroziune;
- pompe cu protectie electronica (inclusiv pentru functionarea in 2 faze).

Caracteristicile celor 2 centrale sunt urmatoarele:

Centrala termica de cvartal	Anul PIF	Anul modernizarii	Puterea instalata		Apartamente racordate la 31.12.2017 (nr.)	Lungime retea secundara (km)
			Gcal/h	MWth		
CT Bucov	1972	1999	2,4	2,79	288	0,23
CT 23 August	1960	1999	1,0	1,16	131	0,27

Tabel 6. Caracteristici CT-uri

Centralele termice sunt complet automatizate, iar reglajul este calitativ. Energia termica distribuita este integral contorizata, inclusiv la consumatori.

Cantitatile de energie termica produsa si vanduta din centrale termice in ultimii 3 ani sunt urmatoarele:

Date privind CT	UM	2015		2016		2017	
		CT Bucov	CT 23 August	CT Bucov	CT 23 August	CT Bucov	CT 23 August
Energie termica produsa	Gcal/an	1923	1015	1950	1045	2167	1095
Cantitatea de energie termica vanduta pentru incalzire	Gcal/an	1225	813	1260	826	1373	882
	Gcal ap.an	4,75		4,97		5,38	
Cantitatea de energie termica vanduta sub forma de apa calda de consum	Gcal/an	609	141	596	144	595	146
	Gcal/ap.an	1,75		1,77		1,77	
Consum energie termica anual pe apartament	Gcal/ap.an	6,50		6,74		7,15	
Consum de gaze naturale	Mii Smc	404,94		407,04		467,31	
	Tcc	480,26		479,65		552,27	
Randament brut productie energie termica	%	87,39		89,2		84,38	
Pierderi energie termica in retele termice aferente CT-uri cvartal	Gcal/an	89	61	94	75	199	67
	%	4,63	6,01	4,82	7,18	9,18	6,12
Cantitatea de apa de adaos in retele termice aferente CT-uri	t/an	121		17		145	

Tabel 7. Cantitatile de energie termica produsa si vanduta din centrale termice in ultimii 3 ani

Din analiza datelor de mai sus rezulta ca:

- Randamentul de producerea energiei termice in cele doua CT este 87,39% si respectiv 84,39%, valori realiste tinand seama de regimul in care functioneaza cazanele in perioada de vara (circa 4.500 ore/an) si anume la sarcini scazute si cu numar mare de opriri si porniri.
- Pierderile in retele termice secundare aferente centralelor termice se incadreaza in limitele normale.
- Cantitatea de apa de adaos in retele termice aferente centralelor termice este relativ normala in anii 2015 si 2017, dar scazuta in anul 2016, cu circa 50% sub norma, ceea ce conduce la concluzia ca aceste cantitati nu sunt corecte.
- Consumul de energie termica pentru incalzire corespunde numarului de zile- grade, care in perioada 2015-2017 a prezentat crestere in fiecare an fata de anul anterior.

3. Punctele termice

Din SACET Ploiesti sunt alimentate un numar de 118 puncte termice si 61 module termice, din care 86 de puncte termice si 36 module termice se afla in exploatarea operatorului concesionar, restul fiind exploatare de catre detinatorii-operatori economici si institutii publice.

Din cele 86 PT-uri urbane existente sunt alimentati consumatorii de caldura urbani - in prezent sunt racordate 54.148 apartamente. Din cele 36 PT-uri/MT-uri industriale existente sunt alimentati consumatorii industriali.

Majoritatea punctelor termice urbane sunt cu racordare indirecta a instalatiilor de incalzire si 2 trepte serie pentru prepararea a.c.c.

Punctele termice au fost modernizate realizandu-se: instalarea de schimbatoare de caldura cu placi, introducerea pompelor de circulatie cu turatie variabila pentru incalzire, instalatii de automatizare, reglatoare de presiune diferentiala, masura-control si contoare la nivelul punctelor termice pentru a.c.c. si pentru incalzire.

Punctele termice sunt echipate cu dulapuri de comanda si automatizare.

4. Sistemul primar de retele termice de apa fierbinte

Sistemul primar de transport a agentului termic (apa fierbinte) este de tip arborescent. Componentele de baza ale sistemului sunt magistralele de termoficare, fiecare avand ramificatii si racorduri pana la cele 86 puncte termice urbane si la cele 36 puncte/module termice industriale de la care se face distributia energiei termice la consumatorii aflati in Municipiul Ploiesti.

Retelele primare, in lungime totala de conducte de cca. 151,533 km (cu 2, 3 sau 4 conducte), sunt in amplasare supraterana (cca.37%) si in amplasare subterana (cca.63%), in canale vizitabile sau nevizitabile.

Retelele primare sunt compuse din conducte de otel, cu diametre cuprinse intre Dn 1.000 si Dn 50, izolate cu saltele din vata minerala protejate cu tabla neagra sau zincata (pentru conductele in amplasare aeriana) sau protejate cu 2 straturi din impaslitura din fibre de sticla bitumata (pentru conductele montate in canale termice).

Magistrala de termoficare care asigura transportul energiei termice din CET Brazi la F25 (NS) este compusa din 4 conducte (2 tur + 2 retur), cu Dn 700÷Dn1000, in lungime de cca. 5.380 m traseu aerian (exceptie zone subtraversari DN1A). Din aceasta magistrala se ramifica celelalte magistrale care transporta agentul primar pina la punctele/modulele termice amplasate in principalele zone de consum: **Centru, Democratiei, Sud, Castor, Ienachita, Malu Rosu, Vest, 9 Mai, Nord, Republicii, Mihai Bravu, Bucov – Obor, Calea Bucuresti, Depou CFR.**

Sistemul de transport al energiei termice se compune din:

- Retea de transport intre CET Brazi- F25, traseu aerian, cu lungime de 4,13 km, compusa din 3 conducte: doua conducte cu Dn700 mm + 1x Dn900 mm + o conducta cu Dn1000 mm ;
- Retea de transport intre F25-F33, traseu aerian , cu lungime de 1,25 km, compusa din 4 conducte: doua conducte cu Dn700 mm + doua conducte cu Dn900 mm;

Din aceasta retea se ramifica celelalte magistrale care transporta agentul primar pana la punctele/modulele termice amplasate in principalele zone de consum.

Aceste magistrale sunt:



- Magistrala I Vest - Nord, traseu aerian si subteran, in lungime de 4,2 km, compusa din 3 conducte: doua conducte cu Dn700 mm+o conducta cu Dn1000 mm;
- Magistrala II Sud, traseu aerian cu lungime de 4,5, compusa din 3 conducte : doua conducte cu Dn500 mm+o conducta cu Dn700 mm;
- Magistrala III Vest (Malu Rosu), traseu subteran, cu lungime 4,1 km, compusa din 2 conducte cu Dn600 mm;
- Magistrala IV Centru, traseu subteran, cu lungime de 3,6 km, compusa din 2 conducte: doua conducte cu Dn500 mm;
- Magistrala V Mihai Bravu, traseu subteran, lungime de 3,5 km, compus din 4 conducte: 2 conducte cu Dn500 mm pe o lungime de 2,3 km si doua conducte cu Dn300 mm pe o lungime de 1,2 km;
- Magistrala VI Vest, traseu subteran, cu lungime de 2,7 km, compusa din 2 conducte cu Dn600mm.

Intre aceste magistrale de termoficare principale, exista legaturi care permit asigurarea alimentarii consumatorilor in conditii de siguranta si eficienta. Ramificatiile si racordurile la punctele termice au diametre cuprinse intre Dn 50 si Dn 300.

Sistemul de conducte de transport prezinta deteriorari ale izolatiei conductelor din cauza lipsei tablei la conductele amplasate aerian sau din cauza inundarii canalelor termice la conductele amplasate subteran. Totodata, chiar in zonele in care izolatia termica nu a fost deteriorata, ca urmare a vechimii si-a pierdut calitatile de izolare; durata de viata a vatei minerale este de 20 de ani. Ca urmare se impune inlocuirea/reabilitarea retelelor primare, in vederea reducerii pierderilor de caldura si a celor de agent termic. S-au efectuat lucrari de reabilitare pe tronsoanele aferente conductelor magistrale amplasate aerian, respectiv de refacere a izolatiei termice si montarea tablei de protectie a izolatiei.

De asemenea, s-au efectuat lucrari de reparatii capitale, in general pe racordurile punctelor termice, in zonele in care au fost avarii/spurgeri repetate de conducte utilizandu-se conducte preizolate montate in pamant. Lungimea conductelor inlocuite pana in prezent este de 35,754 km, din care 15,614 km conducte noi pentru racorduri module termice si 20,140 km conducte reabilitate.

Activitatile de reparatii realizate in ultimii ani au inlaturat o parte importanta a punctelor slabe, dar aspectele de uzura fizica si morala a conductelor conduc la valori relativ ridicate ale pierderilor de caldura.

De asemenea lipsa unui sistem de monitorizare si control al retelei primare, a condus la imposibilitatea interventiei in timp real pentru eliminarea deficientelor, ca urmare a depistarii greoaie a locului avariei.

Din punct de vedere al diametrelor si lungimilor conductelor ce compun retea primara/transport si a conductelor reabilitate situatia se prezinta astfel:

Diametrul nominal (mm)	Lungime retea primara/conducta(m)	*Lungime retea primara ne-reabilitata (m)	Lungime retea primara reabilitata (m)
Dn25	370	160	210
Dn32	340	0	340
Dn40	270	0	270
Dn50	4370	870	3500
Dn65	1310	200	1110

Dn80	5016	1030	3986
Dn100	4732	1210	3522
Dn125	7229	1564	5665
Dn150	22611	14526	8085
Dn200	20169	17115	3054
D n250	8504	6596	1908
Dn300	12186	8866	3320
Dn350	352	352	0
Dn400	7656	6872	784
Dn500	18224	18224	0
Dn600	11376	11376	0
Dn700	15116	15116	0
Dn800	1560	1560	0
Dn900	6013	6013	0
Dn1000	4129	4129	0
Total	151.533	115.779	35.754

Tabel 8. Diametrele si lungimile conductelor ce compun retea primara/transport

5. Sistemul secundar de retele termice de apa fierbinte

Sistemul secundar de distributie aferent celor 86 PT, in lungime totala de conducte de circa 353,45 km respectiv 92,8 km de traseu, este compus din 3 sau 4 conducte (2 de incalzire si 1 de a.c.c. –in general lipseste conducta de recirculare care este montata doar in cazul retelor reabilitate in solutie preizolata). Diametrele retelor ce compun sistemul secundar sunt cuprinse intre Dn 25 si Dn 200. Principalele probleme ale sistemului secundar/de distributie constau in:

- lipsa sistemelor de monitorizare a starii conductei. In consecinta este dificila identificarea rapida si usoara a zonelor in care exista spurturi;
- nu exista in toate cazurile conducte de recirculatie a a.c.c. In consecinta, in zonele unde lipseste recirculatia, serviciul de alimentare cu apa calda de consum acolo nu este de calitate corespunzatoare;
- izolatia termica a conductelor nereabilitate este realizata din vata minerala, protejata cu folie de polietilena sau carton asfaltat, cu durata de viata intre 22 si 52 de ani. In mare parte aceasta si-a pierdut proprietatea de izolare.

Pentru remedierea deficientelor s-au efectuat lucrari de reabilitare a retelor secundare in proportie de circa 50%, utilizandu-se conducte preizolate; finantarile au provenit de la BERD si din surse proprii ale operatorului.

C. EVALUAREA SITUAȚIEI DIN PUNCT DE VEDERE AL RESPECTĂRII CERINTELOR DE MEDIU

1. Conformarea cu legislația de mediu

În ceea ce privește poluarea aerului, poluanții vizati sunt în dioxizii de sulf, oxizii de azot și pulberile. Emiterea acestor poluanți în atmosferă este reglementată prin Directiva 2012/75/CE, referitoare la limitarea emisiilor de poluanți provenite de la instalațiile mari de ardere. Legea 278/2013 privind emisiile industriale prevede la secțiunea 3-a valorile limita ale concentrațiilor emisiilor provenite din instalații mari de ardere.

Directiva 75/2010/CE privind emisiile industriale (prevenirea și controlul integrat al poluării) modifică unele directive printre care și Directiva 2001/80/CE a Parlamentului European și a Consiliului din 23 octombrie 2001 privind limitarea emisiilor în atmosferă a anumitor poluanți provenind de la instalații de ardere de dimensiuni mari și Directiva 2008/1/CE a Parlamentului European și a Consiliului din 15 ianuarie 2008 privind prevenirea și controlul integrat al poluării. Modificarea acestor directive este motivată de necesitatea prevenirii, reducerii și, pe cât posibil, eliminării poluării provenind din activitățile industriale, în conformitate cu principiul „poluatorul plătește” și cu principiul prevenirii poluării, fiind necesar să se stabilească un cadru general pentru controlul principalelor activități industriale, acordând prioritate intervențiilor la sursă, asigurând o gestionare prudentă a resurselor naturale și ținând seama, atunci când este necesar, de situația economică și de caracteristicile locale specifice amplasamentului unde se desfășoară activitatea industrială.

În conformitate cu această directivă au fost stabilite, pentru instalațiile care intra sub incidența Directivei 2003/87/CE de stabilire a unui sistem de comercializare a cotelor de emisie de gaze cu efect de seră în cadrul Comunității, începând cu anul 2016, noi valori limita pentru emisiile directe de gaze cu efect de seră. Aceste valori sunt specificate în anexa I la respectiva directivă.

La art.30 alin(2), Directiva prevede ca toate autorizațiile acordate instalațiilor care cuprind instalații de ardere cărora li s-a acordat o autorizație înainte de 7 ianuarie 2013 sau ai caror operatori au depus o solicitare completă de autorizare înainte de data respectivă, cu condiția ca astfel de instalații să fie puse în funcțiune cel târziu la 7 ianuarie 2014, să includă condiții care au drept obiectiv garantarea faptului ca emisiile în aer provenind de la aceste instalații nu depășesc valorile limita de emisie prevăzute în anexa V partea 1.

În tabelul de mai jos sunt prezentate valorile maxim admise (VLE) conform prevederilor Anexei V partea 1 și al Legii 278/2013, Anexa 5, partea 1, care sunt precizate în Autorizația integrată de mediu nr. PH-28/10.01.2018 pentru emisii de gaze evacuate din instalațiile de ardere din CET Brazi.

Putere termica	Perioada de respectare valori emisii	Substanta poluanta	VLE (la un continut de 3 % O ₂ in gazele reziduale) (mg/Nmc) Gaze naturale	VLE (la un continut de 6 % O ₂ in gazele reziduale) (mg/Nmc) Pacura	VLE (la un continut de 3 % O ₂ in gazele reziduale) (mg/Nmc) Mixt(multiplu)	Valori realizabile in prezent de catre instalatiile existente (mg/Nmc) Gaze naturale
IMA 1 Cos cazane 5,6 si 7(retras din exploatare) Focare alimentate cu gaze naturale si pacura	Incepand cu 01.01.2016	Pulberi	5	25	Valoarea maxim admisa se calculeaza conform art.40 al Directivei 2010/75/CE	1
		SO ₂	35	250	Valoarea maxim admisa se calculeaza conform art.40 al Directivei 2010/75/CE	< 20
Putere termica insumata cazane in functiune 572 MWt		NO _x	100	200	Valoarea maxim admisa se calculeaza conform art.40 al Directivei 2010/75/CE	298
IMA 3 (CAF2) Focar alimentat cu gaze naturale	Pana la data de 31.12.2022	pulberi	5	50/100*	Valoarea maxim admisa se calculeaza conform art.40 al Directiva 2010/75/CE	0,857

Putere termica	Perioada de respectare valori emisii	Substanta poluanta	VLE (la un continut de 3 % O ₂ in gazele reziduale) (mg/Nmc) Gaze naturale	VLE (la un continut de 6 %O ₂ in gazele reziduale) (mg/Nmc) Pacura	VLE (la un continut de 3 % O ₂ in gazele reziduale) (mg/Nmc) Mixt(multiplu)	Valori realizabile in prezent de catre instalatiile existente (mg/Nmc) Gaze naturale
si pacura)		SO ₂	35	1700	Valoarea maxim admisa se calculeaza conform art.40 al Directivei 2010/75/CE	< 20
Putere termica: 116,3 MWt		NO _x	300	450	Valoarea maxim admisa se calculeaza conform art.40 al Directivei 2010/75/CE.	137
IMA 4 Cazan recuperator (turbina cu gaze)		Pulberi	5	25	Valoarea maxim admisa se calculeaza conform art.40 al Directivei 2010/75/CE.	0,857
Putere termica: 74,9 MWh	Dupa 31.12.2022	SO ₂	35	250	Valoarea maxim admisa se calculeaza conform art.40 al Directivei 2010/75/CE.	< 20
		NO _x	100	200	Valoarea maxim admisa se calculeaza conform art.40 al Directivei 2010/75/CE.	137

Putere termica	Perioada de respectare valori emisii	Substanta poluanta	VLE (la un continut de 3 % O ₂ in gazele reziduale) (mg/Nmc) Gaze naturale	VLE (la un continut de 6 % O ₂ in gazele reziduale) (mg/Nmc) Pacura	VLE (la un continut de 3 % O ₂ in gazele reziduale) (mg/Nmc) Mixt (multiplu)	Valori realizabile in prezent de catre instalatiile existente (mg/Nmc) Gaze naturale
	Incepand cu 01.01.2016	NO _x	50-70	-		65
		CO	100	-		0,929

Tabel 9. Valorile maxim admise precizate in Autorizatia integrata de mediu nr. PH-28/10.01.2018 pentru emisii de gaze evacuate din CET Brazi

Autorizatia integrata de mediu prevede pentru instalatia mare de ardere 1 (IMA 1), in conformitate cu prevederile Legii 278/2013 privind emisiile industriale, art.30, alin.(10), o derogare de la obligatia respectarii valorilor limita a emisilor de SO₂, NO_x si pulberi in cazul utilizarii pacurii, adica " *in situatia in care o instalatie de ardere care foloseste numai combustibil gazos trebuie sa recurga, in mod exceptional, la utilizarea acestor combustibili din cauza intreruperii neasteptate a aprovizionarii cu gaz, si prin urmare, ar trebui da fie dotata cu un sistem de purificarea gazelor de ardere.*"

Perioada pentru care se acorda derogarea, conform aceluasi articol de lege, alin.(11) "nu trebuie sa depaseasca 10 zile, cu exceptia cazului in care exista o necesitate imperioasa de a mentine alimentarea cu energie". Este inclus in Planului National de Tranzitie pana la 31.12.2022.

De asemenea, la emiterea autorizatiei integrate de mediu, Agentia pentru Protectia Mediului Prahova a impus obligatia realizarii lucrarilor de inlocuire a instalatiilor de ardere la cazanul nr.5, conform urmatorului program:

- lucrari constructii-montaj: octombrie 2017;
- probe tehnologice si punere in functiune: aprilie 2018.

Aceste termene nu au fost respectate; pana in prezent nu a fost contractata executia lucrarilor.

Pentru IMA 3 s-a obtinut derogare pana 31.12.2022, conform Legii 278 privind emisiile industriale, art.35 (depunerea declaratiei operatorului). Aceasta instalatie poate functiona, dar cu respectarea valorilor limita ce au fost obligatorii pana la 31.12.2017, valori pe care CAF 2 le poate realiza avand montata instalatie de ardere corespunzatoare.

Pentru IMA 4, valorile maxime admise sunt de 15% continut de O₂ in gazele de ardere.

Valorile precizate mai sus trebuie respectate dupa cum urmeaza :

- Valoarea NO_x de 75 mg/Nmc se aplica pentru turbinele cu gaz unde eficienta este determinata in conditii de baza:
 - turbine cu gaz utilizate in sisteme combinate de productie a energiei termice si electrice, cu eficienta totala mai mare de 75% (este situatia actuala de functionare a turbinei cu gaze).
 - turbine cu gaz utilizate in instalatii cu ciclu combinat cu eficienta totala medie anuala mai mare de 55% (situatia turbinei dupa montarea unei turbine cu abur de 2 MW destinata aburului produs in cazanul recuperator).
- Valorile precizate mai sus in tabel sunt valori limita pentru NO_x si CO si se aplica doar la o incarcare de peste 70%.

Din analiza comparativa a valorilor limita ce trebuie respectate conform cu prevederile Directivei 2010/75/CE si a Legii 278/2013 Sectiunea 3 - Valori-limita de emisie, rezulta ca nici cazanele de abur 420 t/h si nici CAF 100 Gcal/h nu respecta aceste valori; cu toate acestea, CAF 2 poate functiona fiind cuprins in Planului National de Tranzitie pana la finele anului 2022.

In aceasta situatie, sursele de productie a energiei termice ce mai pot functiona in iarna 2018-2019 sunt CAF 2, turbina cu gaze si motorul termic, deci, incepand cu aceasta iarna este problematic asigurarea necesarului de energie termica al Municipiului Ploiesti. In acest caz trebuie ca in regim de urgenta sa se execute lucrari de conformare la cazanul de abur nr. 5 de 420 t/h.

Aceste lucrari constau in inlocuirea/adaptarea arzatoarelor pentru arderea gazelor naturale pentru obtinerea concentratiei NO_x admise (maxim 100 mg/Nmc la un continut de O₂ in gazele arse de 3% in cazul gazelor naturale).

În cazul folosirii pacurii, reducerea concentrației de SO₂ în vederea conformării implică valori mari ale investiției și un consum semnificativ de utilități (aferește unei desulfurări). Apare ca viabilă și logică înlocuirea pacurii. Aceasta este oricum un combustibil de rezervă care se consumă numai când este scăzută presiunea gazelor naturale, în combinație cu combustibil lichid ușor (CLU) cu conținut de S < 0,2% și conținut de N₂ < 0,2%. O alternativă o reprezintă utilizarea pacurii într-un număr de maxim 100 de ore anual, permise de reglementările legale pentru depășirea valorilor emisiilor reglementate. Până în anul 2022 (inclusiv) există derogare.

Cazanul de abur nr. 6 este echipat cu arzătoare de concepție învechită. În plus, nu se mai poate folosi pentru că IMA nu mai corespunde din punct de vedere al respectării concentrațiilor de emisii impuse de legislația actuală de mediu.

În ce privește emisiile de CO₂: baza legală pe plan mondial pentru procesul de reducere a emisiilor de gaze cu efect de seră (printre care și CO₂) o constituie Protocolul de la Kyoto, adoptat în decembrie 1997 cu ocazia celei de-a treia Conferințe a Partilor la Convenția-Cadru a Națiunilor Unite asupra Schimbărilor Climatice.

România a ratificat Protocolul de la Kyoto prin Legea nr. 3/2001, asumându-și astfel obligația de a reduce emisiile de gaze cu efect de seră (GHG) cu 8%, în prima perioadă de angajament, față de anul 1989.

Emisiile anuale de CO₂ – Sursa de producere a energiei electrice și termice CET Brazi.

Pe baza cantităților de combustibil consumate s-au determinat cantitățile anuale de CO₂ emise în atmosferă, rezultând următoarele cantități:

An	Cantitate CO ₂ realizată (tCO ₂ /an)	Cantitate CO ₂ alocată gratuit (tCO ₂ /an)	Cantitate necesară de achiziționat pentru conformare (tCO ₂ /an)
2015	333.399	110.023	223.376
2016	328.447	96.300	232.147
2017	339.405	83.008	256.397

Tabel 10. Cantitățile anuale de CO₂ emise în atmosferă

Având în vedere faptul că anual cota de emisii alocată gratuit, echivalent CO₂, se reduce pentru a atinge pragul de "0" în anul 2020, efortul financiar pentru cumpărarea cantităților necesare în vederea conformării vor conduce la creșterea costului și respectiv a pretului/tarifului de vânzare a energiei termice.

2. Resurse primare utilizate

În prezent combustibilul utilizat pentru producerea energiei termice în sursele de căldură aflate în administrarea S.C. VEOLIA PRAHOVA S.R.L. este gazul natural pentru CT de cvartal, iar pentru CET Brazi gazul natural și în mod excepțional pacura uscată.

Calitatea și compoziția combustibililor este următoarea:

Gazele naturale sunt preluate din rețeaua națională de transport a gazelor cu puterea calorifică inferioară de peste 8120 kcal/mc, așa cum rezultă din informațiile TRANSGAZ. Compoziția este următoarea:

- Metan (CH₄) 98.64%
- Etan (C₂H₆) 0.35%.
- i-Butan (C₄H₁₀) 0.02%

- n-Butan (C_4H_{10}) 0.03%
- Azot (N) 0.93%
- Bioxid de carbon (CO_2) 0.03%

Conform Anexei 5 la "Regulamentul de masurare a cantitatilor de gaze naturale tranzactionate in Romania" aprobat prin Ordin ANRE 62/2008, modificat ulterior prin Ordinele ANRE 115/2008 si 128/2008, compozitia chimica a gazelor naturale trebuie sa respecte cerintele de mai jos:

Denumirea si formula chimica a componentilor	Continut % din molare
metan (C1)	min. 70
etan (C2)	max. 10
propan (C3)	max.3,5
butan (C4.)	max.1,5
pentan (C5)	max.0,5
hexan (C6)	max.0,1
heptan (C7)	max.0,05
octan (C8) si hidrocarburi superioare (C9)	max.0,05
azot (N2)	max.10
dioxid de carbon (CO_2)	max.8
oxigen (O2)	max.0,02
hidrogen sulfurat (H_2S)	max. 6,8 mg/ m3
etilmercaptan (C_2H_5SH) 1	min. 8 mg/ m3
sulf total pe o perioada scurta	max. 100 mg/ m3

Tabel 11.Cerinte privind compozitia chimica a gazelor naturale

Pacura din productie PETROM BRAZI are urmatoarele caracteristici chimice:

- continut de apa (%) 0,4÷0,63
- continut de cenusa A_i (%) 0,1
- puterea calorifica inferioara Q^i la starea initiala (kcal/kg) 9400 ÷ 9800
- continut de carbon (%) 82,8 +85,9
- continut de hidrogen H^i (%) 10,8+11,88
- continut de azot N^i (%) 0,4 + 0,53
- continut de sulf S^i (%) 0,2 ÷ 0,57
- continut de oxigen O^i (%) 1,47 + 1,9
- asfaltene (%) g 3,3 + 4,60

3. Situatia la consumatori

A. Contorizare la nivel de scara bloc/imobil

Contorizarea energiei termice la nivel de scara de bloc (imobil) pentru toate apartamentele racordate la SACET a fost finalizata la sfarsitul anului 2005. Astfel, in Municipiul Ploiesti decontarea energiei termice cu asociatiile de proprietari se face prin masurarea cantitatilor de caldura consumate pentru a.c.c. si caldura pentru incalzire, la nivel de bransament.

Prin contorizarea de bransament, asociatiile de proprietari (consumatorul) platesc numai energia termica efectiv consumata, nu si pierderile din sistem, facturile de energie termica fiind astfel diminuate. Faptul ca se plateste exclusiv ceea ce se consuma a condus la realizarea unui grad mare de incasare de la asociatiile de locatari. Contorizarea la nivel de bransament permite depistarea si interventiile prompte in cazul unor defectiuni.

B. Instalatii interioare si contorizare individuala

Instalatiile interioare existente pentru a.c.c. si incalzire au fost realizate cu distributie in imobil pe verticala pe mai multe coloane, fapt ce impiedica realizarea contorizarii consumurilor individuale pe fiecare apartament, atat pentru a.c.c., cat si pentru agentul termic pentru incalzire.

Pentru incalzire au fost montate repartitoare de costuri pentru incalzire.

Schimbarea solutiei de distributie de pe verticala pe orizontala creeaza posibilitatea contorizarii consumurilor individuale pe apartament, atat pentru conducta de a.c.c., cat si pentru agentul termic pentru incalzire. De asemenea, se ofera posibilitatea consumatorului de a regla regimul termic pe fiecare calorifer, prin utilizarea robinetilor termostatici.

Problemele functionale ale sistemului de incalzire sunt urmatoarele:

- Sistemul de incalzire interioara a fost conceput pentru functionare cu debit masic constant, asigurat la nivel de sursa de caldura sau PT. Nu exista dispozitive de reglare a debitului de agent termic. Racordul de intrare in bloc nu dispune de vana de realizare a presiunii diferentiale constante si in consecinta intreg sistemul de distributie se bazeaza pe ipotetica echilibrare hidraulica ce ar fi trebuit realizata prin diafragmele fixe amplasate pe conductele de distributie a agentului termic secundar.
- La baza coloanelor nu sunt plasate nici macar T-uri de reglaj in scopul echilibrarii hidraulice a distributiei interioare. In consecinta, singura echilibrare se poate realiza din reglajul fix al robinetelor de la nivelul corpurilor de incalzire, dar in practica nu se efectueaza. In majoritatea cazurilor robinetele din dotarea corpurilor de incalzire sunt imobilizate in pozitia deschis din cauza depunerilor de materii din apa vehiculata in sezonul de incalzire si deci nu mai pot fi manevrate. Lipsa organelor de reglaj hidraulic functionale la nivelul retelei de distributie conduce la o echilibrare hidraulica departe de cea luata in calcul la dimensionarea instalatiei de incalzire. Diafragmele fixe sunt fie dezafectate, fie cu sectiunea de trecere partial colmatata, conducand la stabilirea unui regim de debite si presiuni complet diferit de cel de proiect. Lipsa organelor de reglaj hidraulic la corpurile de incalzire conduce la o distributie haotica a debitelor de agent termic in corpurile de incalzire, amplificata si de diminuarea locala a debitelor, ca urmare a depunerilor masive de materii organice si anorganice din corpurile de incalzire.

Spalarea corpurilor de incalzire si a instalatiei interioare este benefica numai cu indeplinirea urmatoarelor conditii:

- umplerea instalatiei cu apa tratata;
- renuntarea la practica ciclului golire - umplere sezoniera;



Din cele de mai sus rezulta clar dependenta dintre corecta functionare a corpurilor de incalzire si remedierea retelei de distributie, cel putin din punct de vedere ale pierderii de agent termic secundar.

- Izolatia termica a conductelor este, din cauza vechimii mari a instalatiilor, afectata atat de tasarea vatei minerale cat si de mediul cald si umed din subsoluri. Din punct de vedere energetic consecinta imediata o constituie cresterea fluxului termic disipat si implicit reducerea randamentului instalatiilor de incalzire;
- Aerisirea instalatiei, la punerea in functiune sau de cate ori este nevoie, se realizeaza haotic de catre locatari, adaosul pentru completare fiind facut cu apa netratata din lipsa instalatiilor de tratare din PT-uri. Aceasta conduce la functionarea defectuoasa sau la insuficienta debitului in cazul unor aerisiri cu debit mare;
- Golirea instalatiilor interioare de incalzire in sezonul cald si reumplerea odata cu inceperea sezonului de incalzire determina aparitia fenomenului de coroziune interioara a conductelor.

Din cele prezentate, rezulta urmatoarele concluzii privind starea actualului sistem de incalzire a spatiilor din blocuri ale caror instalatii sunt racordate la sistemul de incalzire aferent CT/PT:

- Instalatiile interioare de incalzire in starea lor actuala nu pot sa-si adapteze caracteristicile functionale la necesitatea asigurarii confortului termic in spatiile locuite;
- Sistemul este rigid in raport cu cerinta de flux termic a spatiilor locuite;
- Instalatiile sunt afectate de disfunctii care le diminueaza randamentul, acesta avand valori de circa 80 - 85 %;
- Regimul hidraulic este caracterizat de o mare dispersie a debitelor de agent termic in raport cu debitele de proiect;
- Instalatiile trebuie adaptate la regimul de functionare cu debit variabil, fara afectarea regimului hidraulic al sistemului si fara reducerea randamentului de functionare a pompelor de circulatie din CT/PT.

Conductele de apa calda formeaza un sistem arborescent in subsolul cladirilor. O problema importanta ramane lipsa/dezactivarea conductelor de recirculare, fapt care genereaza consum inutil de apa si in consecinta costuri inutile la nivelul locatarilor.

Se subliniaza ca o functionare corecta a alimentarii centralizate cu apa calda implica indeplinirea simultana a urmatoarelor conditii:

- contorizarea caldurii continuta de apa calda cel putin la nivel de bloc, lucru realizat;
- activarea conductelor de recirculare intre CT/PT si blocuri;
- izolarea conductelor de distributie a apei calde;
- dotarea fiecarui consumator cu debitmetru pe traseul de apa calda;
- dotarea cu armaturi cu fiabilitate crescuta.

In ceea ce priveste starea tehnica si functionala a instalatiilor de incalzire si apa calda de consum in blocurile/cladirile de locuinte avem urmatoarea situatie:

- Instalatiile de asigurare a incalzirii spatiilor, la nivelul blocurilor sunt, caracterizate de randamente scazute. Regimul hidraulic este puternic perturbat, prin lipsa oricarui organ de asigurare a corectei echilibrari hidraulice (realizarea pierderii de sarcina hidrodinamica constanta in orice conditie de functionare la fiecare bloc in parte).
- Dezechilibrele hidraulice se manifesta atat pe orizontala, intre blocuri, cat si pe verticala, in blocuri.

- Consecintele regimului hidraulic perturbat sunt reducerea cantitatii de caldura furnizata blocurilor/apartamentelor si repartizarea neuniforma pe blocuri/apartamente.
- Utilizarea apei netratate din retea de incalzire conduce la depuneri de materii de natura organica sau/si anorganica, care contribuie la cresterea pierderilor de sarcina hidrodinamica si la amplificarea "dezechilibrelor" hidraulice, alaturi de corodarea elementelor componente (conducte, armaturi, corpuri de incalzire).
- Din cauza vechimii instalatiilor, acestea au fost afectate de coroziune.
- Armaturile vechi sunt de foarte slaba calitate, improprie tendintei generale de reducere a consumului de apa si de caldura.
- Se impune activarea conductelor de recirculare a apei calde, avand ca rezultat imediat reducerea consumului de apa la nivelul consumatorilor/locatarilor si asigurarea apei calde la temperaturi corespunzatoare tot timpul.

Principalele lucrari de interventie la instalatiile interioare din blocuri/cladiri sunt cel putin urmatoarele:

- Termoizolarea conductelor din subsol si inlocuirea armaturilor cu pierderi.
- Inlocuirea pe cat posibil a corpurilor de incalzire, dar obligatoriu a armaturilor instalatiei de distributie a apei calde de consum, aferente fiecarui apartament.
- Montarea de robineti termostutati pe corpurile de incalzire din apartamente pentru reglajul temperaturii in incaperi la valoarea dorita si necesara. Reglajul temperaturii in incaperi in functie de perioada de folosire a incaperii este una din caile facile de reducere a consumului de caldura pentru incalzire si deci a facturii. Masura trebuie corelata cu reabilitarea pompelor din PT-uri/CT-uri ce trebuie dotate cu variatoare de turatie pentru adaptarea la regimul de functionare cu debit variabil pe care-l creaza reglajul din robineti termostutati aferenti corpurilor de incalzire.
- Activarea/montarea conductelor de recirculatie a apei calde intre blocuri/cladiri si PT-uri/CT-uri.

C. Anveloparea cladirilor – fatade, terase, tamplarie exterioara

In conformitate cu rezultatele recensamantului, in Ploiesti sunt inregistrate 21.172 cladiri cu functiunea de locuinta, din care 88.104 de apartamente in care locuiesc un numar de 160.000 de ploiesteni. Din punct de vedere al formei de proprietate, locuintele se afla in proportie de 97.6% in forma privata. Din punct de vedere al echiparii fondului locativ, 93% au acces la apa potabila, 90% sunt legate la reseaua de canalizare, 98% au instalatii electrice si 78% sunt conectate la sistemul de termoficare.

Din sistemul centralizat de alimentare cu energie termica din municipiului Ploiesti, in prezent 54.148 de apartamente se alimenteaza cu energie termica din SACET. Raportand consumurile de caldura pentru incalzire si apa calda menajera realizate in anul 2017 la suprafata utila (incalzita), rezulta un consum de circa 167,8 kWh/m²/an, valoare care situeaza fondul locativ alimentat din SACET in clasa energetica "C" atat din punct de vedere al consumului pentru incalzire cat si al consumului de apa calda menajera.

In vederea imbunatatirii eficientei energetice a cladirilor, cum prevede Directiva 2012/27/UE si Legea 372/2005 cu modificarile si completarile ulterioare, este necesara reabilitarea termica a cladirilor. Cladirile incadrate in clase de risc 0-III trebuie reabilitate si structural.

Situatia blocurilor reabilitate termic pana in prezent este urmatoarea:

- Nr.blocuri: 63;
- Nr.apartamente: 4.183.



Programul de reabilitare termica a locuintelor/blocuri in perioada 2018-2020 include 14 blocuri, adica un numar de 537 apartamente cu o suprafata construita de circa 26.850 m². Pentru aceste investitii sunt depuse 14 apeluri pentru finantare din Programul Operational Regional 2014-2020 Axa 3 „Sprijinirea tranzitiei catre o economie cu emisii scazute de carbon” - Prioritatea de investitii 3.1 – „Sprijinirea eficientei energetice, a gestionarii inteligente a energiei si a utilizarii energiei din surse regenerabile in infrastructurile publice, inclusiv in cladirile publice si in sectorul de locuintelor”- Operatiunea A – Cladiri rezidentiale.

D. Analiza SWOT privind problematica sistemului de alimentare cu energie termica

Analiza SWOT se realizeaza, in general, in prima faza a unui proiect, pentru ca elementele de analiza sa poata alcatui baza planului de proiect si sa poata fi folosite ulterior in cadrul acestuia, daca apar dificultati in ceea ce priveste derularea.

In cadrul analizei SWOT s-a tinut seama de faptul ca:

- Punctele tari si punctele slabe sunt concepute „statice”, bazate pe parametrii descriptivi, intr-o perioada determinata de timp. Ele reprezinta *„ce exista”*.
- Oportunitatile si amenintarile au in vedere viitorul, si se refera la alegerile care se fac in procesul de planificare. Ele reprezinta *„ceea ce poate fi”*.

1. Puncte tari

Punctele tari identificate in cadrul analizei sunt:

- Existenta sistemului centralizat de alimentare cu energie termica, la care este racordat un numar mare de consumatori. Gradul de bransare al consumatorilor casnici a fost la finele anului 2017 de 83,6 % si are o scadere anuala de circa 0,2%; numarul consumatorilor agenti economici a fost in crestere, ajungand la finele anului 2017 la 735; numarul consumatorilor reprezentand institutii publice a ramas constant, si anume 59.
- Sursa de productie a energiei termice, CET Brazi, este alimentata cu gaze naturale din reseaua de transport a gazelor naturale, la un pret cu circa 200 lei/1.000mc, mai scazut decat gazele din reseaua de distributie din care sunt racordate toate celelalte SACET din tara.
- CET Brazi are surse de producerea energiei termice care sunt asimilate instalatiilor mari de ardere, asa cum sunt acestea definite in Directiva 2001/80/CE, modificata si completata, instalatii ce sunt obligate sa aiba emisiile evacuate in atmosferaincadrare in anumite valori limita (valori stabilite prin Directiva 2010/75/CE si Legea 278/010). In aceasta situatie se asigura protectia mediului, comparativ cu centralele termice de apartament care realizeaza emisii la mica inaltime care nu disperseaza.
- Reabilitarea, pana in prezent, a punctelor termice, a circa 35,750 km de conducta primara si circa 50% din lungimea retelelor secundare.
- Monitorizare si control eficient asupra tuturor componentelor sistemului din punct de vedere al parametrilor de functionare.

2. Puncte slabe

- Incadrarea dificila in prevederile directivei 2010/27/CE privind eficienta energetica. Din lipsa finantarii, programul de reducere a pierderilor in retele termice si de reducerea consumului de energie termica in SACET prin reabilitarea termica a cladirilor se realizeaza cu greutate.

- Sistemul de conducte primare a fost reabilitat in proportie scazuta, astfel ca pierderile in aceste retele sunt de circa 24,1%, ceea ce inseamna 158.534 Gcal/an, echivalent cu consumul a circa 21.200 apartamente, raportat la consumul unitar de 7,5 gcal/aparatament si an realizat in anul 2017.
- Numar redus de mari consumatori de energie termica racordati la retea.

3. Oportunitati

- Existenta in zona a unei centrale de cogenerare privata, care are in functionare grupuri energetice in cogenerare pe gaze dar si un grup cu functionare pe cocs de petrol si lignit.
- Posibilitatea realizarii unei instalatii de productie a energiei termice sau productie de energie electrica si termica in cogenerare prin coincinerarea deseurilor municipale sau prin arderea gazelor rezultate prin piroliza acestora. Pentru realizarea acestei investitii, din informatiile primite, Consiliul Judetean Prahova are consultari cu reprezentantii unui fond din Norvegia.
- Posibilitatea accesarii unor finantari pentru reabilitarea retelelor termice din bugetul de stat prin programul "Termoficare 2016-2020".

4. Amenintari

- Cea mai mare amenintare o reprezinta cazanul nr. 5 care nu indeplineste cerintele de mediu, iar lucrarea de inlocuire arzatoare nu este a fost scoasa la licitatie pana in prezent.
- Toare sursele din CET Brazi au durata de viata depasita si pentru mentinerea acestora in functiune dupa anul 2022 trebuie investite sume mari. Pana in prezent a fost reparata capitalturbina nr. 5; nu am primit informatii privind starea acesteia sau despre perioada in care mai poate functiona.
- Vechimea conductelor de abur viu si apa de alimentare impune de urgenta inlocuirea acestora. Sumele implicate sunt mari. Este necesara o analiza atenta, pe baza unei experize tehnice a tuturor instalatiilor aferente grupului nr. 5, pentru a verifica daca se mai justifica investitii sau daca trebuie instalate noi capacitati de productie in cogenerare.

E. Analiza de piata a resurselor energetice pe termen mediu si lung

1. Disponibilitatea resurselor primare fosile

Analiza posibilitatilor de acoperire a necesarului de resurse energetice primare in perspectiva porneste de la situatia actuala a rezervelor certe, corelata cu o estimarea cat mai realista a resurselor potentiale si cu previziunile privind consumul de resurse determinat de cererea de energie finala.

Din acest punct de vedere, in proiectul de strategie energetica 2011-2035 se fac urmatoarele estimari:

Rezervele de lignit pot asigura exploatarea eficienta a lor pentru inca aproximativ 40 ani la un nivel de productie de circa 30 mil. tone/an. In sectorul de extractie a lignitului nivelul de interventie a statului nu exista.

Privitor la huila, restrangerea perimetrelor si inchiderea minelor neperformante a condus la situatia in care numai circa 30% din totalul rezervelor geologice de huila se mai regasesc in perimetrele aflate in concesiunea CNH-SA. Interventia statului, conditionata de aplicarea stricta a unui program de inchidere a minelor care genereaza pierderi, prin acordarea de subventii este eliminata a incepand din 2018. Eliminarea subventiilor, coroborat cu evolutia costurilor de productie si a costurile suplimentare cu emisiile de CO₂, va conduce la reducerea tot mai accentuata a competitivitatii huilei din productie interna si deci la restrangerea semnificativa a productiei. Din punct de vedere economic si energetic pentru productia de energie, huila indigena, fara subventii devine sursa marginala.

Din tabelul de mai jos privind situatia resurselor nationale de energie primara, rezulta ca exceptand sursele energetice regenerabile, lignitul reprezinta singurul purtator intern de energie primara accesibil pentru o perioada de peste 40 de ani.

Resurse purtatoare de energie electrica	Rezerve			Productie anuala	Perioada estimata de asigurare		
	Rezerve	Exploatabile concesionate	In perimetre noi		Rezerve geologice	Rezerve exploatabile concesionate2)	In Perimetre
	Mil.tone	Mil.tone	Mil.tone	Mil.tone	Ani	Ani	Ani
1	2	3	4	5	6=2/5	7=3/5	8=4/5
Carbune							
Huila	755	105		2,5	229		*)
Lignit	490	445	1045	3,0	47	15	30
Titei	74			4,5	14		
Gaze naturale ¹⁾	185			10,5	15		

Tabel 12.Situatia resurselor nationale de energie primara

Sursa: Strategie energetica 2011-2035 - proiect

Nota: ¹⁾ exclusiv gaze naturale, exprimate in mld. m³;

²⁾ durata de acordare a unei concesiuni este de cel putin 2 ani;

*) depinde de evolutia reglementarilor Comisiei Europene in domeniu.

Conform estimarilor,pana in anul 2020 rezervele nationale de titei si gaze naturale din Romania vor evolua dupa cum urmeaza:

Anul	Titei (milioane tone)	Gaze naturale (miliarde mc)
2018	34	89
2019	31	83
2020	28	77
Premise avute in vedere in cadrul estimarii	-Datorita epuizarii zacamintelor,productia de titei poate inregistra scaderi anuale de 2 - 4%. -Gradul de inlocuire a rezervelor exploatate nu va depasi 15 - 20%	-Datorita epuizarii zacamintelor, productia de gaze poate inregistra scaderi anuale de 2 - 5%. -Gradul de inlocuire a rezervelor exploatate nu va depasi 15 - 30%

Tabel 13. Estimările rezervelor nationale de titei si gaze naturale din Romania

Sursa:ANRM

Deși Romania este singurul producător semnificativ de hidrocarburi din sud-estul Europei, pe fondul declinului natural al zacamintelor, productia anuala s-a diminuat constant in ultimul deceniu, ajungand in 2015 la 3,8 mil t titei si 10,8 mld m³ de gaz natural; resursele dovedite de titei erau, in 2015, de 38,4 mil t,

iar cele de gaze de 101,4 mld m³. Se estimeaza ca productia de titei isi va continua tendinta de scadere lenta intre 2030 si 2050, de la 22 la 13 TWh (1,93 la 1,15 mil tep). Declinul productiei medii anuale a fost de 2%.

Din cele prezentate rezulta faptul ca acoperirea cererii de energie primara in Romania va fi posibila prin cresterea utilizarii surselor regenerabile de energie si prin importuri de energie primara – gaze, titei. Gradul de dependenta de importuri va depinde de descoperirea de noi resurse interne exploatabile precum si de modul de exploatare a rezervelor descoperite in Marea Neagra.

Conform proiectului de Strategie Energetica 2016-2030 cu perspectiva anului 2050, productia totala de energie primara va prezenta o usoara scadere, de la 304 TWh (echivalentul a 26,2 mil tep) in 2030 la 287 TWh in 2050.

Productia totala de carbune va scadea de la 32 TWh in 2030 la 12 TWh in 2050, in continuarea tendintei de diminuare a carbunelui in mixul energetic (45 TWh in 2020). Romania dispune de rezerve totale de 12,6 mld t lignit, cu o putere calorifica medie de 1.800 kcal/kg, concentrate geografic in Bazinul Minier Oltenia. Zacamintele in exploatare totalizeaza 986 mil t. Productia anuala de lignit a scazut de la 31,6 mil t in 2012 la 22,1 mil t in 2015, situandu-se pe locul sase in UE – dupa Germania, Polonia, Grecia, Republica Ceha si Bulgaria. Rezervele de huila, concentrate in bazinul carbonifer al Vaii Jiului, totalizeaza 2,2 mld t, din care 592 mil t se afla in perimetre exploatare. Puterea calorifica a huilei romanesti este de 3650 kcal/kg. Productia de huila, in 2015, a fost 1,29 mil t, in scadere de la 1,87 mil t in 2012.

Productia de gaz natural va scadea, dupa ce atinge un nou varf de 132 TWh in 2025 ca urmare a productiei din Marea Neagra, la 96 TWh in 2030 si la 65 TWh in 2050. Piata de gaze este avantajata de pozitia favorabila a Romaniei fata de capacitatile de transport de gaze in regiunea sud-est europeana si de posibilitatea de interconectare a Sistemului National de Transport (SNT) cu sistemul central european si cu resursele de gaze din Bazinul Caspic, din estul Marii Mediterane si din Orientul Mijlociu, prin intermediul Coridorului Sudic.

In ultimii ani, productia interna constanta si consumul in scadere au redus ponderea anuala a importurilor de gaze de la 15% in 2013 la 7,5% in 2014 si la doar 2,5% in 2015. In schimb, in 2016, pe fondul cotatiilor in scadere ale petrolului, importurile prin contracte pe termen lung au ajuns la preturi egale sau chiar mai mici decat cele din productia interna. In anii ce urmeaza, pentru producatorii de gaze din Romania va fi importanta mentinerea la un nivel competitiv in raport cu sursele din import, avand in vedere:

- probabila mentinere a unui pret mai mic al barilului de petrol;
- oferta excedentara de gaz natural la nivel global, preturile internationale convergand spre valori reduse;
- faptul ca in Romania, pana in anul gazier 2015-2016, tariful de rezervare de capacitate in SNT gaze naturale pe intrarile din import a fost mai mare decat cel pe intrarile din productia interna, astfel ca productia locala a beneficiat de un avantaj competitiv. Incepand cu anul gazier 2016-2017, rezervarea pe ambele tipuri de puncte (intrare/iesire) se face la acelasi tarif.

2. Surse energetice regenerabile

Pentru promovarea utilizarii energiei din surse regenerabile – Parlamentul European si Consiliul Uniunii Europene au emis Directiva 2009/28/CE cunoscuta si sub denumirea *Directiva RES care* stabileste un cadru comun pentru promovarea energiei din surse regenerabile (SRE) pentru atingerea obiectivului global de 20% SRE in consumul de energie al UE in anul 2020. Acest obiectiv este in conformitate cu obiectivul comunitar „20-20-20”, respectiv realizarea la nivelul anului 2020: -20% - scaderea nivelului gazelor cu efect de sera, +20% - cresterea eficientei energetice si +20% - ponderea SRE in mixul energetic comunitar.

Obiectivele individuale pentru fiecare stat membru au rezultat prin transpunerea obiectivului comunitar de 20% printr-o alocare echitabila si adecvata care ia in considerare diferentele inregistrate in anul de baza

2005 și potențialele SRE ale statelor membre, inclusiv nivelul existent al energiei din surse regenerabile și al mixului energetic.

România a implementat încă din noiembrie 2005 un sistem de promovare/sprijin pentru producerea de energie electrică din surse regenerabile de energie, respectiv sistemul de cote obligatorii combinat cu tranzacționarea de certificate verzi pe piața de certificate Schema de sprijin pentru promovarea energiei din surse regenerabile a fost stabilit prin legea 220/2008, pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei din surse regenerabile de energie, așa cum a fost modificată și completată.

Certificatele verzi emise producătorilor acreditați de către ANRE pentru a beneficia de sistemul de promovare se tranzacționează pe piața de certificate verzi, care conține două componente, respectiv piața centralizată a certificatelor verzi și piața contractelor bilaterale a certificatelor verzi. Ambele piețe sunt administrate de OPCOM – Operatorul comercial al pieței de energie electrică, participarea la piața de CV făcându-se în baza convențiilor de participare încheiate între administratorul pieței și participanții la piața. Tranzacționarea certificatelor verzi pe cele două piețe se face la prețuri stabilite în mod concurențial, respectiv prețul de închidere al pieței de certificate verzi al tranzacțiilor lunare și prețurile liber negociate în contracte bilaterale între producători, detinători de CV și furnizorii de energie electrică care potrivit legii trebuie să achiziționeze anual o cota obligatorie de CV stabilită de către ANRE.

Numărul participanți la piața CV a crescut semnificativ - de la 63 în 2007, la 945 în luna aprilie 2018. Puterea instalată în centralele electrice care beneficiază de CV a crescut, de asemenea, ajungând de la 21 MW în 2005, la 561 MW instalați la sfârșitul anului 2010 și la 5127 MW în anul 2016. De menționat este și faptul că energia electrică produsă pe MW instalat a crescut semnificativ ca urmare a instalării de capacități de producere cât mai eficiente – de la 368 MWh/MW la 1205 MWh/MW. Trebuie avut în vedere faptul că majoritatea puterii instalate este în energie eoliană a cărei factor de capacitate variază în România între 19-25%.

Numărul de CV a evoluat în perioada 2005 - 2016 proportional cu energia electrică, deoarece sistemul inițial de promovare prevedea 1CV/1MWh, iar începând cu decembrie 2011 se aplică noul sistem de promovare, diferențiat pe tip de sursă regenerabilă utilizată. În continuare investițiile în producerea de energie în resurse regenerabile nu vor mai fi sprijinite, astfel ca realizarea de noi capacități se va produce într-un ritm mai scăzut până la perfecționarea echipamentelor și tehnologiilor de producere a energiei electrice din resurse regenerabile. Dacă la nivelul anului 2006 un furnizor trebuia să cumpere 1 CV pentru 2730 MWh energie electrică furnizată, în timp, aceasta valoare a scăzut considerabil, ajungându-se ca în anul 2010 un furnizor să cumpere 1 CV la fiecare 65 MWh de energie electrică furnizată consumatorilor finali, iar în anul 2016, cota a fost de 0,317 certificate verzi/MWh, conform Ordin ANRE nr. 183/2015 și 0,320 certificatii verzi/MWh în anul 2017, conform Ordin ANRE 119/2016.

Sursele regenerabile de energie din România au un potențial teoretic important, astfel ca se estimează că producția de energie din SRE va crește în ritm sustinut, de la 86 TWh în 2030 la 129 TWh în 2050. Potențialul utilizabil al acestor surse este mult mai mic, datorită limitărilor tehnologice, eficienței economice și a restricțiilor de mediu.

Potențialul național al surselor regenerabile din România se prezintă astfel:

Sursa de energie regenerabilă	Potențialul energetic anual	Echivalent economic energie (mii tep)	Aplicație
Energie solară			
- termică	60 x 10 ⁶ Gj	1443,0	Energie termică
- voltaic	1200GWh	103,2	Energie electrică

Energie hidroelectrica, din care			
-sub 10 MW	40.000GWh 6.000 GWh	2.440 516	Energie electrica
Biomasa si biogaz	318 x 10 ⁶ GJ	7.597	Energie termica
Energie geotermala	7 x 10 ⁶ GJ	167	Energie termica

Tabel 14 Potentialul national al surselor regenerabile din Romania

Harta repartizarii potentialului de surse regenerabile disponibile pe teritoriul Romaniei se prezinta astfel:

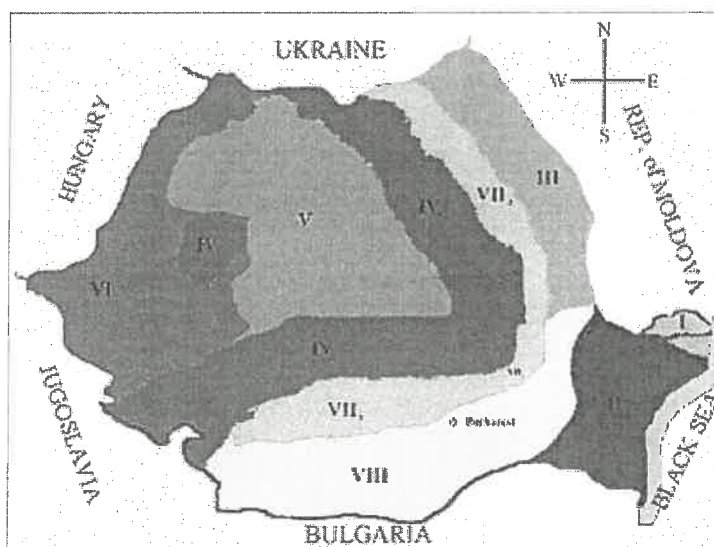


Figura 5. Harta repartizarii potentialului de surse regenerabile

Sursa: MEF

Legenda:

- | | |
|---|--|
| I. Delta Dunarii (energie solara); | V. Podisul Transilvaniei (microhidro); |
| II. Dobrogea (energie solara si eoliana); | VI. Campia de Vest (energie geotermala); |
| III. Moldova (campie si podis - microhidro, energie eoliana si biomasa); | VII. Subcarpatii (VII1 – Subcarpatii Getici; VII2 – Subcarpatii de Curbura; VII3 – Subcarpatii Moldovei: biomasa, microhidro); |
| IV. Muntii Carpati (IV1 – Carpatii de Est; IV2 – Carpatii de Sud; IV3 – Carpatii de Vest (biomasa, microhidro); | VIII. Campia de Sud (biomasa, energie geotermala si solara). |

Analizand harta resurselor regenerabile se poate constata ca in zona municipiul Ploiesti sunt disponibile preponderent resurse sub forma de biomasa si microhidrocentrale. Pentru producerea energiei termice necesare alimentarii consumatorilor din municipiu nu ar putea fi utilizata decat biomasa care, la acesta data, din cauza costurilor ridicate ale tehnologiei, nu este recomandata.

Asa cum rezulta din cele prezentate anterior privind evolutia resurselor de combustibil, gazele naturale raman in continuare combustibilul indicat, alaturi de combustibili solizi (carbune, cocs de rafinarie sau

deseuri menajere după separare metale, plastic, hartie). Utilizarea deșeurilor menajere este permisă de către Uniunea Europeană numai în procesul de coîncinerare.

Utilizarea altor combustibili în afara de gazele naturale ar asigura eliminarea dependenței alimentării cu energie termică a orașului dintr-un singur combustibil.

Totusi, chiar dacă între prețul gazelor naturale și al combustibililor solizi sunt diferențe mari de preț, este important să se țină în calcul diferența de randament - care este mai scăzută în cazul arderii combustibil solid și cantitatea mai mare de emisii eliberate în cazul arderii combustibililor solizi.

De precizat că exceptând centralele hidroelectrice mari, costurile de capital pentru realizarea investițiilor și costurile de producere a energiei în unități ce utilizează surse regenerabile sunt mai mari decât cele aferente utilizării combustibililor fosili. Stimularea utilizării acestor surse și atragerea investițiilor în unități energetice ce utilizează surse regenerabile se realizează prin mecanisme de susținere, în conformitate cu practica europeană.

3. Evoluția prețurilor combustibililor din țară și de pe piața externă

Pentru evoluția prețurilor combustibililor există puține informații, astfel încât în primul proiect de modificare a strategiei energetice la nivelul României s-au stabilit scenarii posibile și nu prognoze analitice absolute pentru prețuri, din cauza dificultăților majore de a face predicții în acest domeniu. Evoluția prețurilor combustibililor fosili s-a raportat la prețul lignitului, care este mult mai ușor de estimat.

Se au în vedere două evoluții ale prețului lignitului - o evoluție minimă rezultată din analiza factorilor de specialitate privind posibilitățile de eficientizare a producției și o evoluție în care se mențin condițiile actuale de producție.

Ipoteza prețului minim ținând cont de următoarele măsuri menite să reducă costul lignitului:

- 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 din subteran a lignitului.

Pentru combustibilii din import, huila energetică, gaze naturale și titei s-au avut în vedere evaluările INCE și ale International Energy Outlook - US EIA.

Prețul relativ față de lignit (euro/ipoteza minimă) a combustibililor fosili se estimează că va avea următoarea evoluție:

An Comb.	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Lignit (tona)						
Lignit minim	1	1	1	1	1	1
Lignit maxim	1,12	1,32	1,56	1,65	1,65	1,64
Carbune import						
Carbune import minim	1,94	2,32	2,81	2,86	2,91	2,98

Carbune import maxim	1,94	2,52	3,31	3,31	3,3	3,32
Gaze naturale (mii m ³)						
Gaze naturale minim	4,13	4,43	6,43	6,37	6,27	6,25
Gaze naturale maxim	4,69	5,04	7,32	7,26	6,87	7,12
Pacura	3,74	4,65	5,83	5,78	5,71	5,67

Tabel 15. Evolutie pret combustibil fosil

Sursa: Strategia energetica 2011-2035-proiect

Indiferent de realizarea sau nerealizarea acestor scenarii de crestere a preturilor combustibililor, este o certitudine faptul ca pretul gazelor naturale din tara s-a aliniat la pretul gazelor din import, conform solicitarilor UE, aceasta reprezentind o liberalizare totala si reala a pietei gazelor.

Nu exista alte prognoze privind volutia preturilor la combustibili. Totusi, in proiectul strategiei energetice pentru perioada pana in anul 2035 cu perspectiva pana in anul 2050, este prezentata o estimare a costurilor gazelor naturale, biomasa si energie electrica ce se pot utiliza pentru asigurarea energiei necesara incalzirii si prepararii a.c.c. In continuare se prezinta diagrama evolutiei celor 3 surse ce se pot utiliza pentru SACET-uri.

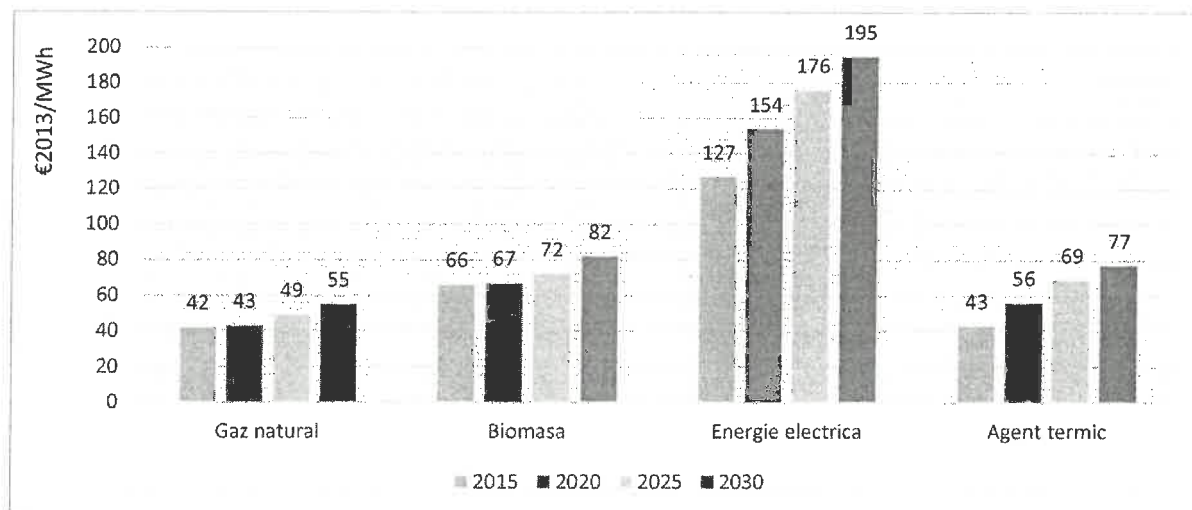


Figura 6. Estimarea costurilor gazelor naturale, biomasei si energiei electrice ce se pot utiliza in SACET

Sursa: Proiect Strategie energetica 2016-2030 cu extindere pana in anul 2050

Din aceasta diagrama rezulta ca pretul gazelor naturale va fi mai scazut decat al agentului termic produs in sistemele centralizate de alimentare cu caldura. Nu exista precizari din care sa rezulte conditiile concurentei loiale intre incalzirea cu gaze si cu agent termic. Pentru prepararea agentului termic in surse mari de ardere se platesc emisiile de gaze cu efect de sera (echivalent CO₂), precum si taxe catre fondul de mediu pentru cantitatile de emisii de NO_x si SO₂ care rezulta din arderea oricarui combustibil fosil, deci si a gazelor naturale. Utilizatorii gazelor naturale in exteriorul SACET-uri nu platesc aceste taxe, astfel ca agentul termic este mai scump. Ceea ce este foarte important pentru sanatatea populatiei, este faptul ca centralele de apartament nu disperseaza emisiile care rezulta din ardere, acestea sunt eliminate la un nivel care permite inhalarea directa de catre populatie. In plus, aceste emisii se suprapun peste emisiile mijloacelor auto. Emisiile din sursele de productie a agentului termic se evacueaza la mare inaltime



asigurandu-se dispersia acestora astfel incat nu se depaseste concentratia impusa de reglementarile legale.

F. Tendinta cererii de energie termica in perioada 2017-2025 pentru diferite tipuri de consumatori

Pentru a se stabili tendinta consumului de energie termica atat la consumatorii casnici cat si la cei non-casnici s-au avut in vedere urmatoarele premise:

a) pentru consumul casnic :

- in anul 2018 consumul ramane in limitele celui realizat in anul 2017;
- rata de bransare (deci si consumul de energie termica) scade cu 1% anual ceea ce reprezinta aproximativ media din perioada 2015-2017;
- ca urmare a obligatiilor de reducere a consumului de caldura a locuintelor prin reabilitarea acestora, s-a prevazutca se izoleaza termic toate cladirile de locuit in maxim 25 de ani; scaderea consumului ca urmare a anveloparii cladirilor de locuinte consumul se reduce cu 25%, deci anual se reduce cu 1%.

b) pentru consumul non-casnic:

- consumatorii non-casnici nu se debranseaza.
- consumatorii agenti economici nu au obligatie expresa de izolarea termica a cladirilor, dar institutiile publice au aceasta obligatie; s-a stabilit ca toate cladirile agentilor economici si institutii publice se vor anvelopa in maxim 25 de ani, deci reducerea de consum va fi de 1% pe an.

c) pierderile se vor reduce incepand cu anul 2019 in 10 ani, in functie de investitiile ce vor fi realizate pentru reabilitarea retelelor termice primare si secundare. Anual se vor reduce pierderile cu circa 13.000 Gcal, pana la valoarea de 70.000 Gcal/an, care preprezinta aproximativ pierderile teoretice din retele, calculate pentru conducte preizolate, la diametrele si lungimile existente, in conditii de temperatura exterioara medie iarna de 2,3°C si vara de 22°C.

In aceste ipoteze, evolutia consumului de caldura pe o perioada de 20 de ani se prezinta astfel:

An	Consum casnic (Gcal/an)	Consum non-casnic (Gcal/an)	Total consum (Gcal/an)	Pierderi in retele termice (Gcal/an)	Cantitate ce trebuie produsa (Gcal/an)
2018	403.300	63.500	466.800	197.000	663.800
2019	395.234	62.865	458.099	187.000	645.099
2010	387.329	62.236	449.566	174.000	623.566
2021	379.583	61.614	441.197	161.000	602.197
2022	371.991	60.998	432.989	148.000	580.989
2023	364.551	60.388	424.939	135.000	559.939
2024	357.260	59.784	417.044	122.000	539.044
2025	350.115	59.186	409.301	109.000	518.301

An	Consum casnic (Gcal/an)	Consum non-casnic (Gcal/an)	Total consum (Gcal/an)	Pierderi in retele termice (Gcal/an)	Cantitate ce trebuie produsa (Gcal/an)
2026	343.113	58.594	401.707	96.000	497.707
2027	336.250	58.008	394.259	83.000	477.259
2028	329.525	57.428	386.954	70.000	456.954
2029	322.935	56.854	379.789	70.000	449.789
2030	316.476	56.285	372.762	70.000	442.762
2031	310.147	55.723	365.869	70.000	435.869
2032	303.944	55.165	359.109	70.000	429.109
2033	297.865	54.614	352.479	70.000	422.479
2034	291.908	54.068	345.975	70.000	415.975
2035	286.069	53.527	339.596	70.000	409.596
2036	274.741	52.462	327.203	70.000	397.203
2037	269.246	51.937	321.183	70.000	391.183

Tabel 16. Evolutia consumului de caldura pe o perioada de 20 de ani

Sursa: Prelucrarea consultantului pe baza datelor de la beneficiar

IV. ANALIZA FINANCIARA A SITUATIEI CURENTE

A. GENERALITATI – PREMISE SI IPOTEZE DE LUCRU

Evaluarea performantelor financiare ale sistemului de termoficare a fost realizata luand in considerare atat contextul economic si social din Judetul Prahova si Municipiul Ploiesti (analiza "macro") cat si situatia financiara la nivelul Veolia Energie Prahova (VEP) (analiza "micro").

In realizarea analizei financiare a situatiei actuale au fost colectate urmatoarele informatii:

- Date statistice:
 - Evolutia principalilor indicatori economici ai Judetului Prahova (evolutia PIB, rata somajului, salariul mediu net si brut, etc.)
 - Evolutia venitului gospodariilor la nivel national.

Datele statistice au fost preluate din diferite rapoarte si analize publicate de catre Institutul National de Statistica si Comisia Nationala de Prognostic.

- Informatii financiare:
 - Situatiile financiare ale VEP pentru anii 2015 si 2016;
 - Situatiile detaliate a veniturilor si cheltuielilor pentru anii 2015, 2016 si 2017.

B. CONTEXTUL ECONOMIC SI SOCIAL DIN JUDETUL PRAHOVA SI MUNICIPIUL PLOIESTI

Judetul Prahova a cunoscut o dezvoltare importanta in ultimii ani, evidentiata de evolutia salariului mediu brut si de evolutia ratei somajului. Conform statisticilor publicate de Institutul National de Statistica, in perioada 2014 - 2016 ponderea salariului mediu brut din Judetul Prahova s-a mentinut la un nivel de peste 98% din media nationala, reprezentand 100,0% din media nationala in 2014, 99,0% in 2015 si 98,8% in 2016. De asemenea, rata somajului a scazut de la 4,3% in 2015 la 4,0% in 2017.

In acest context de dezvoltare economica am realizat o analiza de suportabilitate a consumatorilor casnici atat pentru familia medie cat si pentru gospodariile cu venituri reduse, deoarece capacitatea de plata a consumatorilor reprezinta un element important in gandirea viitoarei strategii de tarificare.

1. Venitul mediu al familiei

Veniturile familiei sunt publicate de catre Institutul National de Statistica la nivel national si regional, dar, din pacate, acestea nu sunt calculate si la nivel de judet. Institutul National de Statistica publica anual raportul "Coordonate ale nivelului de trai in Romania. Veniturile si consumurile populatiei" in care sunt prezentate veniturile si cheltuielile gospodariilor la nivel national separate pe zona urbana si pe zona rurala. Evolutia venitului familiei la nivel national pentru perioada 2014 – 2016 este prezentata in uratorul tabel:

Veniturile gospodariei la nivel national	UM	2014	2015	2016
Veniturile gospodariei medii	RON	2.501	2.687	2.945
Zona urbana	RON	2.781	2.997	3.327
Zona rurala	RON	2.140	2.279	2.447
Taxe si alte contributii similare	RON	378,3	446,1	513,0

Veniturile gospodariei la nivel national	UM	2014	2015	2016
Zona urbana	RON	524,1	587,3	674,8
Zona rurala	RON	190,6	260,3	302,4
Venitul mediu disponibil la nivel national	RON	2.122	2.241	2.432
Zona urbana	RON	2.257	2.410	2.652
Zona rurala	RON	1.949	2.018	2.145

Tabel 17. Veniturile gospodariei la nivel national (sume in RON/luna)

Sursa: "Coordonate ale nivelului de trai in Romania. Veniturile si consumurile populatiei. Anii 2016 si 2017", Institutul National de Statistica.

Deoarece veniturile medii ale gospodariilor nu sunt publicate de catre Institutul National de Statistica la nivel de judet, iar majoritatea veniturilor gospodariilor sunt de tip monetar, se iau in considerare in cadrul analizei de suportabilitate ponderea salariilor medii brute ca factor de corectie pentru estimarea veniturilor gospodariilor de la nivel national la nivel judetean.

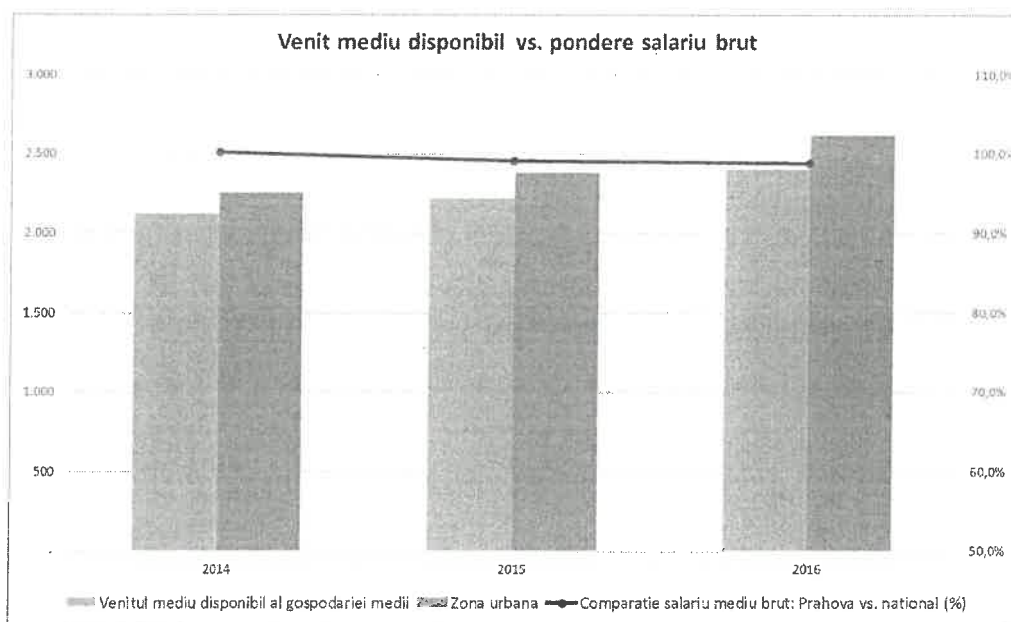


Figura 7. Venit mediu disponibil vs. Pondere salariu brut

Sursa: Prelucrarea consultantului pe baza datelor de la Institutul National de Statistica

In graficul anterior este prezentata o comparatie a evolutiei venitului disponibil al gospodariei si a ponderii salariilor medii brute la nivel de judet in media nationala. Dupa cum se poate observa, ponderea salariului mediu brut in Judetul Prahova in media nationala s-a mentinut in ultimii trei ani la peste 98%, cu o usoara scadere in 2015 si 2016 fata de nivelul din 2014.

2. Analiza de suportabilitate pentru gospodaria medie

Indicele de suportabilitate reprezinta procentul mediu din venitul unei gospodarii (familii) platit pentru factura aferenta unui serviciu de utilitate publica. Indicele de suportabilitate reprezinta un instrument

folosit de factorii de decizie din toate serviciile municipale (apa si apa uzata, salubritate, incalzire in sistem centralizat, etc.) pentru a analiza capacitatea de plata a consumatorilor si de a gandi pe baza lui strategiile viitoare de tarificare.

Luand in considerare evolutia cantitatii facturate pe gospodarie si preturile actuale, a fost inregistrata urmatoarea evolutie a indicelui de suportabilitate pentru familia medie.

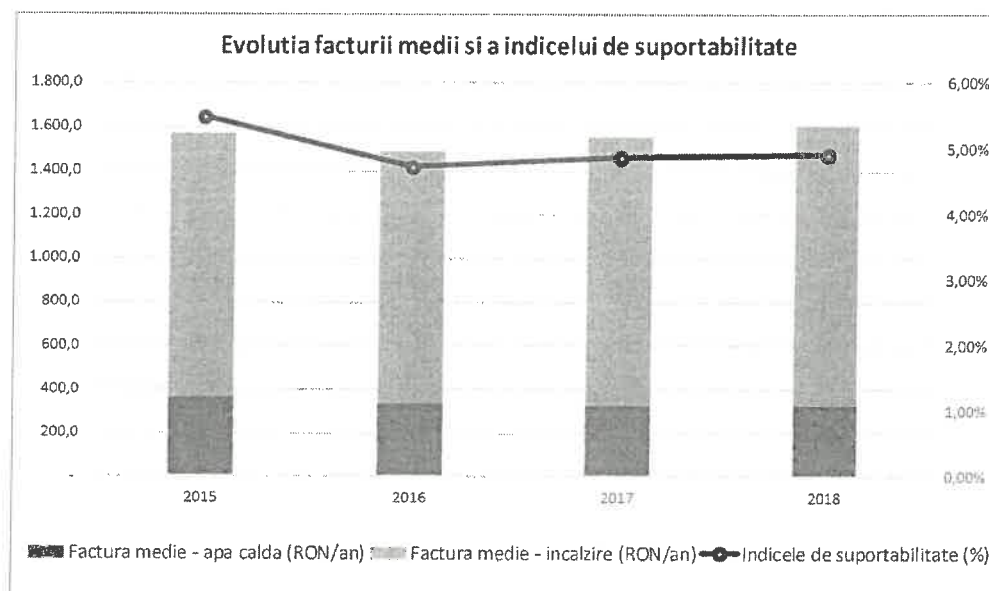


Figura 8. Evolutia facturii medii pe gospodarie (RON/an) si a indicelui de suportabilitate (%) – factura anuala

Sursa: Prelucrarea consultantului pe baza datelor de la Institutul National de Statistica si Comisia Nationala de Prognoza

Pentru prima data, notiunea de analiza de suportabilitate a fost introdusa prin Hotararea nr. 246/2006 pentru aprobarea Strategiei nationale privind accelerarea dezvoltarii serviciilor comunitare de utilitati publice in care sunt recomandate nivelurile generale pentru ratele de suportabilitate. In acest document valorile recomandate sectorului de alimentare cu energie termica in sistem centralizat sunt: rata de suportabilitate = 10% (valoare medie daca factura anuala este impartita pe luni) sau 20% (daca rata de suportabilitate ia in considerare doar lunile din sezonul rece).

In cadrul Ghidului pentru analiza cost beneficiu pentru proiecte de incalzire urbana/termoficare cu finantare din Fondul de Coeziune si Fondul European de Dezvoltare Regionala in 2007-2013 a fost inclusa cerinta ca strategiile de tarificare pentru pretul local de facturare (pretul platit de populatie) sa ia in considerare un nivel al indicelui de suportabilitate de 8,5% pentru gospodaria medie.

Din analiza graficul cu analiza de suportabilitate putem trage urmatoarele concluzii:

- Factura medie platita de consumatorii casnici are o evolutie usor crescatoare, datorita, in principal, cresterii cantitatii facturate;
- Indicele de suportabilitate este in prezent in jur de 4,83% fiind mult sub limita tinta recomandata de strategia nationala si de Ghidul de Analiza Cost beneficiu ceea ce arata ca preturile actuale sunt suportabile.

In prezent, in principal datorita cresterii venitului familiei din ultimii ani, indicele de suportabilitate pentru familia medie este in jur de 5.0% deci mult sub limita maxima de 8.5%. Numarul de gospodarii care au

solicitat ajutor pentru incalzire in iarna 2016/2017 a fost de 5.500 de gospodarii ceea ce reprezinta in jur de 10% din totalul gospodariilor bransate. In aceste conditii se poate concluda ca majoritatea gospodariilor are o factura care genereaza un indice de suportabilitate sub limita de 8.5%.

Conform prevederilor Ghidului de Analiza Cost Beneficiu pentru investitii in POS Mediu si POIM in termoficare, daca nota de plata genereaza un indice de suportabilitate sub 8.5%, atunci tariful si factura sunt suportabile. Plecand de aceste prevederi, o ajustare a tarifului platit de populatie de 20-30% poate fi considerata fezabila.

3. Analiza de suportabilitate pentru familiile cu venituri reduse

Tinand cont de gradul mare de conectare al gospodariilor din Municipiul Ploiesti la sistemul centralizat de incalzire exista posibilitatea ca analiza realizata la nivelul familiei medii sa ofere concluzii distorsionate in contextul in care exista o probabilitate ridicata ca gospodariile conectate la sistem sa inregistreze venituri sub nivelul familiei medii (bazat pe ipoteza ca gospodariile cu venituri ridicate au fost printre primele care si-au instalat centrale individuale). In acest context, pentru a oferi o imagine cat mai completa, a fost realizata si o analiza de suportabilitate pentru gospodariile cu venituri reduse.

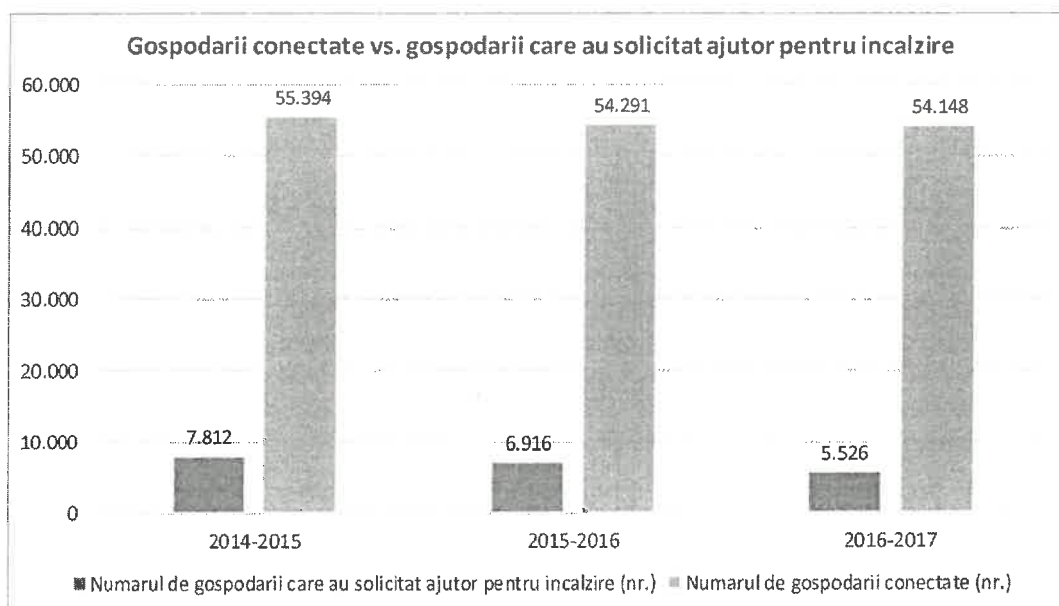


Figura 9. Gospodarii conectate vs. gospodarii care au solicitat ajutor pentru incalzire

Sursa: Primaria Ploiesti si Veolia Energie Prahova

Dupa cum se poate observa, numarul de gospodarii care a solicitat ajutor pentru incalzire a scazut mult mai rapid decat gradul de conectare la servicii.

Opinia echipei de consultanta este ca principala cauza a scaderii numarului de gospodarii care a solicitat ajutor pentru incalzire o constituie schimbarile legislative care au dus la un set de criterii mult mai restrictive de acordare a ajutorului pentru incalzire.

Cu toate ca un numar mare de gospodarii nu a mai solicitat ajutor pentru incalzire in ultimii ani (scadere cu 2.286 de gospodarii in ultimii 3 ani), o mare parte din acestea au ramas in continuare clienti ai sistemului centralizat de incalzire si au inregistrat potentiale dificultati in ultimii ani in achitarea facturilor.

Tinand cont de situatia de mai sus, a fost realizata o analiza de suportabilitate si pentru aceste categorii de gospodarii cu venituri reduse. Pentru cele 10 categorii de gospodarii cu venituri reduse (categoriile de

venituri sunt definite de Ordonanta 27/2013 - pentru modificarea si completarea Ordonantei de Urgenta a Guvernului nr. 70/2011 privind masurile de protectie sociala in perioada sezonului rece, cu modificarile si completarile ulterioare), s-a plecat de la veniturile pe anul 2012 si au fost extrapolate la nivelul anului 2016 pe baza cresterii venitului familiei medii la nivel national.

In functie de veniturile medii nete lunare pe membru de familie sau al persoanei singure, compensarea procentuala se acorda din bugetul de stat si poate fi intre 90% si 5%.

Nivel ajutor de incalzire	Venitul mediu pe persoana pe luna (RON)		Venit disponibil pe gospodarie pe luna
	2012-2013	2016- 2017	
90%	155	185	417
80%	183	218	491
70%	235	280	632
60%	285	340	766
50%	368	438	988
40%	390	465	1.048
30%	453	540	1.216
20%	510	608	1.371
10%	578	689	1.552
5%	701	835	1.883

Tabel 18. Gospodariile cu venituri reduse (sume in RON/luna)

In calcularea indicelui de suportabilitate s-a considerat ipoteza ca la nivelul anului 2016 categoriile de gospodarii care nu au mai solicitat ajutor de incalzire sunt cele din categoriile 60% - 5% (ex. 60% reprezinta ajutorul de incalzire calculat ca procent din factura de energie termica). Pentru aceste categorii de gospodarii, a fost calculat indicele de suportabilitate prezentat in graficul urmator:

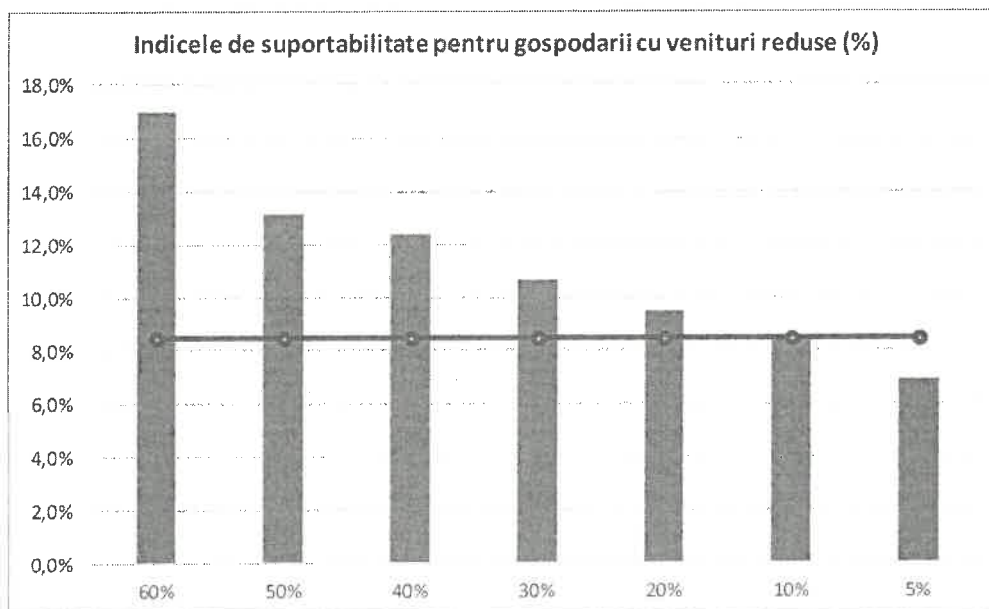


Figura 10. Indicele de suportabilitate pentru gospodariile cu venituri reduse (%)

În analiza se poate observa că indicele de suportabilitate pentru cinci categorii de familii (60%, 50%, 40%, 30% și 20%) a depășit nivelul maxim recomandat de 8,5% ceea ce arată că, în cazul în care aceste gospodării nu au mai solicitat ajutor de încălzire, factura de încălzire a reprezentat o presiune semnificativă pe bugetul familiei. Pentru celelalte categorii de gospodării, indicele de suportabilitate a fost sub pragul de 8,5%, cu mențiunea că și categoria de familii cu 10% nivel de subvenționare înregistrează un indice de suportabilitate de 8,4%.

La nivel total, aceste categorii de gospodării cu venituri reduse reprezintă însă maxim 12% din total număr de gospodării conectate, deci, la nivelul actual de tarifyare, indicele de suportabilitate este sub limita maximă suportabilă de 8,5%.

4. Analiza opțiunii "centrala individuală pe gaz"

Pretul practicat pentru consumatorii casnici are și o limitare comercială determinată de costul unei gigacalorii pentru gospodăriile care au ales opțiunea cu centrala individuală pe gaz. Pentru a putea face această comparație, am realizat o estimare a costurilor pentru o gospodărie medie ce utilizează un sistem de încălzire cu centrala pe gaz.

Costul centralei (inclusiv instalațiile aferente)	RON	4.095
Cost racord gaze naturale	RON	1.450
Consum energie termică	Gcal/an	7,42
Eficiența instalației	%	80,0%
Consum de gaz	MWh/an	11,99
Pret gaz (inclusiv VAT)	RON/MWh	151,28
Cost total cu gazul	RON/an	1.813,3
Costul cu apă și energie electrică	RON/an	23,3

Costul cu intretinerea	RON/an	151,9
Alte costuri	RON/an	
Recuperarea investitie (10 ani si 20 de ani)	RON/an	482,0
Total costuri	RON/an	2.480,4
Cost unitar cu recuperarea investiei	RON/Gcal	334,3
Cost unitar de functionare	RON/Gcal	269,3

Tabel 19. Costuri unitare privind optiunea de incalzire individuala (centrala pe gaz)

Sursa: Simulare realizata de Consultant

Din calculele estimative reiese ca pretul unei gigacalorii este de 334 RON, daca se considera recuperarea investitiei prin amortizare si de 270 RON, daca se considera doar costurile de functionare (in luarea deciziei gospodariile sunt tentate sa se uite doar la costurile directe fara a considera costurile de capital privind recuperarea investitiei). In graficul urmator avem o comparatie a pretului actual platit de populatie pentru incalzirea in sistem centralizat cu costul unitar generat de optiunea cu centrala individuala.

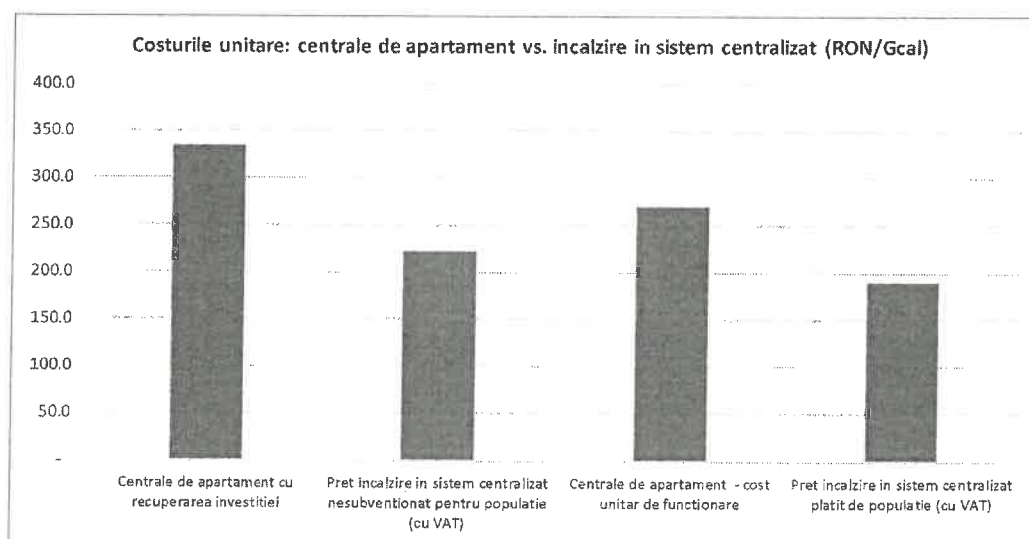


Figura 11. Costuri unitare: centrale de apartament vs. incalzire in sistem centralizat (RON/Gcal)

Din analiza reiese ca pretul actual platit de consumatorii casnici reprezinta 57% din costul total al optiunii cu centrala de apartament daca se considera recuperarea investitiei si 70% din costul total al optiunii cu centrala de apartament daca se considera doar costul unitar de functionare.

Din analiza se poate concluda ca diferenta de cost intre sistemul centralizat si optiunea cu centrala individuala nu reprezinta criteriul principal in decizia unui consumator de deconectare de la sistemul centralizat, iar decizia de deconectare este determinata, in principal, de alte motive: necesitatea de a avea control pe costuri (sa poata sa inchida centrala pe timpul zilei), aspecte de calitatea serviciului, furnizarea de apa calda, gradul mic de conectare in cladire si alocarea costurilor comune, etc.

In conditiile in care pretul gazului nu a fost inca liberalizat, si nu este respectat principiul „poluatorul plateste”, pentru a ramane o optiune competitiva, preturile pentru incalzirea in sistem centralizat ar trebui sa ramana sub nivelul costurilor pentru optiunea cu centrala pe gaz.

C. ANALIZA LA NIVEL DE OPERATOR

1. Analiza profitabilitatii

Situatia financiara a VEP arata ca aceasta a inregistrat pierderi financiare in ultimii ani, dupa cum se poate observa in figura urmatoare:

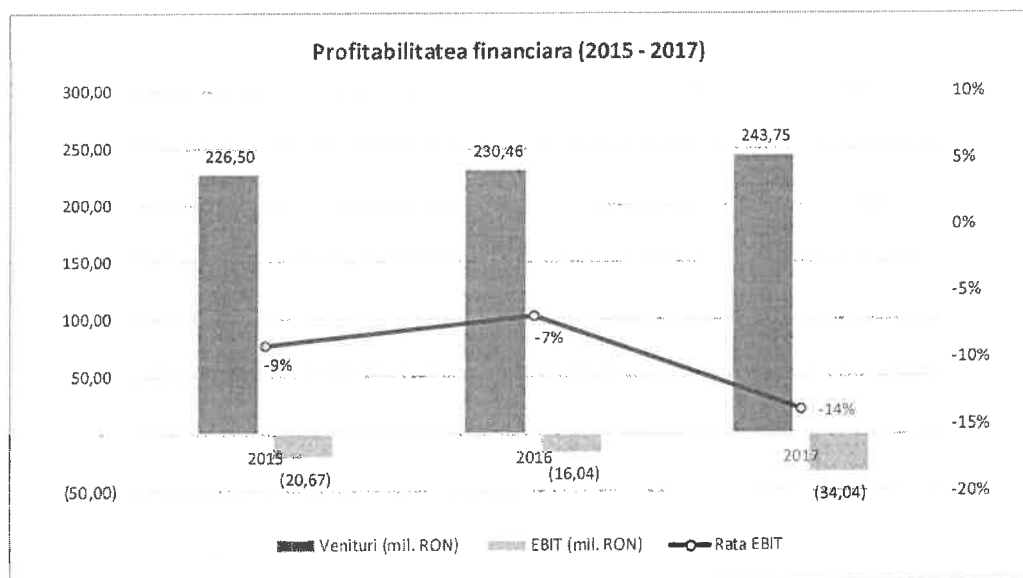


Figura 12 Profitabilitatea financiara (2015-2017)

Pentru a intelege cauzele principale care au generat aceasta situatie financiara, a fost realizata o analiza detaliata a principalelor elemente componente ale veniturilor si ale cheltuielilor.

2. Veniturile din exploatare

Veniturile societatii sunt generate de activitatea de termoficare si de activitatea de productie a energiei electrice. Structura veniturilor este prezentata in Figura 11.

Cea mai mare pondere a veniturilor din exploatare provine din vanzarea de energie electrica, reprezentand 62,7%, in timp ce veniturile din vanzarea de energie termica reprezinta 35,6%.

In structura veniturilor din vanzarea de energie termica, veniturile din vanzarea catre populatie au cea mai mare pondere. Ponderea subventiei pentru diferenta de pret finantata de catre bugetul local reprezinta 3,5% din total venituri. In cazul in care aceasta ar scadea nu va fi afectata cifra de afaceri, dar va creste presiunea asupra consumatorilor casnici prin cresterea pretului local de facturare.

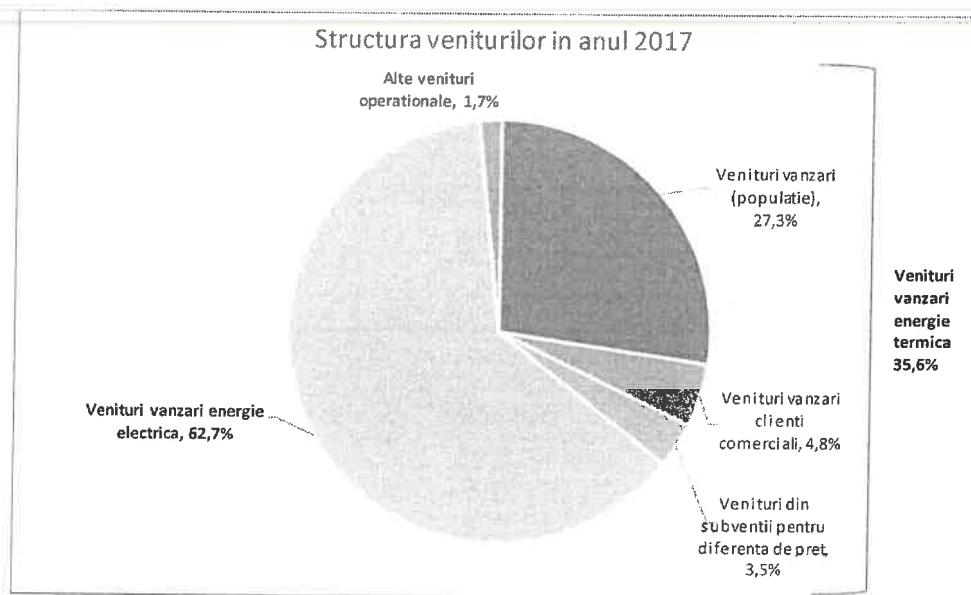


Figura 13 Structura veniturilor in anul 2017

Ritmul de crestere al veniturilor din exploatare este insa lent, acestea crescand cu 1,76% in 2016 fata de 2015 si cu 5,76% in 2017 fata de 2016. Prin comparatie, se observa o crestere accentuata a costurilor fixe in ultimul an, respectiv de 32,37% in 2017 fata de 2016, in timp ce cheltuielile variabile au crescut cu 5,24% in aceeaasi perioada. Aceasta diferenta explica pierderile inregistrate de companie.

3. Analiza consumului

Desi numarul de gospodarii a inregistrat o usoara scadere in ultimii 3 ani (de 2% in 2016 comparativ cu 2015 si de 0,3% in 2017 fata de 2016), cantitatea totala facturata catre populatie a crescut cu 0,73% in 2016 fata de 2015 si cu 4,96% in 2017 comparativ cu 2016, cu o crestere aferenta a cantitatii facturate de energie termica pe gospodarie.

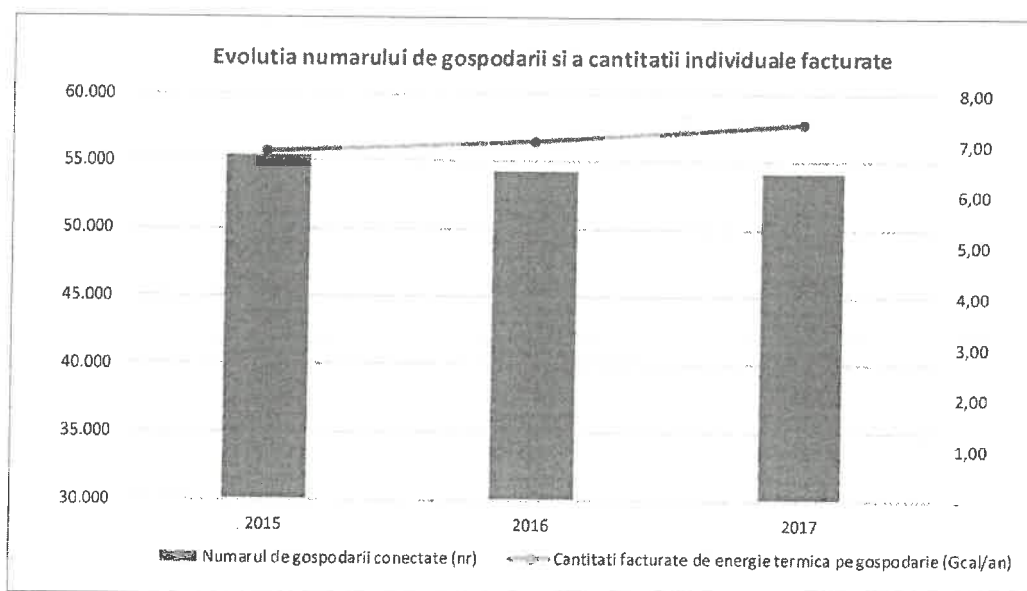


Figura 14. Evolutia numarului de gospodarii si a cantitatii individuale facturate

Aceasta crestere a cantitatii facturate provine din cresterea consumului de apa pentru incalzire cu 2% si 7% in 2016 si 2017, in timp ce consumul de apa calda menajera a scazut in medie cu 2% pe an in aceiasi ani, dupa cum se poate observa in urmatorul tabel:

Cantitati facturate de energie termica		2015	2016	2017
Consumatori casnici (Populatie)	Gcal/an	380.017	382.792	401.790
Incalzire	Gcal/an	291.885	296.804	317.163
Apa calda menajera	Gcal/an	88.132	85.988	84.627
Numarul de gospodarii conectate	Nr	55.394	54.291	54.148
Cantitati individuale	Gcal/gosp/an	6,86	7,05	7,42
Incalzire	Gcal/gosp/an	5,27	5,47	5,86
Apa calda de consum	Gcal/gosp/an	1,59	1,58	1,56

Tabel 20. Cantitati facturate de energie termica pentru consumatori casnici (populatie)

In ultimii doi ani (2016 si 2017) se observa o incetinire a procesului de deconectare si o accelerare a cresterii cantitatii individuale facturate pe gospodarie. Cresterea cantitatii individuale de energie termica facturata pe gospodarie este rezultatul in principal al cresterii zilelor grade din ultimii ani de la 2.751,4 in 2015 la 3.038,2 in 2017.

Evolutia cantitatilor facturate pentru consumatori non-casnici este prezentata in urmatorul grafic, unde se observa scaderea constanta din ultimii doi ani atat pentru incalzire cat si pentru consum.

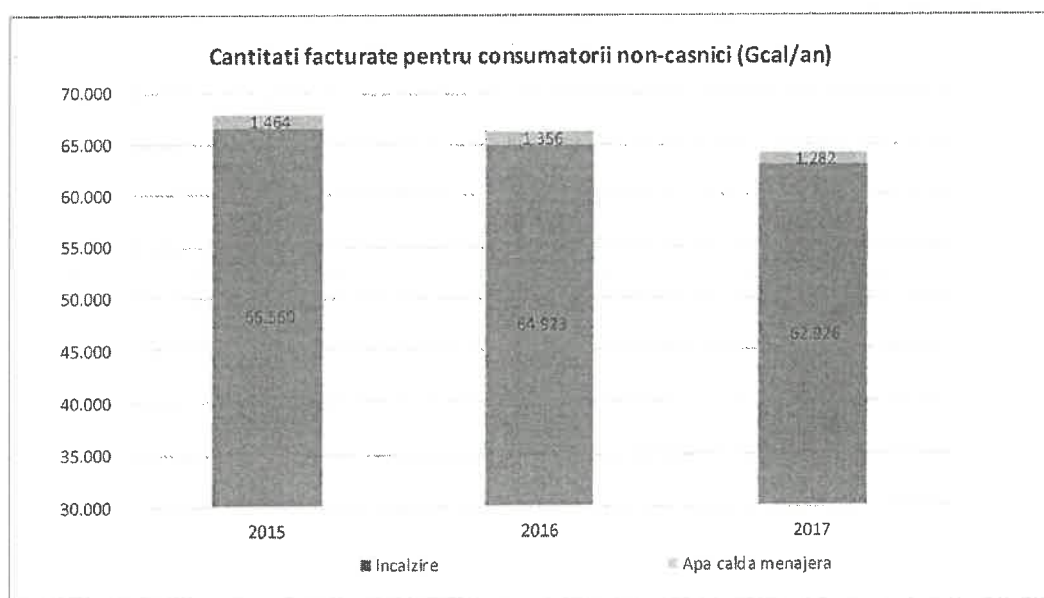


Figura 15. Evolutia cantitatii facturate pentru consumatorii non-casnici

Evolutia cantitatii totale facturate este prezentata in graficul urmator:

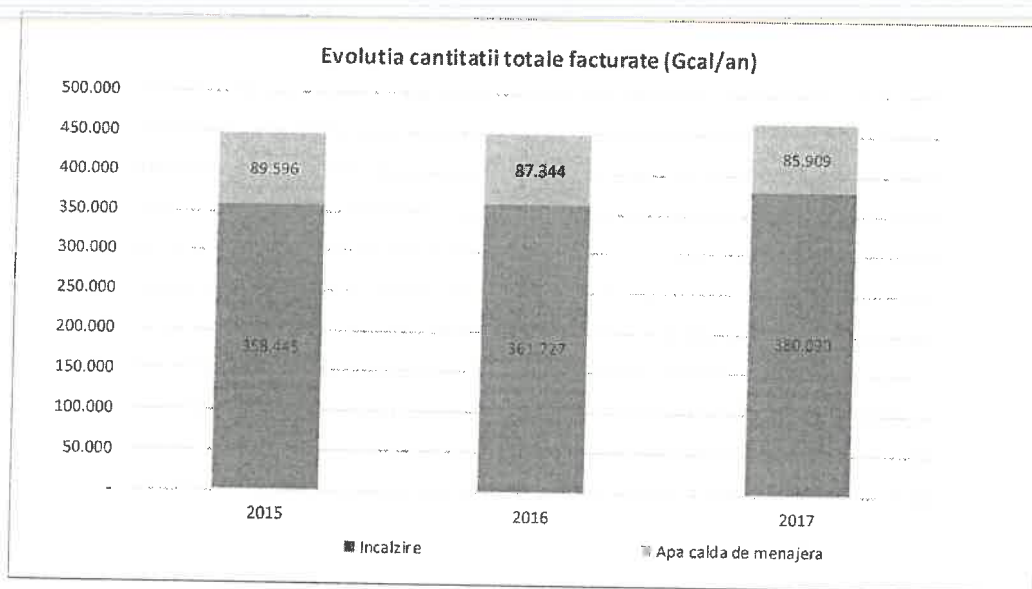


Figura 16. Evolutia cantitatii totale facturate

Cantitatea totala de energie termica facturata a crescut usor in ultimii ani, ajungand la aproximativ 466 mii Gcal in 2017.

4. Evolutia tarifulor

Evolutia tarifulor medii obtinut prin impartirea veniturilor facturate de la populatie, respectiv clienti comerciali, la cantitatile facturate catre cele doua categorii de consumatori sunt prezentate in graficul urmatoar:

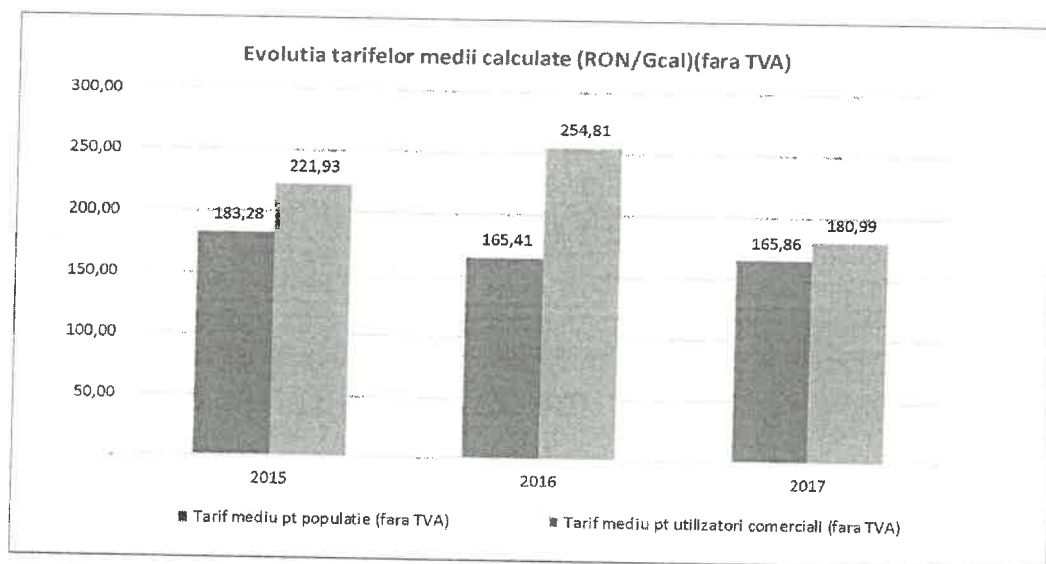


Figura 17. Evolutia tarifulor medii calculate

In medie, evolutia tarifulor a fost relativ constanta in ultimii ani, atat pentru consumatorii casnici, cat si pentru agentii economici si institutii. Cu toate acestea, in aceasta perioada au fost inregistrate fluctuatii semnificative ale tarifului, datorate in principal necesitatii recuperarii diferentei unitare de 30,01 RON/Gcal, ca urmare a modificarii pretului combustibilului din perioada noiembrie 2012 – decembrie 2015. Pentru populatie, aceasta diferenta a fost acoperita din bugetul local al Municipiului Ploiesti.

5. Analiza costurilor

Structura costurilor pentru anul 2017 este prezentata in urmatorul grafic:

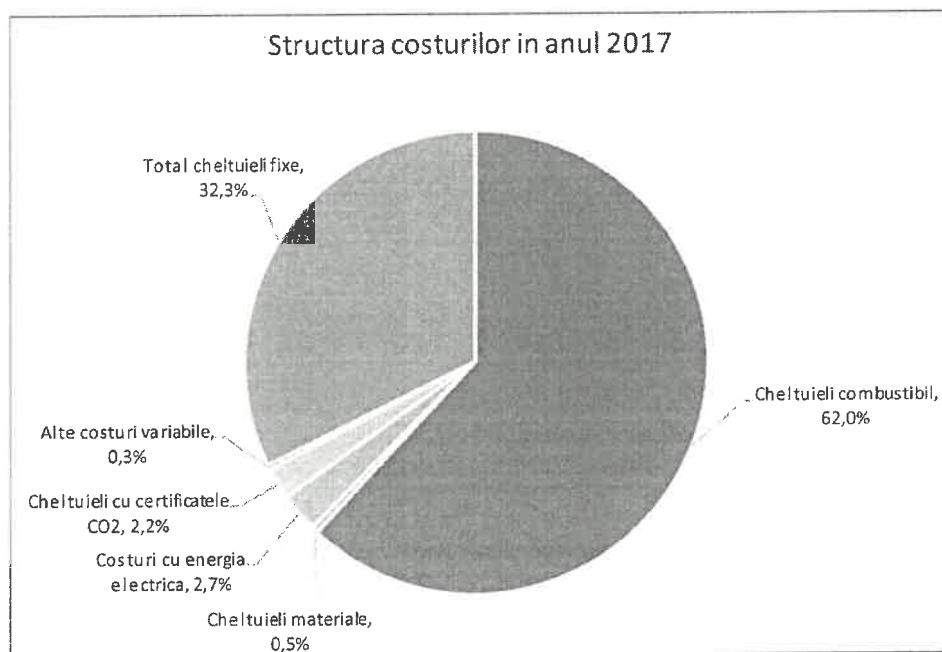


Figura 18. Structura costurilor

Principala categorie de costuri este reprezentata de costurile variabile, dintre care se evidentiaza costurile cu combustibilul ca avand ponderea cea mai mare (62%). Urmatoarea categorie ca pondere sunt cheltuielile fixe, cu 32,3%. Cheltuielile fixe cuprind cheltuielile de personal, cheltuieli materiale, intretinere si reparatii, amortizarea, redeventa si alte cheltuieli fixe. Costurile cu energia electrica se ridica la 2,7% din cheltuielile de exploatare, urmate de cheltuielile cu certificatele CO₂. Se observa o crestere accentuata a costurilor fixe in ultimul an, respectiv de 32,37% in 2017 fata de 2016, in timp ce cheltuielile variabile au crescut cu 5,24% in aceeaasi perioada.

Cresterea cheltuielilor fixe totale cu 32,37% este determinata de urmatoarele elemente: Cresterea cheltuielilor cu personalul cu 9,47%; Cresterea cheltuielilor cu intretinerea si reparatiile cu 40,61%; Cresterea cheltuielilor cu amortizarea cu 30,87% ; Cresterea altor cheltuieli fixe cu 56,57%.

Cresterea altor cheltuieli fixe este determinata in principal de cresterea cheltuielilor aferenta ajutorii de valoare privind imobiliarile corporale si necorporale prin inregistrarea de ajustari pentru deprecierea mijloacelor fixe carora le-au fost stabilite durate de viata economice care depasesc durata de valabilitate a contractului de concesiune, respectiv cele ale caror durata de viata depasesc anul 2019, data la care inceteaza contractul de concesiune incheiat cu municipalitatea precum si pentru investitii realizate la bunurile inchiriate (aceasta a fost o ajustare contabila facuta de auditorul societatii, este mai mult scriptica, nu a insemnat o cheltuiala efectiva efectuata de societate). Cresterea cheltuielilor variabile a fost determinata in principal de o crestere a cheltuielilor cu combustibilul (gazul) de 3,39% a cantitatii si de 3,83% a pretului mediu.

V. CONCLUZII

In urma derularii Analizei AS-IS pot fi sintetizate mai multe concluzii preliminare, dupa cum urmeaza:

Din punct de vedere institutional:

- Prin HCL 353/2011 Primaria Ploiesti a aprobat Studiul de Fezabilitate prin care municipiul este definit ca fiind o singura zona unitara de incalzire. Astfel, pot fi justificate o serie de investii relevante pentru asigurarea eficientei SACET ce urmeaza a fi pregatite si finantate prin Programul "Termoficare 2006-2015 caldura si confort;
- In 2004, Consiliul Judetean Prahova si Consiliul Local Ploiesti au aprobat delegarea prin concesiune catre Veolia Prahova a administrarii serviciului public de alimentare cu energie termica din Ploiesti. Durata contractului de concesiune este de 15 ani iar prelungirea acestuia se poate pentru o perioada egala cu jumatatea duratei sale.

Din punct de vedere tehnic:

Din analiza componentelor SACET Ploiesti, din punct de vedere tehnic, al respectarii cerintelor de mediu si a eficientei energetice, rezulta urmatoarele concluzii:

- Cazanele energetice nr. 5 si nr. 6 si turbinele cu abur nr. 5 si nr. 6, au fost mentinute in functiune un numar mare de ore, cu impact asupra duratei de viata;
- CAE 7 si TA7, desi cu un numar mai redus de ore de functionare, au fost retrase din exploatare;
- Cazanele energetice nu respecta cerintele privind concentratia emisiilor, asa cum au fost acestea reglementate prin Directiva 2010/75/CE si legea 278/2013. In concluzie, acestea nu mai pot functiona si nu mai pot participa la acoperirea curbei de sarcina.
- Cazanul de apa fierbinte nr. 2 prezinta o stare tehnica buna, dar nu realizeaza nivelul limita admis al concentratiilor de emisii Nox.
- Acoperirea curbei de consum de energie termica incepand cu iarna 2018-2019 nu se va putea face la nivelul necesarului, existand deficit cel putin pentru 1.800-2.000 ore/an. Pot functiona numai CAF2, TG si MT, care insumat asigura o sarcina de 130 Gcal/h. In plus, nu exista sursa de rezerva pentru inlocuirea celor la care ar putea sa apara eventuale avarii.
- Retelele termice primare sunt reabilitate in numar mic; in general au o stare tehnica necorespunzatoare datorita uzurii fizice si morale;
- Retelele termice primare sunt supradimensionate in raport cu consumul actual;
- Dintre retelele secundare au fost reabilitate in general conducte cu diametre mici, adica cu suprafata de schimb de caldura redusa (circa 9,04%), astfel ca pierderile de caldura sunt de 24%.
- Punctele termice au o stare tehnica buna;
- Retelele termice secundare care nu au fost reabilitate au o stare tehnica foarte proasta: conductele prezinta coroziuni exterioare si depuneri interioare, iar izolatia termica este compromisa;
- Nu exista recirculatii pentru apa calda de consum pentru toti consumatori, ceea ce face ca serviciul de alimentare cu apa calda sa fie de o calitate proasta;

Din punct de vedere economic si social:

Ca urmare a analizei contextului economic si social din Judetul Prahova si Municipiul Ploiesti privite mai ales din prisma capacitatii de plata a consumatorilor, au fost identificate urmatoarele concluzii generale :

- Judetul Prahova a cunoscut o dezvoltare importanta in ultimii ani evidentiata de evolutia salariului mediu brut si de evolutia ratei somajului. Conform statisticilor publicate de Institutul National de Statistica, in anul 2014 in perioada 2014 - 2016 ponderea salariului mediu brut din Judetul Prahova s-a mentinut la un nivel de peste 98% din media nationala, reprezentand 100,0% din media nationala in 2014, 99,0% in 2015 si 98,8% in 2016. De asemenea, rata somajului a scazut de la 4,3% in 2015 la 4,0% in 2017. Toate acestea au avut un impact pozitiv asupra veniturilor gospodariilor.

- Factura medie platita de consumatorii casnici are o evolutie crescatoare datorita, in principal, cresterii cantitatii facturate;
- Indicele de suportabilitate este in prezent in jur de 4,83% si va creste la 4,87% in anul 2018, ca urmare a cresterii cantitatii facturate; se afla sub nivelul maxim suportabil recomandat de 8,5%;
- In analiza realizata pentru gospodariile cu venituri reduse se poate observa ca indicele de suportabilitate pentru cinci categorii de familii 60%, 50%, 40%, 30% si 20%) a depasit nivelul maxim recomandat de 8,5% ceea ce arata ca, in cazul in care aceste gospodarii nu au mai solicitat ajutor de incalzire, factura de incalzire a reprezentat o presiune semnificativa pe bugetul familiei. Pentru celelalte categorii de gospodarii, indicele de suportabilitate a fost sub pragul de 8,5%, cu mentiunea ca si categoria de familii cu 10% nivel de subventionare inregistreaza un indice de suportabilitate de 8,4%.
- In ultimii ani se observa o scadere a numarului de gospodarii care au solicitat ajutoare pentru incalzire;
- Nivelul actual al tarifelor platite de catre populatie sunt mai mici decat costurile unitare pentru solutia cu centrale individuale pe gaz, daca sunt luate in analiza toate elementele de cost ;
- In conditiile in care pretul gazului nu a fost inca total liberalizat, si nu este respectat principiul „poluatorul plateste”, pentru a ramane o optiune competitiva, preturile pentru incalzirea in sistem centralizat ar trebui sa ramana sub nivelul costurilor pentru optiunea cu centrala pe gaz.

Din punct de vedere financiar:

Analiza la nivel de operator a condus la urmatoarele concluzii :

- Societatea a inregistrat pierderi in ultimii ani, datorate in principal cresterii cheltuielilor intr-un ritm mai accelerat decat veniturile;
- Cantitatea facturata catre consumatorii casnici a crescut usor in ultimii ani, datorita cresterii consumului pentru incalzire ca urmare a cresterii zilelor grade din ultimii ani de la 2751,4 in 2015 la 3038,2 in 2017.
- Numarul de gospodarii conectate a inregistrat o usoara scadere in ultimii 3 ani (de 2% in 2016 comparativ cu 2015 si de 0,3% in 2017 fata de 2016);
- Cantitatea facturata catre consumatorii non-casnici a scazut in 2016 si 2017,
- In medie, evolutia tarifelor a fost relativ constanta in ultimii ani, atat pentru consumatorii casnici, cat si pentru agentii economici si institutii. Cu toate acestea, in aceasta perioada au fost inregistrate fluctuatii semnificative ale tarifului stabilit prin HCL, datorate in principal necesitatii recuperarii diferentei unitare de 30,01 RON/Gcal, ca urmare a modificarii pretului combustibilului din perioada noiembrie 2012 – decembrie 2015.
- Cea mai mare pondere a veniturilor din exploatare provine din vanzarea de energie electrica, reprezentand 62,7%, in timp ce veniturile din vanzarea de energie termica reprezinta 35,6%. In structura veniturilor din vanzarea de energie termica, veniturile din vanzarea catre populatie au cea mai mare pondere.
- Principala categorie de costuri este reprezentata de costurile variable, dintre care se evidentiaza costurile cu combustibilul ca avand ponderea cea mai mare. Urmatoarea categorie ca pondere sunt cheltuielile fixe.
- Ritmul de crestere al veniturilor din exploatare este insa lent, acestea crescand cu 1,76% in 2016 fata de 2015 si cu 5,76% in 2017 fata de 2016. Prin comparatie, se observa o crestere accentuata a costurilor fixe in ultimul an, respectiv de 32,37% in 2017 fata de 2016, in timp ce cheltuielile variabile au crescut cu 5,24% in aceeasi perioada. Aceasta diferenta explica pierderile inregistrate de companie.

CAPITOLUL II - ANALIZA DE OPTIUNI SI PLAN DE ACTIUNE

I. REZUMAT

Identificarea solutiilor optime de asigurare a agentului termic pentru incalzirea consumatorilor din municipiul Ploiesti

Solutiile propuse pentru urmatoorii 25 de ani au in vedere urmatoarele aspecte:

- Reducerea consumurilor specifice de combustibil si energie;
- Cresterea eficientei echipamentelor si instalatiilor din cadrul sistemului;
- Cresterea gradului de siguranta in exploatare a sistemului;
- Reducerea costurilor de productie a energiei;
- Cresterea gradului de protectie a mediului ca urmare a reducerii emisiilor poluante (CO_2 , CO, SO_2 , NO_x , pulberi, etc);
- Reducerea pierderilor de caldura din cadrul sistemului.

In vederea implementarii masurilor de crestere a eficientei si sigurantei sistemului centralizat de alimentare cu energie termica, se stabilesc urmatoarele tipuri de investitii:

- Investitii de echipare a sursei de productie a energiei termice in vederea producerii agentului termic in conditii de eficienta energetica ridicata;
- Lucrari de reabilitare si modernizare a retelelor termice primare (de transport);
- Lucrari de reabilitare a retelelor termice secundare (de distributie).

Solutiile privind echiparea sursei de productie a energiei s-au stabilit distinct pentru doua perioade:

- Investitii pe termen scurt - perioada 2019-2023;
- Investitii pe termen lung - perioada 2024-2043.

Investitii pe termen scurt - 2019-2023

Optiunea 1

Echipamente	Acoperirea curbei de consum	Actiuni necesare in intervalul 2019 - 2023
TG 25 MWe (Veolia) CAE 5 + TA 5 CAF 2	Instalatia de cogenerare existenta, cu putere electrica de 25 MWe, functioneaza in baza tot timpul anului; CAE 5 si TA 5 acopera cea mai mare parte a curbei de consum; Varful de consum este acoperit de CAF 2, care poate functiona in regim derogatoriu din punct de vedere al emisiilor pana la sfarsitul anului 2022.	In anul 2019 se procedeaza la inlocuirea instalatiei de ardere aferenta CAE 5 + TA 5, pentru asigurarea incadrarii in valorile limita admise pentru concentratia de NO_x ; In anul 2023 CAF 2 se inlocuieste cu 2 CAF noi de cate 50 Gcal/h fiecare.

Tabel 21. Optiunea 1 pe termen scurt

Optiunea 2

Echipamente	Acoperirea curbei de consum	Actiuni necesare in intervalul 2019 - 2023
CET Teleajen – schimbator de caldura; CAE 5 + TA 5 CAF 2	Baza curbei de consum este acoperita de CET Teleajen, tot timpul anului; CAE 5 si TA 5 acopera cea mai mare parte a curbei de consum; Varful de consum este acoperit de CAF 2, care poate functiona in regim derogatoriu din punct de vedere al emisiilor pana la sfarsitul anului 2022.	In anul 2019 se procedeaza la inlocuirea instalatiei de ardere aferenta CA 5 + TA 5, pentru asigurarea incadrarii in valorile limita admise pentru concentratia de NOx si pulberi; Racord nou cu lungime de 2,3 km (2 conducte de DN 500 mm) pentru conectare CET Teleajean la retea de transport; In anul 2023 CAF 2 se inlocuieste cu 2 CAF noi de cate 50 Gcal/h fiecare.

Tabel 22. Optiunea 2 pe termen scurt

Optiunea 3

Echipamente	Acoperirea curbei de consum	Actiuni necesare in intervalul 2019 - 2023
CAE 5 + TA 5 CAF 2	Baza consumului este acoperita de CAF 2. CAE 5 si TA 5 acopera cea mai mare parte a curbei de consum; Varful de consum este acoperit de CAF 2, care poate functiona in regim derogatoriu din punct de vedere al emisiilor pana la sfarsitul anului 2022.	In anul 2019 se procedeaza la inlocuirea instalatiei de ardere aferenta CA 5 + TA 5, pentru asigurarea incadrarii in valorile limita admise pentru concentratia de NOx si pulberi; In anul 2023 CAF 2 se inlocuieste cu 2 CAF noi de cate 50 Gcal/h fiecare.

Tabel 23. Optiunea 3 pe termen scurt

Optiunea 4

Echipamente	Acoperirea curbei de consum	Actiuni necesare in intervalul 2019 - 2023
CCCC privat Brazi- schimbatoare de caldura alimentate cu abur din prizele de 13 si 4 bari ai turbinei cu abur. CAE 5 + TA 5 CAF 2	Baza curbei de consum si cea mai mare parte a consumului va fi acoperita din CCCC privat Brazi. Varful de consum este acoperit de CAF 2, care poate functiona in regim derogatoriu din punct de vedere al emisiilor pana la sfarsitul anului 2022. CAE 5 si TA 5 raman ca rezerva pentru situatia in care CCCC privat Brazi functioneaza cu un singur grup sau nu functioneaza	In anul 2019 se va proceda la montarea in CCCC privat Brazi a unor schimbatoare de caldura care se vor racorda la prizele de abur ale turbinei cu abur. Se va realiza instalatia de recuperare a condensului si introducerea acestuia in circuitul apei de alimentare al cazanelor recuperatoare. Se vor monta pompe pentru apa din circuitul primar de termoficare care va prelua caldura din schimbatoare de caldura si o va introduce in retea termica primara a SACET.



		Se va realiza un traseu de retea primara cu lungime de circa 1 Km format din 2 conducte cu Dn600 Tot in anul 2019 se procedeaza la inlocuirea instalatiei de ardere aferenta CA 5 + TA 5, pentru asigurarea incadrarii in valorile limita admise pentru concentratia de NOx si pulberi; In anul 2023 CAF 2 se inlocuieste cu 2 CAF noi de cate 50 Gcal/h fiecare.
--	--	--

Tabel 24. Optiunea 4 pe termen scurt

	Echipamente	Investitii estimate	Investitie totala (mil eur)
OPTIUNEA 1	Turbina 25MWe	Responsabilitatea operatorului curent	6,55 mil eur
	CAF 2 x 50 Gcal/h	• 4,7 mil eur	
	CAE 5+TA5	• 1,85 mil eur	
OPTIUNEA 2	CAF 2 x 50 Gcal/h	• 4,7 mil eur	6,55 mil eur
	CAE 5+TA5	• 1,85 mil eur	
	Racord CET Teleajen	• Responsabilitate Consiliul Judetean sau CET Teleajen.	
OPTIUNEA 3	CAF 2 x 50 Gcal/h	• 4,7 mil eur	6,55 mil eur
	CAE 5+TA5	• 1,85 mil eur	
OPTIUNEA 4	CAF 2 x 50 Gcal/h	• 4,7 mil eur	6,55 mil eur
	CAE 5+TA5	• 1,85 mil eur	
	Lucrari in CCCC Brazi privat + record la retea primara	• 5,2 mil eur • Responsabilitate operator CET privat Brazi.	

Figura 19. Evaluarea efortului investitional pe termen scurt



Investitii pe termen lung 2024-2043

Optiunea 1

Echipamente noi in sursa	Acoperirea curbei de consum	Observatii
1 turbina cu gaze cu putere de 25 MWe cu cazan recuperator pe abur 1 turbina cu gaze cu putere de 45 MWe cu cazan recuperator pe apa fierbinte; 2 CAF cu debit de 50 Gcal/h	Baza consumului este acoperita de turbine cu gaze de 25 MWe; Turbina cu gaze de 45 MWe va acoperi consumul in perioadele tranzitorii, toamna-iarna si iarna-primavara, precum si consumul mediu de iarna. Pentru a se acoperi intreg consumul este necesar ca la CAF aferent acestei turbine, sa fie montat un arzator suplimentar pentru a obtine circa 12 Gcal/h; Varful de consum va fi acoperit in sezonul rece de cele 2 CAF-uri de 50 Gcal/h. In restul anului acestea vor avea rolul de rezerva pentru celelalte echipamente.	Achizitia celor 2 CAF-uri se va realiza in perioada 2019-2022, astfel incat in anul 2023 acestea sa poata functiona, cu respectarea cerintelor de mediu.

Tabel 25. Optiunea 1 pe termen lung

Optiunea 2

Echipamente noi in sursa	Acoperirea curbei de consum	Observatii
Instalatie valorificare energetica a deseurilor menajere, formata dintr-un gazeificator si 3 motoare termice cu putere nominala de 4,3MWe si 5,5 MWt fiecare; 1 turbina cu gaze cu putere de 25 MWe cu cazan recuperator pe abur 1 turbina cu gaze cu putere de 45 MWe cu cazan recuperator pe apa fierbinte; 2 CAF cu debit de 50 Gcal/h.	Baza curbei de consum este acoperita de instalatia de valorificare deseuri; Turbina cu gaze de 25 MWe va asigura in baza, diferenta intre sarcina prevazuta pe curba de consum si cea pe care o produce instalatia de valorificare energetica a deseurilor; Turbina cu gaze de 45 MWe va acoperi consumul in perioadele tranzitorii, toamna-iarna si iarna-primavara, precum si consumul mediu de iarna; Varful de consum va fi acoperit in sezonul rece de cele 2 CAF de 50 Gcal/h. In restul anului acestea vor avea rolul de rezerva pentru celelalte echipamente.	Achizitia celor 2 CAF -uri se va realiza in perioada 2019-2022, astfel incat in anul 2023 acestea sa poata functiona, cu respectarea cerintelor de mediu.

Tabel 26. Optiunea 2 pe termen lung



Optiunea 3

Echipamente noi in sursa	Acoperirea curbei de consum	Observatii
1 turbina cu gaze de 10 MWe cu cazan recuperator pe abur; 1 turbina cu gaze de 45 MWe cu cazan recuperator pe apa fierbinte; 2 CAF cu debit de 50 Gcal/h; CET Teleajen sau similar;	Baza curbei de consum este acoperita prin achizitionarea de energie in cantitate de maxim 30 Gcal/h de la CET Teleajen sau similar; Turbina cu gaze de 10 MWe va asigura consumul intern al CET Brazi atunci cand cazanele industriale nu functioneaza si participa la acoperirea curbei de consum in perioada de iarna; Turbina cu gaze de 45 MWe va acoperi consumul in perioadele tranzitorii, toamna-iarna si iarna-primavara, precum si consumul mediu de iarna; Varful de consum va fi acoperit in sezonul rece de cele 2 CAF de 50 Gcal/h. In restul anului acestea vor avea rolul de rezerva pentru celelalte echipamente.	Achizitia celor 2 CAF -uri se va realiza in perioada 2019-2022, astfel incat in anul 2023 acestea sa poata functiona, cu respectarea cerintelor de mediu.

Tabel 27. Optiunea 3 pe termen lung

Optiunea 4

Echipamente noi in sursa	Acoperirea curbei de consum	Observatii
Instalatie de valorificare energetica a deseurilor menajere, formata dintr-un gazeificator si 3 motoare termice cu putere nominala de 4,3MWe si 5,5 MWt fiecare; 1 turbina cu gaze de 45 MWe cu cazan recuperator pe apa fierbinte; 2 CAF cu debit de 50 Gcal/h; CET Teleajen sau similar;	Baza curbei de consum este acoperita partial din IVE si prin achizitia de energie de la CET Teleajen sau similar in cantitate maxima de 8-10 Gcal/h vara si 15 Gcal/h in restul anului; Turbina cu gaze de 45 MWe va acoperi consumul in perioadele tranzitorii, toamna-iarna si iarna-primavara, precum si consumul mediu de iarna; Varful de consum va fi acoperit in sezonul rece de cele 2 CAF de 50 Gcal/h. In restul anului acestea vor avea rolul de rezerva pentru celelalte echipamente.	Achizitia celor 2 CAF -uri se va realiza in perioada 2019-2022, astfel incat in anul 2023 acestea sa poata functiona, cu respectarea cerintelor de mediu.

Tabel 28. Optiunea 4 pe termen lung

	Echipamente	Investitii estimate	Investitie totala (mil eur)
OPTIUNEA 1	Turbina 45MWe + reabilitari, constructii, utilitati, instalatii	36,6 mil eur + 1 mil eur + 2,3 mil eur	59,45mil eur
	Turbina 25 MWe	13 mil eur	
	Se adauga 6,55 mil eur investitiile din perioada 2019-2023		
OPTIUNEA 2	Turbina 25 MWe	13 mil eur	108,45mil eur
	Turbina 45MWe + reabilitari, constructii, utilitati, instalatii	36,6 mil eur + 2,3 mil eur	
	IVE 14 Gcal/h	50 mil eur	
	Se adauga 6,55 mil eur investitiile din perioada 2019-2023		
OPTIUNEA 3	Racord aprox. 2,3 km retele primare CET Teleajen	2,86 mil eur	58,81 mil eur
	Turbina 45MWe + reabilitari, constructii, utilitati, instalatii	36,6 mil eur + 2,3 mil eur	
	Turbina 11 MWe	10,5 mil eur	
	Se adauga 6,55 mil eur investitiile din perioada 2019-2023		
OPTIUNEA 4	Racord aprox. 2,3 km retele primare CET Teleajen	2,86 mil eur	98,31 mil eur
	Turbina 45MWe + reabilitari, constructii, utilitati, instalatii	36,6 mil eur + 2,3 mil eur	
	IVE 14 Gcal/h	50 mil eur	
	Se adauga 6,55 mil eur investitiile din perioada 2019-2023		

Figura 20. Evaluarea efortului investitional pe termen lung

Continuarea lucrarilor de reabilitare si modernizare a retelelor termice primare

Masurile necesare in vederea cresterii eficientei in sistemul de transport presupun continuarea reabilitarii conductelor si totodata redimensionarea acestora tinand cont de consumul actual si de evolutia acestuia in conditiile cresterii eficientei energetice, conform Directivei 2012/27/CE privind eficienta energetica.

Pana in prezent s-a realizat reabilitarea a 23,6% din reseaua primara de transport, restul de 86,4% insemnand conducte in lungime de 115,779 km.

In perioada 2019-2023 nu s-au prevazut lucrari ample de reabilitare, ci numai interventii punctuale in zonele in care apar sau sunt iminente avarii apreciate la 25% din totalul necesarului de investitii.

In perioada urmatoare, dupa finalizarea investitiilor la sursa trebuie realizate lucrari pe retele termice primare si secundare. Tinand cont de diametrul si lungimea conductelor care trebuie reabilitate si luand ca exemplu preturile practicate pe piata pentru lucrari similare (preturi oferite in licitatii publice in orasele Oradea, Iasi si Ramnicu Valcea) rezulta ca valoarea totala a investitiei pentru reabilitarea retelelor termice primare este de 48,5 milioane euro + TVA.

Continuarea lucrarilor de reabilitare a retelelor termice secundare

Avand in vedere pierderile reduse in retelele termice secundare si pierderile mici de fluid realizate in anul 2017, pentru perioada 2019-2023 nu s-a prevazut executia unor lucrari de anvergura pe retele secundare, ci numai interventii punctuale pentru remedierea unor eventuale avarii si eliminarea unor puncte slabe.

Pana in prezent au fost reabilitate 50% din retelele secundare, restul de 50% insemnand retele in lungime de 46 km. Valoarea investitiei in retelele secundare este de 23,5 milioane euro fara TVA.

Elaborarea analizei tehnico-economice comparativa a solutiilor, analiza cost-beneficiu si propunerea solutiei optime

Proгноza cantitatilor a fost realizata pornind de la situatia actuala si considerand impactul investitiilor propuse asupra productiei de energie termica si electrica. Proгноza costurilor de operare a fost realizata pornind de la situatia actuala si considerand impactul investitiilor propuse asupra productiei de energie termica, electrica si implicit asupra costurilor de operare. Proгноza veniturilor de operare a fost realizata pornind de la situatia actuala si considerand impactul investitiilor propuse asupra productiei de energie termica, electrica si implicit asupra veniturilor din operare. Pentru aceasta analiza au fost considerate doar veniturile din vanzarea de energie electrica si din bonusul de co-generare de inalta eficienta.

Analiza financiara a optiunilor a fost realizata considerand metodologia din "Ghidul pentru realizarea Analizei Cost-Beneficiu a proiectelor de investitii. Instrument de evaluare economica pentru Politica de Coeziune 2014-2020" emis de catre Comisia Europeana in Decembrie 2014.

Pentru analiza financiara a optiunilor au fost considerati urmatoorii indicatori:

- Valoarea Actualizata Neta (VAN) calculata considerand un factor de actualizare de 4.0% in termeni reali asa cum este recomandat de "Ghidul pentru realizarea Analizei Cost-Beneficiu a proiectelor de investitii. Instrument de evaluare economica pentru Politica de Coeziune 2014-2020" emis de catre Comisia Europeana in Decembrie 2014;
- Costul Unitar Dinamic, care poate fi considerat un prim indicator pentru "costul mediu care acopera toate costurile (full cost recovery)" pe perioada de evaluare determinata. Conform practicilor standard. Calculul "costului unitar dinamic" se bazeaza pe abordarea valorii actualizate conform careia valoarea prezenta a costului fluxului de numerar va fi impartita la valoarea prezenta a fluxului corespondent de cantitati de energie termica vandute pe o perioada determinata de evaluare.

Criteriu de selectie considerat: optiunea care genereaza cele mai reduse costuri nete ("Least cost solution").

Analiza optiunilor pe termen scurt

Rezultatele analizei de optiuni pe termen scurt sunt prezentate in uratorul tabel:

Optiuni pe termen scurt (2019-2023)	Optiunea 1	Optiunea 2	Optiunea 3	Optiunea 4
Valoare Actualizata Neta (RON)	631.713.491	642.248.885	633.054.065	653.801.317
Cost Unitar Dinamic (RON/Gcal)	280,9	285,6	281,5	290,7

Tabel 29. Rezultatele analizei de optiuni

Optiunea care genereaza cele mai reduse valori pentru cei doi indicatori (optiunea care genereaza cele mai reduse costuri de investitie si operare nete) este Optiunea 1. Tinand in sa cont de valorile foarte apropiate ale celor trei optiuni (Optiunea 2 variaza fata de Optiunea 1 cu 1,7%, Optiunea 3 variaza fata de Optiunea 1 cu 0,21% iar Optiunea 4 variaza fata de Optiunea 1 cu 3,5%) toate cele patru optiuni pot fi considerate fezabile din punct de vedere financiar.

Analiza optiunilor pe termen lung

Rezultatele analizei de optiuni pe termen scurt sunt prezentate in uratorul tabel:

Optiuni pe termen mediu si lung (2024-2043)	Optiunea 1	Optiunea 2	Optiunea 3	Optiunea 4
Valoare Actualizata Neta (RON)	2.122.726.541	2.370.647.876	2.162.252.278	2.486.988.999
Cost Unitar Dinamic (RON/Gcal)	380.1	424.5	387.2	445.3

Tabel 30. Rezultatele analizei optiunilor pe termen lung

Optiunea care genereaza cele mai reduse valori pentru cei doi indicatori (optiunea care genereaza cele mai reduse costuri de investitie si operare nete) este **Optiunea 1**. Tinand in seama de valorile foarte apropiate intre Optiunea 1 si Optiunea 3 (variatie de 1.9%) si de posibilitatea ca instalatia de valorificare energetica (IVE) sa fie finantata cu o valoare semnificativa de grant, oricare dintre cele 4 optiuni poate fi considerata fezabila in functie de disponibilitatea resurselor de finantare a investitiilor (conteaza extrem de mult componenta de granturi si subventii pentru finantarea investitiilor).

Finantarea investitiilor

Sursele de finantare disponibile sunt Programul Operational Infrastructura 2014-2020, Programul Termoficare si Confort, Bugetul de Stat, Bugetul Local, Programul Norvegian sau surse private.

Disponibilitatea surselor de finantare va reprezenta un criteriu important in alegerea optiunii care va fi implementata. Chiar daca o optiune va genera costuri de investitii si operare mai mari pe perioada de analiza, ea ar putea fi totusi aleasa spre a fi implementata in situatia in care nevoia de investitii initiale va fi mai redusa (chiar daca in timp va genera costuri de operare mai mari).

O astfel de optiune este achizitionarea de energie termica de la CET Teleajen care presupune costuri de investitii relative reduse care pot fi finantate chiar de catre partenerul privat ceea ce ar asigura o parte din energia termica cu investitii minime sau chiar zero.

O alta situatie particulara este reprezentata de catre Instalatia de Valorificare Energetica (IVE) care necesita investitii semnificative dar care va genera costuri de operare ceva mai reduse. Daca se va reusi ca o parte semnificativa a acestor investitii sa fie finantate cu granturi sau subventii din punct de vedere al consumatorului final, aceasta optiune reprezinta o solutie viabila pentru sustenabilitatea pe termen lung care va avea impact minor asupra tarifulor platite de consumatori.

Indicele de suportabilitate reprezinta procentul mediu din venitul unei gospodarii (familiei) platit pentru factura aferenta unui serviciu de utilitate publica. Indicele de suportabilitate reprezinta un instrument folosit de factorii de decizie din toate serviciile municipale (apa si apa uzata, salubritate, incalzire in sistem centralizat, etc.) pentru a analiza capacitatea de plata a consumatorilor si de a gandi pe baza lui strategiile viitoare de tarificare.

In cazul Municipiului Ploiesti considerand tarifele platite de consumatorii casnici (populatie) si consumurile de energie termica, nivelul indicelui de suportabilitate pentru anul 2017 este de 4.9% iar in anul 2018 va scadea usor in principal ca urmare a cresterii veniturilor familiei. Tinand cont de nivelul considerat suportabil pentru indicele de suportabilitate recomandat prin documentele prezentate anterior, se poate concluziona ca o parte din finantarea investitiilor viitoare poate fi asigurata si prin ajustarea viitoare a tarifulor. Acest lucru poate fi realizat prin cresterea valorii redeventei care va fi inclusa in tarif care poate fi "legata" fie de echivalentul amortizarii investitiilor, fie de nivelul serviciului datoriei aferent posibilelor credite de finantare/co-finantare a investitiilor.

Orice contract de delegare a gestiunii (in cazul in care va exista un operator propriu creat de autoritatile locale) sau de concesiune (in cazul selectarii unui operator privat) presupune stabilirea unei redevente (taxa de concesiune) care trebuie sa fie platita de catre operator catre autoritatea deleganta. In mod

normal nivelul acestei redeventa se stabileste de catre autoritatea deleganta (autoritatea locala) iar in stabilirea tarifului acesta devine element de cost.

Conform Ghidului ACB pentru proiectele finantat prin POS Mediu si POIM si Ghidul Consiliul Concurentei pentru delegarea serviciului de termoficare exista recomandari ca aceasta sa fie legata de echivalentul amortizarii activelor din patrimoniul public date in concesiune pentru a asigura surse de finantare pentru reinvestitii si a asigura o dezvoltare durabila (tinand cont si de limitarile de suportabilitate).

In sectorul de apa, de exemplu, in cazul in care imprumuturile de finantare/co-finantare a investitiilor in active publice sunt contractate de catre autoritatile locale, pentru a asigura resursele rambursarii acestor imprumuturi, nivelul redeventei este cel putin egal cu serviciul datoriei aferent acestor imprumuturi pentru a asigura resursele de rambursare pentru autoritatile locale si se determina in Analiza Cost-Beneficiu.

Similar, in momentul in care autoritatea locala va delega serviciul anul viitor catre un nou operator (fie el public sau privat), va avea posibilitatea sa stabileasca redeventa la un nivel care sa asigura rambursarea unui posibil imprumut de finantare a investitiilor necesare, in felul acesta impartind costul de finantare cu consumatorii prin tarif.

O alta sursa potentiala de finantare a investitiilor o poate reprezenta contractarea de credite fie de la banci comerciale, fie de la institutii financiare internationale (BERD, BEI). Pentru acest scenariu a fost estimat nivelul serviciului datoriei aferent finantarii investitiilor prin credite considerand urmatoarele ipoteze:

- Credite contractate in Euro. Perioada totala a creditului: 15 ani din care: Perioada de gratie - 2 ani; Perioada de rambursare - 13 ani;
- Rata dobanzii: 2.0%;

Din analiza Consultantului privind serviciul datoriei, chiar daca s-ar alege optiunea ca toate investitiile sa fie finantate prin credite, ajustarile de tarife nu sunt suficiente pentru a asigura rambursarea integrala a serviciului datoriei. Tinand cont de aceasta concluzie, sunt posibile doua scenarii:

- O parte din serviciul datoriei este finantat de la bugetul local in limita resurselor financiare disponibile iar restul sunt transferate consumatorilor prin tarife;
- O parte din valoarea investitiilor este finantata prin granturi si subventii si se vor contracta credite doar pentru co-finantarea investitiilor.

In situatia in care se va decide contractarea de credite pentru finantarea/co-finantarea investitiilor exista insa si o serie de limitari privind capacitatea de indatoare a autoritatilor locale care este limitata la 30% din veniturilor proprii. Tinand cont ca modificarile codului fiscal de la 1 ianuarie 2018 au determinat reducerea veniturilor proprii ale autoritatilor locale (cele din cota defalcata din impozitul pe venit prin reducerea cotei de impozitare de la 16% la 10%). Acesta limitare este importanta si singura solutie viabila pe termen lung este asigurarea finantarii investitiilor si cu o componenta importanta de granturi si subventii.

Tinand cont de analiza prezentat in acest capitol se poate concluziona ca transferarea unei parti din efortul investitional catre consumatori (ex. prin intermediul redeventei) respectand principiile europene "poluatorul plateste" si "acoperirea totala a costurilor" este necesara pentru a asigura o dezvoltare durabila.

Operarea infrastructurii se organizeaza si se realizeaza in urmatoarele modalitati:

- a) gestiune directa;
- b) gestiune delegata.

Decizia operatii in gestiune directa sau delegate se ia in urma unei analize a riscului de operare. In orice situatie in care PMP si CJP intentioneaza sa realizeze un proiect prin atribuirea unui contract pe termen

lung, care sa cuprinda fie executarea de lucrari si operarea rezultatului lucrarilor legate de SACET (PPP), fie prestarea, gestionarea si operarea SACET, PMP si CJP au obligatia de a elabora un studiu de fundamentare/oportunitate.

Gestiunea delegata este modalitatea de gestiune in care PMP si CJP atribuie unuia sau mai multor operatori toate ori numai o parte din competentele si responsabilitatile proprii privind furnizarea SACET, pe baza unui contract, denumit in continuare contract de delegare a gestiunii.

Contractul de delegare a gestiunii serviciului poate fi:

- a) contract de concesiune de servicii;
- b) contract de achizitie publica de servicii.

Delegarea serviciului de utilitati publice se poate face in baza Legii 99/2016 (achizitii sectoriale) in conditiile in care autoritatea locala nu detine bunuri pe care sa le concesioneze sau nu doreste sa le concesioneze. Intrucat in municipiul Ploiesti exista bunuri care formeaza sistemul de utilitati si care se supun concesiunii, in Strategie a fost abordata posibilitatea completarii cantitatii de energie produsa (asigurarea serviciului de productie). Aceasta cantitate poate fi achizitionata de catre concedent in baza Legii 99/2016. Mai departe, in subcapitolul privind Participarea unui partener privat (PPP), am coroborat optiunea de achizitie de serviciu de productie energie termica de la un CET privat existent / nou cu OUG 39/2018, privind PPP, care la art. 5 precizeaza «contractele de PPP pot fi incheiate si in scopul efectuării unei activitati relevante in sectoarele de utilitate publica prevazute in Legea 99/2016...».

Participarea unui partener privat – PPP

In zona municipiului Ploiesti au fost identificate 2 CET-uri private. In perspectiva selectarii acestei optiuni, trebuie asigurata concurenta si trebuie invitati la procedura de selectie toti posibili proprietari de CET-uri interesati sa-si dezvolte activitatea in aceasta directie. Investitorului i se poate cere prin caietul de sarcini sa construiasca infrastructura de legatura pentru conectarea CET-ului la reseaua municipiului (caz in care putem avea un contract de tip proiectare, construire, operare, transfer – DBOT sau numai BOT sau DBO).

Singura optiune identificata in cadrul Strategiei este Instalatie de valorificare energetica a deseurilor (IVE). In aceasta situatie, se va realiza o investitie in infrastructura de legatura pentru conectarea IVE la reseaua municipiului (poate fi un parteneriat public-privat – PPP, din perspectiva OUG nr. 39/2018 privind PPP).

Dupa selectarea optiunii optime de acoperire a curbei de consum, pe baza criteriilor tehnice si economice. PMP si CJP vor decide ce modalitate de operare se potriveste cel mai bine, conform matricei recomandata de Consultant. Decizia privind modul de operare se va face tinand cont de urmasorii indicatori financiari: Valoarea Actualizata Neta (VAN), Rata Interna de Rentabilitate (RIR) si Durata de amortizare (Da) rezultate din studiul de oportunitate. Prin compararea RIR si a modului de repartizare a riscurilor se va decide intre gestiunea directa si gestiunea delegat. De regula, in cazul in care, ca urmare a analizei de risc, PMP si CJP constata ca o parte semnificativa a riscului va fi transferat operatorului economic, contractul va fi considerat contract de concesiune, urmand a se aplica prevederile Legii 100/2012 privind concesiunile de lucrari si concesiunile de servicii.

Planul de actiuni si masuri administrative

Exista doua categorii de actiuni ce se vor pregati si implementa in perioada 2018-2024:

- a. Pregatirea – se refera la activitati de intocmirea caietelor de sarcini pentru achizitionarea diverselor servicii si trebuie demarate urgent, incepand cu august 2018.
- b. Implementare – se refera la concesiune si proiect de investitii:
 - a. Concesiune: stabilirea si implementarea montajului institutional.
 - b. Proiect de investitii: determinarea sursei de finantare si pregatirea proiectului.

ambele cu finalizare în următoarele 12 luni.

Planificarea și realizarea lucrărilor se va face astfel încât la finele anului 2023 noile echipamente propuse prin strategie să fie în funcțiune.

II. IDENTIFICAREA SOLUTIILOR OPTIME DE ASIGURARE A AGENTULUI TERMIC PENTRU INCALZIREA CONSUMATORILOR DIN MUNICIPIUL PLOIESTI. PRIORITIZAREA INVESTITIILOR. EVALUAREA EFORTULUI INVESTITIONAL

Solutiile propuse pentru urmatorii 25 de ani au in vedere urmatoarele aspecte:

- Reducerea consumurilor specifice de combustibil si energie;
- Cresterea eficientei echipamentelor si instalatiilor din cadrul sistemului;
- Cresterea gradului de siguranta in exploatare a sistemului;
- Reducerea costurilor de productie a energiei;
- Cresterea gradului de protectie a mediului ca urmare a reducerii emisiilor poluante (CO₂, CO, SO₂, NO_x, pulberi, etc);
- Reducerea pierderilor de caldura din cadrul sistemului.

In vederea implementarii masurilor de crestere a eficientei si sigurantei sistemului centralizat de alimentare cu energie termica, se stabilesc urmatoarele tipuri de investitii:

- A. Investitii de echipare a sursei de productie a energiei termice in vederea producerii agentului termic in conditii de eficienta energetica ridicata;
- B. Lucrari de reabilitare si modernizare a retelelor termice primare (de transport);
- C. Lucrari de reabilitare a retelelor termice secundare (de distributie).

A. INVESTITII DE ECHIPARE A SURSEI DE PRODUCERE A ENERGIEI TERMICE IN VEDEREA PRODUCERII AGENTULUI TERMIC IN CONDITII DE EFICIENTA ENERGETICA RIDICATA

Solutiile de echipare si functionare a sursei centralizate de caldura (CET Brazi) au fost elaborate avand in vedere urmatoarele considerente:

- Asigurarea necesarului de caldura la consumatori;
- Faptul ca echipamentele existente in cadrul CET Brazi nu respecta cerintele privind valorile limita ale emisiilor de NO_x impuse prin Directiva 2010/75/CE si respective de Legea 278/2013;
- Starea tehnica a echipamentelor din CET Brazi, luand in considerare numarul mare de ore de functionare si respectarea reglementarilor tehnice;
- Existenta sursei de caldura CET Teleajen ca o posibila alternativa de asigurare a cca. 13,6 % din necesarul de energie termica;
- Perspectiva contractului de concesiune a serviciului de alimentare centralizata cu energie termica, existent;
- Posibilitatea accesarii de fondurilor de finantare pentru investitiile necesare in SACET;
- Posibilitatea producerii energiei din deseuri municipale.

Pornind de la ipotezele de mai sus, solutiile privind echiparea sursei de productie a energiei s-au stabilit distinct pentru doua perioade:

- Investitii pe termen scurt - perioada 2019-2023;
- Investitii pe termen lung - perioada 2024-2043.

1. Investitii pe termen scurt - 2019-2023

Pentru perioada 2013 - 2023 s-au stabilit si se vor analiza urmatoarele 3 optiuni:

1.1. Optiunea 1

Echipamente	Acoperirea curbei de consum	Actiuni necesare in intervalul 2019 - 2023
TG 25 MWe (Veolia) CAE 5 + TA 5 CAF 2	Instalatia de cogenerare existenta, cu putere electrica de 25 MWe, functioneaza in baza tot timpul anului; CAE 5 si TA 5 acopera cea mai mare parte a curbei de consum; Varful de consum este acoperit de CAF 2, care poate functiona in regim derogatoriu din punct de vedere al emisiilor pana la sfarsitul anului 2022.	In anul 2019 se procedeaza la inlocuirea instalatiei de ardere aferenta CA 5 + TA 5, pentru asigurarea incadrarii in valorile limita admise pentru concentratia de NOx; In anul 2023 CAF 2 se inlocuieste cu 2 CAF noi de cate 50 Gcal/h fiecare.

Tabel 31. Schema de functionare propusa in optiunea 1 pe termen scurt

Acoperirea curbei de consum se prezinta astfel:

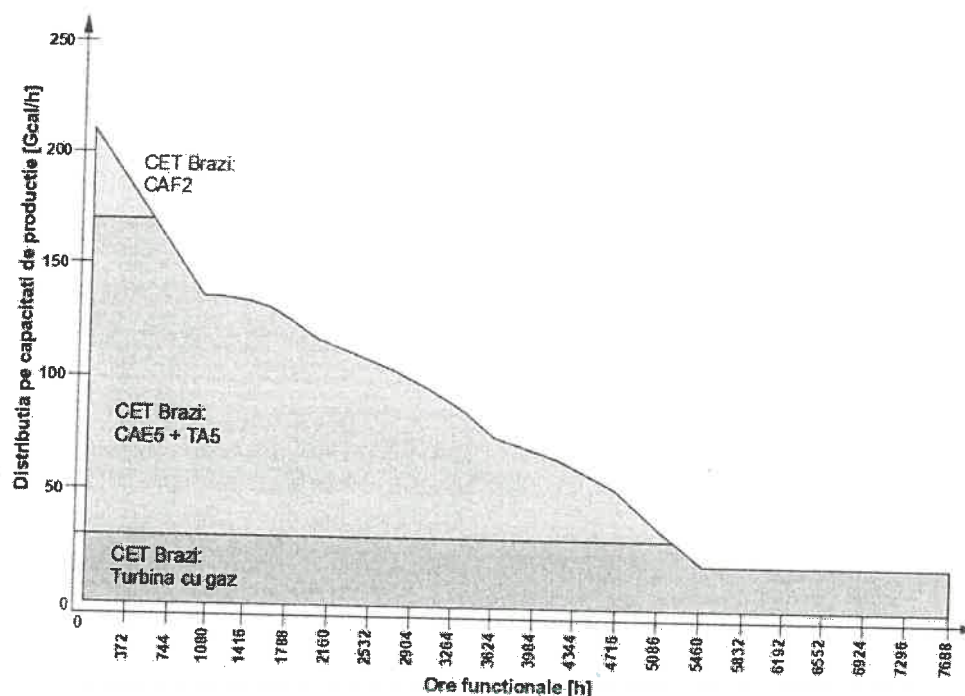


Figura 21. Acoperirea curbei de sarcina conform optiunii 1 pe termen scurt

Aceasta optiune este sustenabila, in forma actuala, doar daca se prelungeste contractul de delegare prin concesiune cu actualul operator (turbina cu gaze de 25 MWe apartine Veolia) si doar daca turbina este mentinuta in functiune la parametrii necesari, prin investitii ale operatorului. Aceasta a fost montata in CET Brazi in anul 2010 si asupra ei au fost executate doua reparatii capitale pana in anul 2015, astfel incat in prezent are o durata de viata mai scazuta.

Instalatia de cogenerare este formata dintr-o turbina de gaze cu putere electrica de 25 MWe, un cazan recuperator de abur avand debitul nominal de 38 t/h, presiunea de 17 bar si temperatura de 205°C, statii

de reducere presiune si schimbatoare de caldura. Aceasta acopera baza curbei de consum de energie termica si functioneaza tot anul, respectand cerintele privind valorile limita a emisilor.

Aburul produs in cazanul recuperator este evacuat printr-o statie de reducere a presiunii (22/13 bar) intr-un colector de 13 bar existent in sala turbinelor cu abur. Din acest colector o parte din abur este dirijat catre 2 statii de reducere de 13/7 bar din care se alimenteaza boilerele/schimbatoarele de caldura de energie si catre statia de reducere de 13/1,2 bar din care se alimenteaza consumatorii interni de abur la presiunea de 1,2 bar. Consumatorii interni alimentati sunt degazoarele de apa demineralizata pentru alimentarea cazanului recuperator si de apa dedurizata, care se folosesc pentru adaos in retea primara/de transport, pentru completarea pierderilor si preluarea variatiilor de volum a apei din retea de transport, ca urmare a variatiei temperaturii agentului primar din conducte.

Grupul energetic de cogenerare nr.5 format din cazan de abur cu debit de 420 t/h, presiunea de 140 bar si temperatura 540 °C si turbina cu abur cu putere nominala electrica de 105 MWe, cu condensatie si prize. Din prizele turbinei se extrage abur care prin schimbatoarele de caldura incalzeste apa din retea primara. Debitul maxim de energie termica al grupului termoelectric este de 150 Gcal/h si acopera partea mediana a curbei de sarcina.

Incepand cu 01.01.2016, cazanul de abur nr. 5 nu mai respecta valorile limita stabilite pentru emisii, astfel incat este necesara realizarea in regim de urgenta a investitiei pentru inlocuirea instalatiei de ardere.

Pentru executia lucrarilor primare si secundare care conduc la reducerea emisiilor a fost elaborat un Studiu de Fezabilitate ce cuprinde urmatoarele lucrari:

Masuri primare:

- Inlocuirea instalatiei de ardere a cazanului.

Masuri secundare:

- Realizarea instalatiei de injectie in focar a ureei pentru reducerea concentratiei de NO_x in gazele de ardere;
- Realizarea recirculatiei unei parti din gazele de ardere in partea finala a focarului cazanului.

Autorizatia Integrata de Mediu prevede ca aceste investitii trebuiau contractate pana la data de 30.04.2018, astfel incat lucrarile sa fie finalizate pana la inceperea sezonului rece 2018-2019.

Pana in prezent, lucrarile mentionate mai sus nu au fost demarate, astfel incat in sezonul rece 2018-2019 cazanul nu poate functiona respectand cerintele de mediu. In situatia deconectarii acestuia, CET Brazi poate asigura aproximativ 60% din necesarul maxim de energie termica al SACET.

Este obligatorie realizarea masurii primare pentru asigurarea necesarului maxim de energie termica in sezonul rece 2018 – 2019.

Experienta altor cazane similare (care functioneaza pe baza de gaze naturale) din tara a aratat ca se poate obtine o concentratie de NO_x de max.100 mg/Nmc gaze arse, cu continut de O₂ de 3% numai daca se reabiliteaza/inlocuieste instalatia de ardere.

Injectia de uree in focar, pentru reducerea NO_x conduce la costuri de exploatare ridicate, existand totodata riscul ca in cazul unei dozari necontrolate corespunzator sa se depaseasca concentratia de amoniu in gazele evacuate, pentru care norma este 10 mg/Nm³nc gaze arse ce au un continut de O₂ de 3%.

Valoarea investitiei pentru inlocuirea instalatiei de ardere la CAE 5 a fost estimata la 1,86 mil euro, valoare similara in cazul altor contracte din Europa si din tara. La acest cazan s-au inlocuit conductele de abur viu, dar numai intre cazan si turbina de abur nr.5.

In aceasta situatie nu se mai pot folosi barele de abur viu in care ar trebui sa debiteze cazanele 5 si 6 si din care ar trebui sa se alimenteze turbinele 5 si 6. In acelasi timp, nu se mai poate asigura din barele de abur viu, prin statiile de reducere-racire, consumul intern de abur de diverse presiuni. Acest consum intern se



asigura fie din cazanul recuperator aferent turbinei cu gaze, fie din cele 2 cazanele de abur industrial (CAI), care au fost instalate in acest scop.

Cosul de fum prin care sunt evacuate gazele de ardere din CAE 5,6 si 7 este degradat din punct de vedere tehnic, cu rezistenta scazuta la seism. Pentru consolidarea acestuia a fost intocmit un Studiu de Fezabilitate.

Conform Autorizatiei Integrate de Mediu nr. PH28/10.01.2018 emisa de Agentia pentru Protectia Mediului Prahova, cazanul de apa fierbinte nr.2 poate functiona in regim derogatoriu in ceea priveste respectarea normelor de emisii pana la 31.12.2022. Avand in vedere consumul mare de energie termica al SACET pe diferite perioade din an si pentru evitarea functionarii unui cazan mare, de 100 Gcal/h la sarcini foarte mici, respectiv cu randament scazut, este mai indicat ca in locul unui CAF de 100 Gcal/h sa se instaleze 2 cazane cu debit nominal de 50 Gcal/h fiecare.

In schema de functionare propusa prin Optiunea 1, peste 90% din necesarul de energie pentru acoperirea curbei anuale de consum se produce in cogenerare, cu o eficienta globala de peste 70%. Intreaga cantitate de energie produsa in cogenerare indeplineste cerintele impuse prin Directiva 2012/27/CE pentru energia in cogenerare de inalta eficienta. Pentru acest tip de energie se acorda un spijin sub forma unui bonus pana la sfarsitul anului 2022.

1.2. Optiunea 2

Echipamente	Acoperirea curbei de consum	Actiuni necesare in intervalul 2019 - 2023
CET Teleajen – schimbator de caldura; CAE 5 + TA 5 CAF 2	Baza curbei de consum este acoperita de CET Teleajen, tot timpul anului; CAE 5 si TA 5 acopera cea mai mare parte a curbei de consum; Varful de consum este acoperit de CAF 2, care poate functiona in regim derogatoriu din punct de vedere al emisiilor pana la sfarsitul anului 2022.	In anul 2019 se procedeaza la inlocuirea instalatiei de ardere aferenta CA 5 + TA 5, pentru asigurarea incadrarii in valorile limita admise pentru concentratia de NOx si pulberi; Racord nou cu lungime de 2,3 km (2 conducte de DN 500 mm) pentru conectare CET Teleajean sau similar la retea de transport; In anul 2023 CAF 2 se inlocuieste cu 2 CAF noi de cate 50 Gcal/h fiecare.

Tabel 32. Schema de functionare propusa in optiunea 2 pe termen scurt

Acoperirea curbei de sarcina se prezinta astfel:

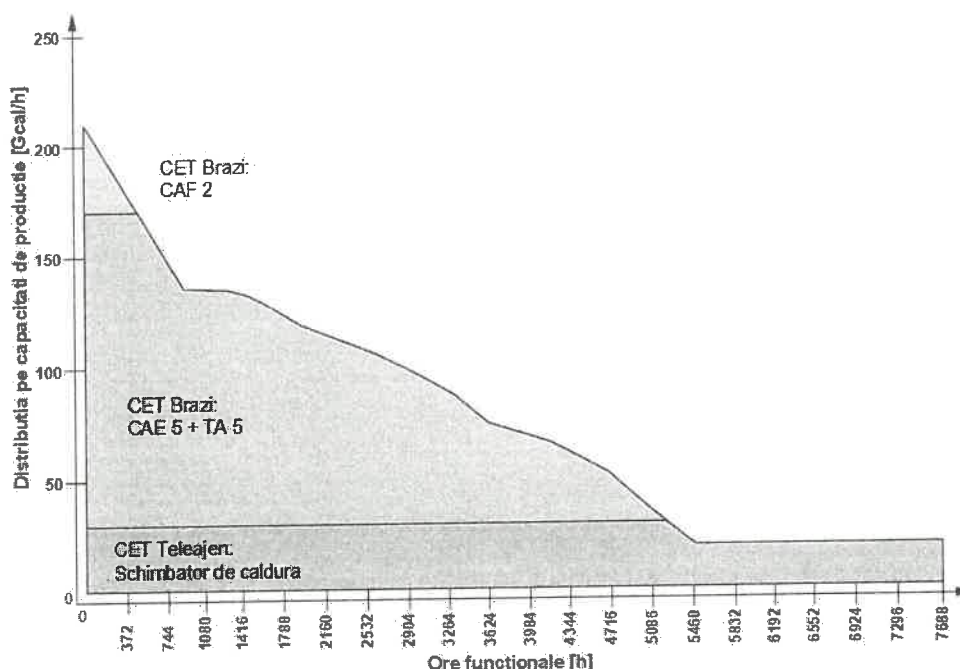


Figura 22. Acoperirea curbei de sarcina conform optiunii 2 pe termen scurt

Aceasta optiune se poate aplica in situatia in care contractul existent de concesiune al serviciului de alimentare centralizata cu energie termica incheiat cu actualul operator nu se prelungeste, iar intre parti nu se poate ajunge la o intelegere pentru inchirierea de la actualul operator a instalatiei de cogenerare cu turbina cu gaze de 25 MWe. Aceasta optiune este fezabila doar daca se incheie un contract cu operatorul CET Teleajen, in vederea preluarii de la acesta a unei cantitati de energie termica, pe toata perioada anului. CET Teleajen produce energia termica prin arderea gudronului/cocsului de petrol si gazelor naturale. Cazanele din CET Teleajen respecta in intregime cerintele de mediu conform prevederilor Directivei 2010/75/CE respectiv Legii nr. 278/2013.

Energia termica din CET Teleajen se poate introduce in reseaua primara in zona de racord PT 55, in prezent existand un astfel de racord cu 2 conducte de DN 300mm. Pentru debitul de 30 Gcal/h, la viteza recomandata de 2-2,5 m/s, este necesar ca aceste conducte sa fie inlocuite cu altele cu DN 500 mm. Valoarea estimata a investiei este de 2,86 mil euro; valoarea a fost estimata pe baza altor investitii similare care au avut loc la Oradea si Iasi. Conducta noua care se va realiza din conducte de otel preizolate va avea o durata de viata de minim 30 de ani. In situatia consumului de vara, de circa 20 Gcal/h, se poate livra energia termica din CET Teleajen in reseaua primara a SACET (racord PT 55) prin conductele existente de DN 300 mm, care, la o viteza de 1,5 m/s, pot aduce cele 20 Gcal/h la un Δt de 30°C. In perioada de iarna, prin cresterea presiunii de pompare din CET Teleajen, s-ar putea livra 30 Gcal/h in reseaua de transport, cu o viteza de circulatie a apei de circa 3,5 m/s.

In vederea utilizarii conductelor existente de DN300 mm este necesara expertizarea acestora pentru stabilirea starii tehnice actuale, din punct de vedere al al coroziunii interioare, coroziunii exterioare/interioare in zona suportilor si starea tehnica a izolatiei termice. Totodata se va realiza proba de presiune hidraulica conform normativului NP 029-02. Expertizarea presupune ca in diferite zone, cu efort maxim asupra conductelor si anume in zona suportilor se deschide canalul termic, se desface izolatie termica si se constata daca exista coroziune de efort sau nu. De asemenea, se efectueaza o proba de

presiune pentru depistarea eventualelor neetanseitati. In functie de rezultatele expertizei se va stabili durata de viata ramasa a acestor conducte. Pentru stabilirea duratei de viata ramasa pentru conductele existente de Dn 300 mm este necesara expertizarea acestora. Expertizarea presupune ca in diferite zone, cu efort maxim asupra conductelor, si anume in zona suportilor se deschide canalul termic, se desface izolatia termica si se constata daca exista coroziune de efort sau nu. De asemenea, se efectueaza o proba de presiune pentru depistarea eventualelor neetanseitati.

Din punct de vedere tehnic aceasta optiune este fezabila, dar conduce la cresterea costului unitar al energiei termice produse in CET Brazi pentru ca, desi nu mai produce energie in perioada de vara, cheltuielile constante raman aproximativ la acelasi nivel. Analiza financiara va stabili oportunitatea si fezabilitatea acestei optiuni.

1.3. Optiunea 3

Echipamente	Acoperirea curbei de consum	Actiuni necesare in intervalul 2019 - 2023
CAE 5 + TA 5 CAF 2	Baza consumului este acoperita de CAF 2. CAE 5 si TA 5 acopera cea mai mare parte a curbei de consum; Varful de consum este acoperit de CAF 2, care poate functiona in regim derogatoriu din punct de vedere al emisiilor pana la sfarsitul anului 2022.	In anul 2019 se procedeaza la inlocuirea instalatiei de ardere aferenta CA 5 + TA 5, pentru asigurarea incadrarii in valorile limita admise pentru concentratia de NOx si pulberi; In anul 2023 CAF 2 se inlocuieste cu 2 CAF noi de cate 50 Gcal/h fiecare.

Tabel 33. Schema de functionare propusa in optiunea 3 pe termen scurt

Acoperirea curbei de sarcina se prezinta astfel:

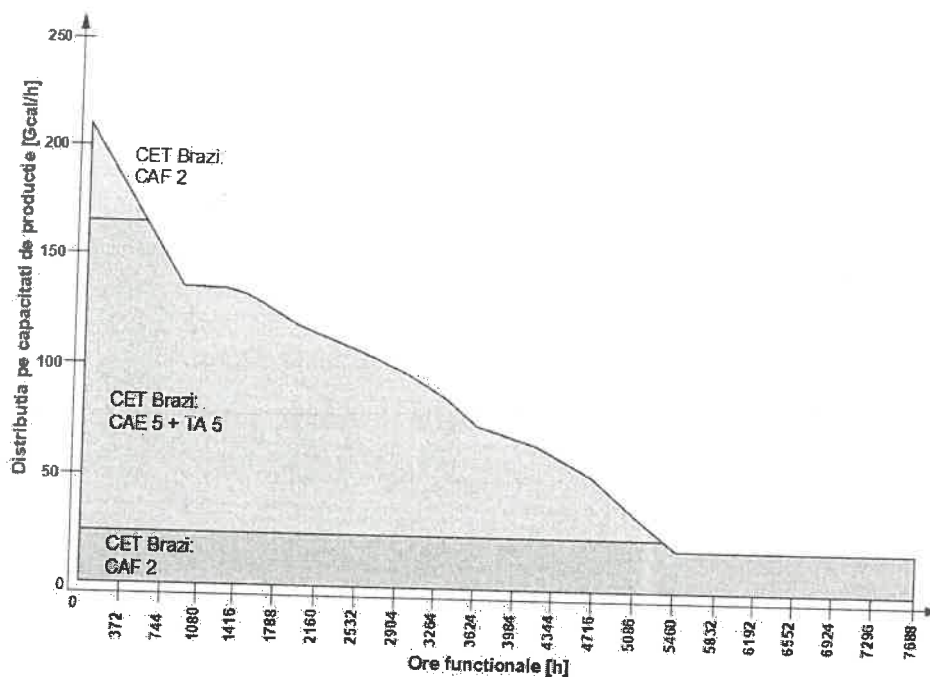


Figura 23. Acoperirea curbei de sarcina conform optiunii 3 pe termen scurt

Aceasta optiune este aplicabila in cazul in care pretul de vanzare al energiei termice produse in CET Teleajen este mai mare decat pretul de productie in CET Brazi. In aceasta situatie CAF 2 poate acoperi baza curbei de sarcina in perioada de vara si perioada tranzitorie, iar in perioada de iarna poate acoperi varful sarcinii de consum. In sezonul rece baza curbei de consum este acoperita de grupul termoelectric (CAE 5 + TA 5).

In oricare dintre cele 3 optiuni prezentate nu exista echipamente de rezerva astfel incat in cazul unei defectiuni la oricare dintre sursele in functiune, consumul maxim nu mai poate fi acoperit.

Astfel:

- In cazul in care la grupul termoelectric se produce o avarie/defectiune/indisponibilitate se poate asigura un consum de maxim 130 Gcal/h in optiunile 1 si 2 si 100 Gcal/h in optiunea 3.
- In cazul in care la CAF 2 se produce o defectiune/avarie se poate asigura un consum maxim de 180 Gcal/h in optiunile 1 si 2 si 150 Gcal/h in optiunea 3.

1.4. Optiunea 4

Echipamente	Acoperirea curbei de consum	Actiuni necesare in intervalul 2019 - 2023
CCCC privat Brazi-schimbatoare de caldura alimentate cu abur din prizele de 13 si 4 bari ai turbinei cu abur. CAE 5 + TA 5 CAF 2	Baza curbei de consum si cea mai mare parte a consumului va fi acoperita din CCCC privat Brazi. Varful de consum este acoperit de CAF 2, care poate functiona in regim derogatoriu din punct de vedere al emisiilor pana la sfarsitul anului 2022. CAE 5 si TA 5 raman ca rezerva pentru situatia in care CCCC privat Brazi functioneaza cu un singur grup sau nu functioneaza cu niciunul	In anul 2019 se va proceda la montarea in CCCC privat Brazi a unor schimbatoare de caldura care se vor racorda la prizele de abur ale turbinei cu abur. Se va realiza instalatia de recuperare a condensului si introducerea acestuia in circuitul apei de alimentare al cazanelor recuperatoare. Se vor monta pompe pentru apa din circuitul primar de termoficare care va prelua caldura din schimbatoare de caldura si o va introduce in reseaua termica primara a SACET. Se va realiza un traseu de retea primara cu lungime de circa 1 Km format din 2 conducte cu Dn600 Tot in anul 2019 se procedeaza la inlocuirea instalatiei de ardere aferenta CA 5 + TA 5, pentru asigurarea incadrarii in valorile limita admise pentru concentratia de NOx si pulberi; In anul 2023 CAF 2 se inlocuieste cu 2 CAF noi de cate 50 Gcal/h fiecare.

Tabel 34. Schema de functionare propusa in optiunea 4 pe termen scurt

Acoperirea curbei de sarcina se prezinta astfel:

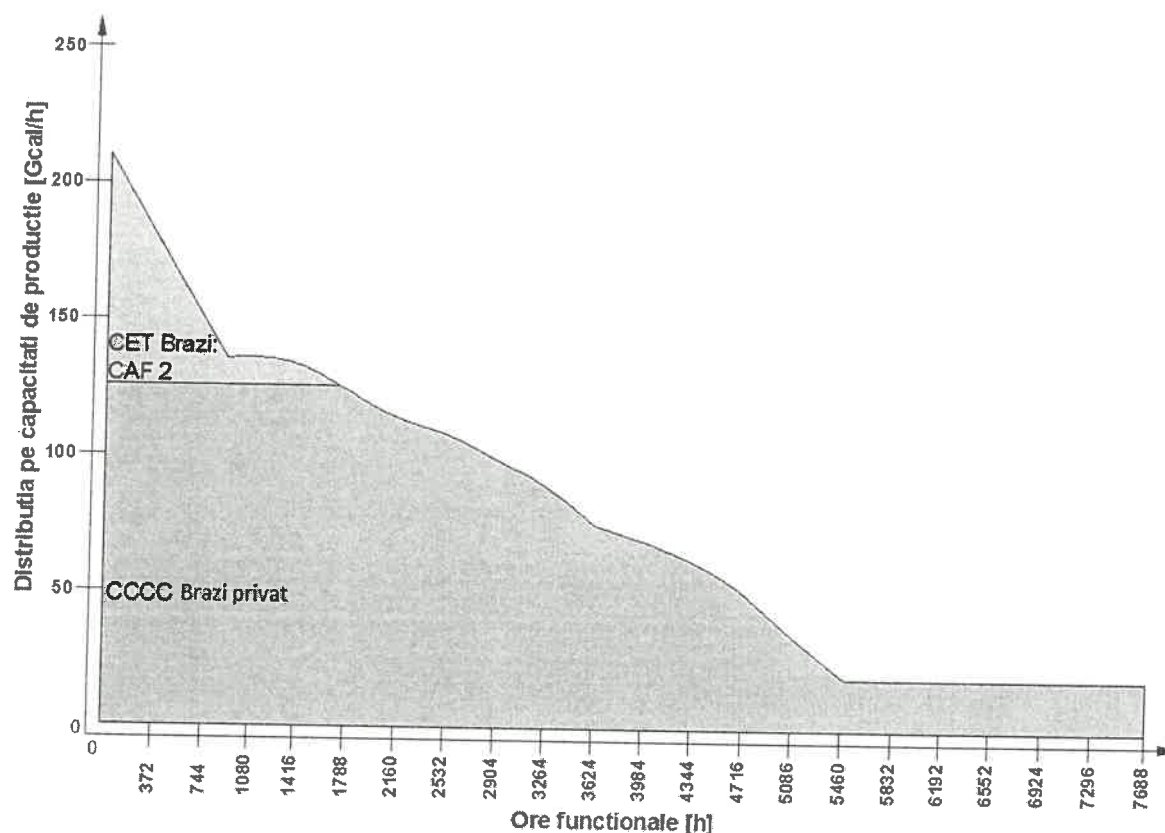


Figura 24. Acoperirea curbei de sarcina conform optiunii 4 pe termen scurt

Aceasta optiune este aplicabila in cazul in care pretul de vanzare al energiei termice produse in CET privat Brazi este mai mic decat pretul de productie in CET Brazi CJ si in situatia in care operatorul privat se angajeaza contractual sa asigure cantitatea de energie termica conform curbei clasate de consum cu variatii intre 20Gcal/h si 130 Gcal/h.

Trăbuie avut in vedere ca pretul pietei de energie electrica nu permite functionarea permanent a ambelor grupuri din centrala de cogenerare in cifru combinat (CCCC) Brazi privat, fiind situatii in care nu functioneaza niciun grup energetic. In aceste situatii nu este posibila livrarea cantitatii de energie termica, conform curbei de consum. Chiar daca operatorul ar primi bonus pentru energia electrica produsa in cogenerare de inalta eficienta, aceasta cantitate ar fi reduca comparativ cu sarcina nominala a centralei. Centrala are in structura 2 turbine cu gaze cu 2 cazane recuperatoare si numai o turbina cu abur din care se poate extrage energia termica pentru SACET. Astfel, pentru producerea a 130 Gcal/h (150 MWt) energie termica se produc in total 860 MWe, deci o cantitate mare de energie electrica ce va trebui vanduta pe piata libera. Acest fapt este dificil avand in vedere structura de combustibil utilizat pentru producerea energiei electrice in Romania. Tinand cont de cele prezentate si avand in vedere faptul ca asigurarea serviciului public de alimentare cu energie termica este in responsabilitatea autoritatii locale, se recomanda ca si in acest scenariu sa se realizeze investitia de inlocuire a instalatiei de ardere la CAE5. In situatia in care este necesara functionarea grupului nr. 5 din CET Brazi (CAE 5+TA5), acesta va ramane in rezerva in oricare dintre schemele de functionare pe termen scurt si chiar termen mediu si lung.

	Echipamente	Investitii estimate	Investitie totala (mil eur)
OPTIUNEA 1	Turbina 25MWe	• Responsabilitatea operatorului curent	6,55 mil eur
	CAF 2 x 50 Gcal/h	• 4,7 mil eur	
	CAE 5+TA5	• 1,85 mil eur	
OPTIUNEA 2	CAF 2 x 50 Gcal/h	• 4,7 mil eur	6,55 mil eur
	CAE 5+TA5	• 1,85 mil eur	
	Racord CET Teleajen	• Responsabilitate Consiliul Judetean sau CET Teleajen.	
OPTIUNEA 3	CAF 2 x 50 Gcal/h	• 4,7 mil eur	6,55 mil eur
	CAE 5+TA5	• 1,85 mil eur	
OPTIUNEA 4	CAF 2 x 50 Gcal/h	• 4,7 mil eur	6,55 mil eur
	CAE 5+TA5	• 1,85 mil eur	
	Lucrari in CCCC Brazi privat + record la retea primara	• 5,2 mil eur • Responsabilitate operator CET privat Brazi.	

Figura 25. Evaluarea efortului investitional pe termen scurt in toate cele 3 optiuni analizate

2. Investitii pe termen lung 2024-2043

Toate optiunile propuse pe termen lung includ montarea de noi surse de productie a energiei termice intrucat:

- Echipamentele existente au o durata mare de functionare si necesita cheltuieli mari pentru reparatii si reabilitari;
- Cosul de fum al cazanului nr.5 trebuie consolidat pentru a raspunde cerintelor privind rezistenta la seism ca urmare a starii tehnice proaste si pentru a se conforma prevederilor P100/2013. Totusi, in situatia in care se va renunta in anul 2023 la functionarea CAE 5 ar fi oportuna o noua expertiza pentru a stabili daca acest cos mai poate functiona pentru o perioada de 5-6 ani. Reabilitarea cosului presupune o investitie mare in conditiile in care acesta este supradimensionat, fiind construit pentru a prelua si dispersa gazele de la 3 cazane de 420t/h. In prezent functioneaza un singur cazan, aproximativ 4100 ore/an;
- CAF 2 functioneaza in regim derogatoriu din punct de vedere al valorilor limita a concentratiilor de emisii pana la data de 21.12.2022;
- Grupul energetic nr.5 realizeaza o eficienta globala de peste 70% (energia electrica produsa in cogenerare este de inalta eficienta) desi instalatiile actuale de cogenerare pot ajunge pana la un grad de eficienta de 86-90%;
- Eficienta ridicata a unor noi tipuri de instalatii ar conduce la reducerea cantitatii de combustibil ars si la scaderea cantitatilor de emisii de gaze cu efect de sera. Aceste instalatii de cogenerare sunt fabricate pentru a se incadra in valorile limita ale concentratiilor de emisii.
- Eficienta ridicata a noilor tipuri de instalatii ar genera costuri de productie mai scazute. In vederea valorificarii energiei electrice pe piata, trebuie avut in vedere ca incepand cu anul 2023 schema

de sprijin pentru energia electrica produsa in cogenerare de inalta eficienta va inceta. De asemenea, la nivelul necesarului de consum al tarii, exista pe piata energie electrica produsa in instalatii cu costuri mai reduse, energie din surse regenerabile care este sprijinita prin schema de suport, precum si energie electrica obtinuta prin arderea unor combustibili cu pretul mai scazut decat al gazelor naturale utilizate in CET Brazi.

- Exista posibilitatea de a produce energie in cogenerare de inalta eficienta prin valorificarea deseurilor menajere cu un randament de 65%, conform reglementarilor europene si nationale;
- Exista posibilitatea de a cumparara energie termica la un pret mai scazut decat costul de productie a acesteia in CET Brazi. Acest tip de energie este produsa in cogenerare prin valorificarea unor gudroane petroliere si a cocsului de petrol, care au preturi mai mici decat gazele naturale arse in CET Brazi.

Avand in vedere aspectele prezentate mai sus si tinand cont de oportunitatile existente in zona municipiului Ploiesti s-au stabilit si analizat urmatoarele 4 optiuni:

2.1. Optiunea 1

Echipamente noi in sursa	Acoperirea curbei de consum	Observatii
1 turbina cu gaze cu putere de 25 MWe cu cazan recuperator pe abur 1 turbina cu gaze cu putere de 45 MWe cu cazan recuperator pe apa fierbinte; 2 CAF cu debit de 50 Gcal/h	Baza consumului este acoperita de turbine cu gaze de 25 MWe; Turbina cu gaze de 45 MWe va acoperi consumul in perioadele tranzitorii, toamna-iarna si iarna-primavara, precum si consumul mediu de iarna. Pentru a se acoperi intreg consumul este necesar ca la CAF aferent acestei turbine, sa fie montat un arzator suplimentar pentru a obtine circa 12 Gcal/h; Varful de consum va fi acoperit in sezonul rece de cele 2 CAF-uri de 50 Gcal/h. In restul anului acestea vor avea rolul de rezerva pentru celelalte echipamente.	Achizitia celor 2 CAF-uri se va realiza in perioada 2019-2022, astfel incat in anul 2023 acestea sa poata functiona, cu respectarea cerintelor de mediu.

Tabel 35. Schema de functionare propusa in optiunea 1 pe termen lung

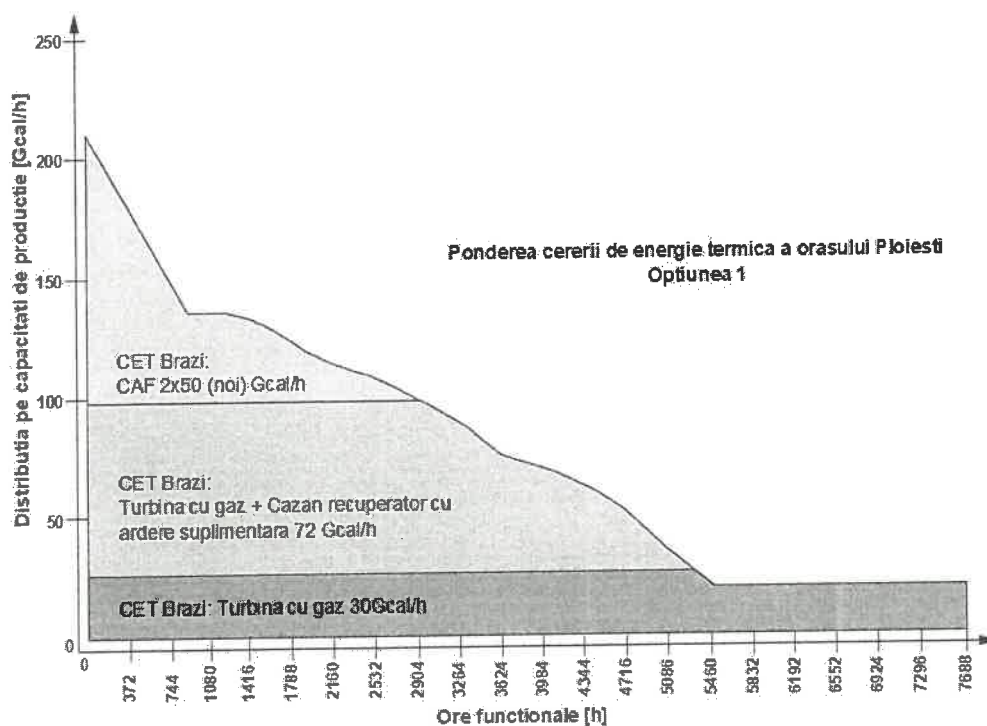


Figura 26. Acoperirea curbei de sarcina conform optiunii 1 pe termen lung

Optiunea descrisa este sustenabila din punct de vedere tehnic insa costurile de operare sunt ridicate, ceea ce inseamna ca si energia electrica obtinuta va avea un pret mai mare pe piata din Romania.

	Echipamente	Investitii estimate	Investitie totala (mil eur)
OPTIUNEA 1	Turbina 25MWe	13 mil eur	59,45 mil eur
	Turbina 45MWe + arzator la CAF + reabilitari aferente	36,6 mil eur + 1 mil. euro 2,3 mil eur	
	Se adauga 6,55 mil eur Investitiile din perioada 2019-2023		

Figura 27. Evaluarea efortului investitional pentru optiunea 1 pe termen lung

Valoarea totala a investitiei pe termen lung in optiunea prezentata, incluzand si sumele de investit in etapa 2019-2023, este de 59,45 mil. euro.

2.2. Optiunea 2

Echipamente noi in sursa	Acoperirea curbei de consum	Observatii
Instalatie valorificare energetica a deseurilor menajere, formata dintr-un gazeificator si 3 motoare termice cu putere nominala de 4,3MWe si 5,5 MWt fiecare; 1 turbina cu gaze cu putere de 25 MWe cu cazan recuperator pe abur 1 turbina cu gaze cu putere de 45 MWe cu cazan recuperator pe apa fierbinte; 2 CAF cu debit de 50 Gcal/h.	Baza curbei de consum este acoperita de instalatia de valorificare deseuri; Turbina cu gaze de 25 MWe va asigura in baza, diferenta intre sarcina prevazuta pe curba de consum si cea pe care o produce instalatia de valorificare energetica a deseurilor; Turbina cu gaze de 45 MWe va acoperi consumul in perioadele tranzitorii, toamna-iarna si iarna-primavara, precum si consumul mediu de iarna; Varful de consum va fi acoperit in sezonul rece de cele 2 CAF de 50 Gcal/h. In restul anului acestea vor avea rolul de rezerva pentru celelalte echipamente.	Achizitia celor 2 CAF - uri se va realiza in perioada 2019-2022, astfel incat in anul 2023 acestea sa poata functiona, cu respectarea cerintelor de mediu.

Tabel 36. Schema de functionare propusa in optiunea 2 pe termen lung

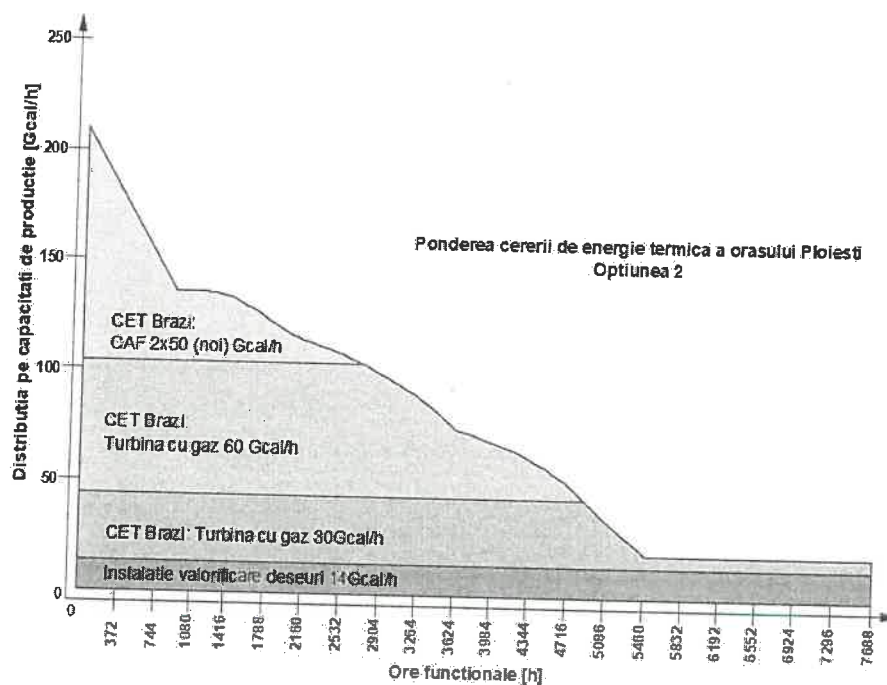


Figura 28. Acoperirea curbei de sarcina conform optiunii 2 pe termen lung

Instalatia de valorificare a deseurilor menajere se compune din instalatia de gazeificare a deseurilor rezultate din statia MBT si 3 motoare termice cu putere electrica unitara de 4,3MWe si 5,5 MWt, ceea ce corespunde unei sarcini termice de 4,7 Gcal/h.

Gazeificarea este o metoda de tratare termica care poate fi aplicata pentru a transforma deseurile in gaz, produse reciclabile si reziduuri. Dupa un proces de curatire si purificare, gazele rezultate sunt arse in

cazane, motoare termice sau turbine cu gaze. In gazeificator deseurile marunte, in cazul de fata rezultate din statia MBT, care contin carbon, reactioneaza cu un agent de gazeificare, care poate fi aer, oxigen, abur sau CO₂. Procesul are loc la o temperatura de 800-1000⁰ C. Prin gazeificare carbonul fixat este, de asemenea, gazeificat. Procesul de gazeificare poate avea 1 sau 2 trepte. Gazeificatorul poate functiona in contracurent sau nu, poate continua un pat fix sau fluidizat. In cazul statiilor mari se utilizeaza un pat fluidizat cu barbotare sau circulare, functionand la presiune atmosferica sau sub presiune.

Tipul instalatiei de gazeifiere se va stabili in functie de oferta pietii, la nivelul Studiului de Fezabilitate. Gazeificarea este putin folosita in Europa, motiv pentru care exista putine date si elemente despre acest proces. Aceasta optiune este fezabila din punct de vedere tehnic, deoarece deseurile sunt maruntite si uscate in statia MBT existenta, inainte de a intra in gazeificator iar restul echipamentelor propuse au o utilizare destul de larga si o eficienta globala foarte ridicata, de pana la 85% in cazul cogenerarii in turbine cu gaze si motoare termice.

	Echipamente	Investitii estimate	Investitie totala (mil eur)
OPTIUNEA 2	Turbina 25MWe	• 13 mil eur	108,45mil eur
	Turbina 45MWe + reabilitari, constructii, utilitati, instalatii	36,6 mil eur + 2,3 mil eur	
	IVE 14 Gcal/h	50 mil eur	
	Se adauga 6,55 mil eur investitiile din perioada 2019-2023		

Figura 29. Evaluarea efortului investitional pentru optiunea 2

Valoarea investitiei in aceasta optiune este de 108,45 mil euro, incluzand si valoarea investitiilor realizate in perioada 2019-2023.

2.3. Optiunea 3

Echipamente noi in sursa	Acoperirea curbei de consum	Observatii
1 turbina cu gaze de 10 MWe cu cazan recuperator pe abur;	Baza curbei de consum este acoperita prin achizitionarea de energie in cantitate de maxim 30 Gcal/h de la CET Teleajen sau similar;	Achizitia celor 2 CAF -uri se va realiza in perioada 2019-2022, astfel incat in anul 2023 acestea sa poata functiona, cu respectarea cerintelor de mediu.
1 turbina cu gaze de 45 MWe cu cazan recuperator pe apa fierbinte;	Turbina cu gaze de 10 MWe va asigura consumul intern al CET Brazi atunci cand cazanele industriale nu functioneaza si participa la acoperirea curbei de consum in perioada de iarna;	
2 CAF cu debit de 50 Gcal/h;	Turbina cu gaze de 45 MWe va acoperi consumul in perioadele tranzitorii, toamna-iarna si iarna-primavara, precum si consumul mediu de iarna;	
CET Teleajen sau similar;	Varful de consum va fi acoperit in sezonul rece de cele 2 CAF de 50 Gcal/h. In restul anului acestea vor avea rolul de rezerva pentru celelalte echipamente.	

Tabel 37. Schema de functionare propusa in optiunea 3 pe termen lung

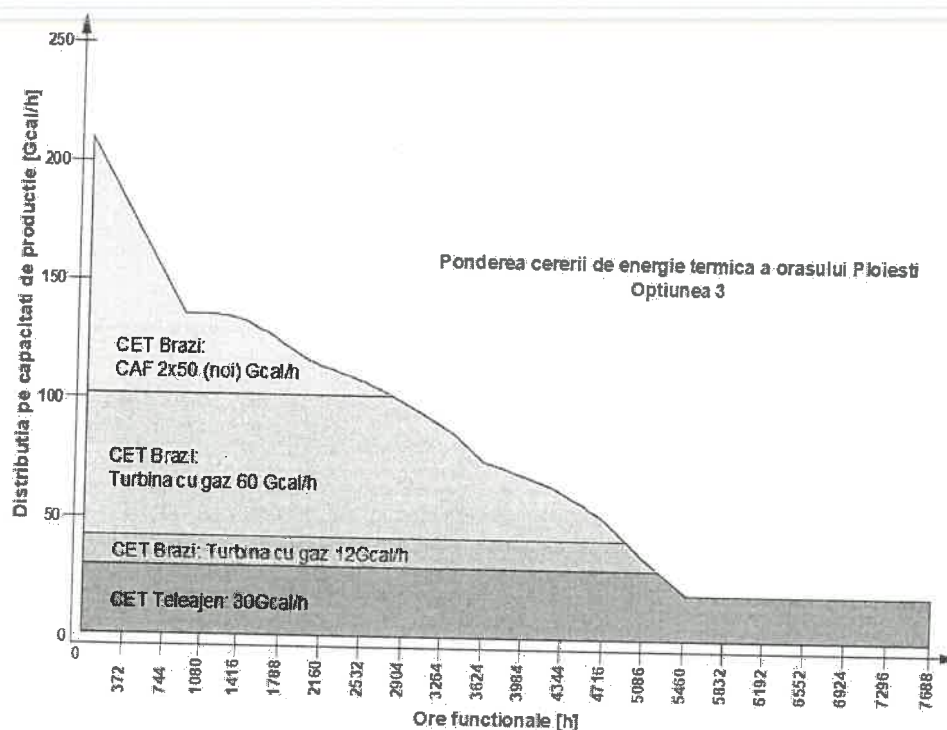


Figura 30. Acoperirea curbei de sarcina conform optiunii 3 pe termen lung

Din punct de vedere tehnic, aceasta optiune este fezabila, insa faptul ca in perioada de vara sursele din CET Brazi nu functioneaza iar cantitatea de energie electrica produsa in cogenerare scade simtitor, va determina cresterea costului de productie a energiei. Pentru a se evita aceasta situatie, energia termica achizitionata de la CET Teleajen sau alta sursa alternativa, trebuia sa aiba un pret mai mic comparativ cu costul unitar din CET Brazi. In CET Teleajen energia termica este produsa pe baza de cocs de petrol si gaze naturale. In analiza financiara sunt detaliate aspecte legate de costurile unitare ale energiei.

	Echipamente	Investitii estimate	Investitie totala (mil eur)
OPTIUNEA 3	Racord aprox. 2,3 km retele primare CET Teleajen	• 2,86 mil. eur	58,81mil eur
	Turbina 45MWe + reabilitari, constructii, utilitati, instalatii	• 36,6 mil eur + 2,3 mil eur	
	Turbina 11 MWe	• 10,5 mil eur	
	Se adauga 6,55 mil eur investitiile din perioada 2019-2023		

Figura 31. Evaluarea efortului investitional pentru optiunea 3

Valoarea investitiei in aceasta optiune este de 58,81 mil. euro, incluzand si valoarea investitiilor realizate in perioada 2019-2023.

2.4. Optiunea 4

Echipamente noi in sursa	Acoperirea curbei de consum	Observatii
Instalatie de valorificare energetica a deseurilor menajere, formata dintr-un gazeificator si 3 motoare termice cu putere nominala de 4,3MWe si 5,5 MWt fiecare; 1 turbina cu gaze de 45 MWe cu cazan recuperator pe apa fierbinte; 2 CAF cu debit de 50 Gcal/h; CET Teleajen sau similar;	Baza curbei de consum este acoperita partial din IVE si prin achizitia de energie de la de la CET Teleajen sau similar in cantitate maxima de 8-10 Gcal/h vara si 15 Gcal/h in restul anului; Turbina cu gaze de 45 MWe va acoperi consumul in perioadele tranzitorii, toamna-iarna si iarna-primavara, precum si consumul mediu de iarna; Varful de consum va fi acoperit in sezonul rece de cele 2 CAF de 50 Gcal/h. In restul anului acestea vor avea rolul de rezerva pentru celelalte echipamente.	Achizitia celor 2 CAF -uri se va realiza in perioada 2019-2022, astfel incat in anul 2023 acestea sa poata functiona, cu respectarea cerintelor de mediu.

Tabel 38. Schema de functionare propusa in optiunea 4 pe termen lung

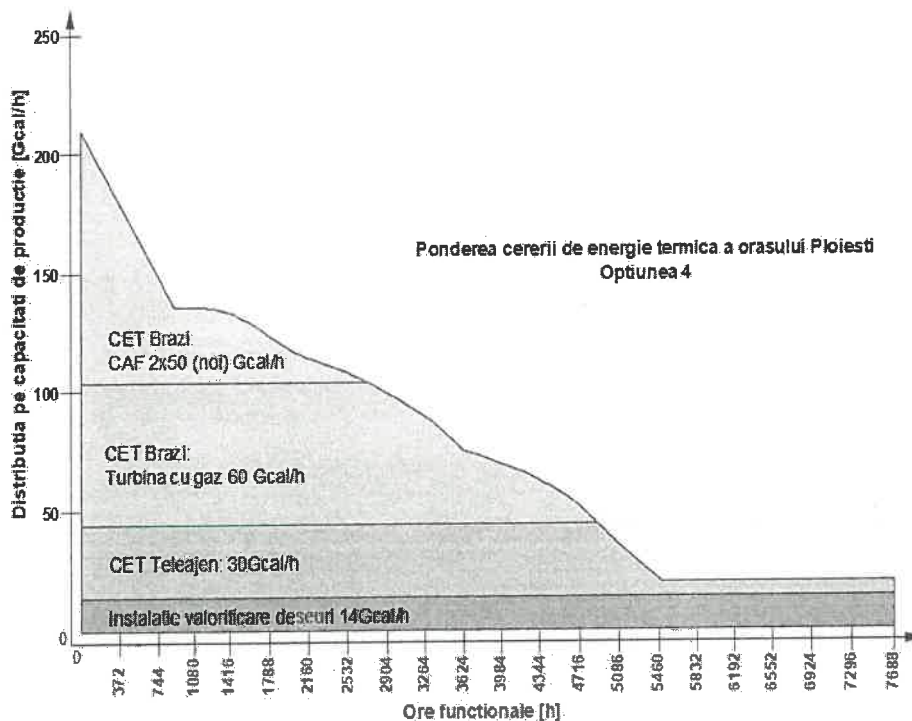


Figura 32. Acoperirea curbei de sarcina conform optiunii 4 pe termen lung

In aceasta optiune este importanta incheierea contractului pentru achizitia de energie termica de la CET Teleajen sau alta sursa alternativa, pentru ca diferenta intre consum si productia din instalatia de valorificare deseuri din perioada de vara nu poate fi acoperita din turbina cu gaze. In aceasta situatie, turbina ar trebui sa functioneze sub sarcina minima (50% din puterea nominala) la care poate sa se conformeze cerintelor de mediu. Astfel, aceasta cantitate de aprox. 8-10 Gcal/h ar trebui sa se asigure

dintr-un CAI, dar si functionarea acestuia la o sarcina asa de mica s-ar face la un randament scazut, deci neeconomic.

	Echipamente	Investitii estimate	Investitie totala (mil eur)
OPTIUNEA 4	Racord aprox. 2,3 km retele primare CET Teleajen	• 2,86 mil. eur	98,31 mil eur
	Turbina 45MWe + reabilitari, constructii, utilitati, instalatii	• 36,6 mil eur + 2,3 mil eur	
	IVE 14 Gcal/h	• 50 mil eur	
	Se adauga 6,55 mil eur investitiile din perioada 2019-2023		

Figura 33. Evaluarea efortului investitional pentru optiunea 4

Valoarea investitiei in aceasta optiune este de 98,31 mil. euro, incluzand si valoarea investitiilor realizate in perioada 2019-2023.

B. CONTINUAREA LUCRARILOR DE REABILITARE SI MODERNIZARE A RETELELOR TERMICE PRIMARE

Masurile necesare in vederea cresterii eficientei in sistemul de transport presupun continuarea reabilitarii conductelor si totodata redimensionarea acestora tinand cont de consumul actual si de evolutia acestuia in conditiile cresterii eficientei energetice, conform Directivei 2012/27/CE privind eficienta energetica.

Pana in prezent s-a realizat reabilitarea a 23,6% din reseaua primara de transport, restul de 86,4% insemnand conducte in lungime de 115,779 km.

In perioada 2019-2023 nu s-au prevazut lucrari ample de reabilitare, ci numai interventii punctuale in zonele in care apar sau sunt iminente avarii.

In perioada urmatoare, dupa finalizarea investitiilor la sursa trebuie realizate lucrari pe retele termice primare si secundare. Tinand cont de diametrul si lungimea conductelor care trebuie reabilite si luand ca exemplu preturile practicate pe piata pentru lucrari similare (preturi oferite in licitatii publice in orasele Oradea, Iasi si Ramnicu Valcea) rezulta ca valoarea totala a investitiei pentru reabilitarea retelelor termice primare este de 48,5 milioane euro + TVA.

Se propune demontarea conductelor existente si inlocuirea acestora cu conducte noi din otel, in solutie preizolata sau clasica dar cu izolatia moderna, in functie de amplasare. Acestea vor avea diametre redimensionate, stabilite in urma calculului hidraulic de dimensionare, in functie de necesarul de caldura.

Solutia tehnica de instalare in sistem preizolat presupune utilizarea conductelor termice preizolate, cu izolatia din spuma rigida de poliuretan si manta de protectie din polietilena de mare duritate, amplasate direct in pamant, pe pat de nisip sau in canalele termice existente pe pat de nisip, canalul fiind ulterior acoperit cu pamant.

Conductele preizolate sunt prevazute cu sistem de senzori (conductori electrici) incorporati in spuma, in scopul supravegherii nivelului umiditatii izolatiei si localizarii eventualelor defecte.

In cadrul lucrarilor de reabilitare se vor repara daca este cazul si caminele de racord, golire si aerisire. De asemenea se vor inlocui armaturile de racord si izolare, de golire si aerisire, folosindu-se acolo unde este posibil (unde dimensiunile caminelor permit) vane preizolate. Dupa terminarea lucrarilor se va reface structura drumurilor si aleilor.

Solutia de reabilitare in sistem preizolat ofera urmatoarele avantaje principale:

- Pierderi minime de caldura in retelele termice (coeficient de conductivitate termica al spumei poliuretanice la 50°C este de 0,027 W/mK);
- Durata de viata de 30 de ani si chiar mai mult;
- Costuri reduse de intretinere si exploatare a retelelor;
- Siguranta sporita in exploatare (sistemul de avertizare al eventualelor incidente inclus in spuma de poliuretan asigura depistarea rapida si localizarea cu precizie a acestora);
- Durata scurta de executie a lucrarilor de santier;
- Ocuparea unor spatii reduse de teren.

Dupa reabilitarea integrala a retelelor termice primare, pierderile de caldura prin acestea se vor reduce cu cel putin 79.362 Gcal/an.

C. CONTINUAREA LUCRARILOR DE REABILITARE A RETELELOR TERMICE SECUNDARE (DE DISTRIBUTIE)

Avand in vedere pierderile reduse in retelele termice secundare si pierderile mici de fluid realizate in anul 2017, pentru perioada 2019-2023 nu s-a prevazut executia unor lucrari de anvergura pe retele secundare, ci numai interventii punctuale pentru remedierea unor eventuale avarii si eliminarea unor puncte slabe. Pana in prezent au fost reabiliate 50% din retele secundare, restul de 50% insemnand retele in lungime de 46 km. Valoarea investitiei in retelele secundare este de **23,5 milioane euro fara TVA**.

Procesul de modernizare si reabilitare al retelelor de distributie va fi realizat pe o lungime de traseu de aprox. 46 km, avand 4 conducte (incalzire tur - retur, apa calda de consum si recirculare), cu diametre cuprinse intre DN25 si DN200.

In cadrul lucrarilor de reabilitare se vor mentine canalele existente si se vor reamenaja. Astfel, se propun urmatoarele lucrari:

- Scoaterea placilor de acoperire a canalelor, demolarea peretelui lateral daca este cazul si curatarea acestora in vederea montarii noilor conducte preizolate pe un pat de nisip. Acestea vor fi acoperite cu un alt strat de nisip si cu pamant bine compactat, pana la nivelul solului.
- Demontarea conductelor existente si inlocuirea acestora cu conducte preizolate montate direct in pamant, urmand traseele existente, cu exceptia situatiilor in care acestea subtraverseaza subsolurile blocurilor, caz in care conductele vor fi montate pe trasee noi.

Conductele preizolate prezinta aceleasi caracteristici tehnice si avantaje ca si in cazul sistemului primar, diferenta fiind la temperatura de functionare, care este mai scazuta: maximum 90°C pentru conductele de incalzire si maximum 55 °C pentru conducta de apa calda de consum.

Conductele de distributie pentru incalzire sunt de asemenea prevazute cu fire electrice pentru semnalizarea si localizarea avariilor.

In cadrul reabilitarii retelelor termice secundare se vor inlocui si instalatiile anexe utilizate pentru golirea si aerisirea acestora si a vanelor de sectionare cu obturator sferic preizolate.

Reabilitarea retelelor secundare presupune inlocuirea conductelor pentru incalzire si apa calda menajera in solutie moderna cu conducte preizolate, montarea de dispozitive de reglaj a cantitatii de energie termica pentru incalzire la fiecare scara de bloc precum si realizarea conductei de recirculare a apei calde menajere la fiecare scara de bloc. De asemenea, la fiecare scara se vor monta aparate de masura a cantitatii de energie termica consumata pentru incalzire cu transmisie permanenta a inregistrarilor acestor aparate de masura la punctul termic din care se alimenteaza.

Restul elementelor vor fi cuprinse in Studiul de Fezabilitate aferent investitiilor prioritare, estimate la aprox. 25% din totalul necesarului de investitii (retele primare si secundare).

In cadrul lucrarilor de reabilitare a retelelor termice primare si a retelelor secundare de incalzire se vor monta instalatii de supraveghere a starii conductelor. Functiunile principale ale sistemului de supraveghere a conductelor sunt urmatoarele:

- supravegherea continua a nivelului umiditatii izolatiei;
- detectarea timpurie a defectelor (prezenta umiditatii presupune o neetanseitate/avarie) la conducte;
- localizarea automata a defectelor si semnalizarea acestora incepand de la un continut de umiditate mai mic de 0,1% si cu eroare de pozitie de circa 1 m;
- inregistrarea datelor cu privire la avarie;
- disponibilizarea datelor mentionate spre a fi tiparite sub forma unui protocol recunoscut ca document oficial.

Sistemul de monitorizare conducte, pe langa firele cuprinse in izoaltia conductelor este format din:

- unitate de linie care este capabila sa monitorizeze pana la 2500 ml de conducte preizolate, prevazuta cu fir de detectie. Aceste unitati se amplaseaza de regula in camine sau daca este posibil in puncte termice; parametrii privind starea conductelor din aceste unitati locale se transmit la unitatile centrale sau se masoara local cu statii de masura mobile.
- unitati centrale, care se monteaza de regula in punctele termice; aceste unitati centrale sunt capabile sa monitorizeze automat si permanent pana la 40 de unitati de linie. Unitatile centrale se pot conecta la un sistem de comunicatie si astfel datele/informatiile pot fi transmise la un dispecer/loc de centralizare a informatiilor).
- unitati de alimentare si amplificare date pentru comunicatia sistemului de monitorizare/supraveghere conducte, avand rol de amplificare semnale transmise catre unitatile centrale.
- cutii de conexiuni, care se monteaza de regula in caminele de pe traseul conductelor termice.

In cadrul Studiului de Fezabilitate se va prezenta amanuntit sistemul de supraveghere conducte. Aceste lucrari de monitorizare a starii conductelor fac parte din lucrarile de reabilitare a acestora si deci se pot finanta din fonduri europene si/sau din buget de stat (fonduri nerambursabile).

III. ELABORAREA ANALIZEI TEHNICO-ECONOMICE COMPARATIVA A SOLUTIILOR, ANALIZA COST-BENEFICIU SI PROPUNEREA SOLUTIEI OPTIME

Analiza tehnico - economica a optiunilor si a sistemului de termoficare a fost realizata luand in considerare atat contextul economic si social din Judetul Prahova si Municipiul Ploiesti (analiza "macro") cat si costurile si veniturile de operare la nivelul sistemului de termoficare analiza "micro").

Pentru analiza economico-financiara a optiunilor a fost construit un model financiar in Excel in care au fost introduse datele de intrare (investitii, costuri de operare, venituri, etc.) si a fost realizata analiza comparativa a optiunilor posibile.

A. OPTIUNI PENTRU PERIOADA 2019-2023

Pentru o perioada de minim 5 ani, pentru alimentarea consumatorilor de energie termica din municipiul Ploiesti racordati al SACET, precum si a celor care se vor mai racorda, coroborat cu indeplinirea cerintelor de mediu privind limita valorilor de emisii (VLE) de NO_x, SO₂ si pulberi au fost considerate 3 posibile optiuni.

1. Investitii

Pentru cele trei optiuni, au fost considerate urmatoarele investitii:

Optiunea 1

- In anul 2019 se procedeaza la inlocuirea instalatiei de ardere aferenta CAE 5+TA5, pentru asigurarea incadrarii in valorile limita admise pentru concentratia de NO_x si pulberi. Valoare de investitie de 1,85 milioane Euro.
- In 2023, CAF 2 se inlocuieste cu 2 CAF noi de cate 50 Gcal/h fiecare, carevor respecta valorile limita a emisiilor. Valoare de investitie de 4,7 milioane Euro.

Optiunea 2

- In anul 2019 se procedeaza la inlocuirea instalatiei de ardere aferenta CAE 5+TA5, pentru asigurarea incadrarii in valorile limita admise pentru concentratia de NO_x si pulberi. Valoare de investitie de 1,85 milioane euro.
- Racord nou pentru conectare CET Teleajean la retea de transport, cu lungime de 2,3 km, cu 2 conducte avind DN 500 mm. Valoare de investitie de 2,86 milioane Euro.
- In 2023, CAF 2 se inlocuieste cu 2 CAF noi de cate 50 Gcal/h fiecare, carevor respecta valorile limita a emisiilor. Valoare de investitie de 4,7 milioane Euro.

Optiunea 3

- In anul 2019 se procedeaza la inlocuirea instalatiei de ardere aferenta CAE 5+TA5, pentru asigurarea incadrarii in valorile limita admise pentru concentratia de NO_x si pulberi. Valoare de investitie de 1,85 milioane Euro.
- In 2023, CAF 2 se inlocuieste cu 2 CAF noi de cate 50 Gcal/h fiecare, carevor respecta valorile limita a emisiilor. Valoare de investitie de 4,7 milioane Euro.

2. Prognoza cantitatilor

Prognoza cantitatilor a fost realizata pornind de la situatia actuala si considerand impactul investitiilor propuse asupra productiei de energie termica si electrica.

Prognoza cantitatilor pentru Optiunea 1 este prezentata in urmatorul tabel:

Proгноза cantitati	u.m.	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Cantitate energie termica livarat/vanduta	Gcal/an	436.100	427.378	427.378	427.378	427.378	427.378
Pierderi retele termice	Gcal/an	202.900	198.000	196.000	194.000	192.000	190.000
Cantitate energie termica produsa	Gcal/an	639.000	625.378	623.378	621.378	619.378	617.378
Cantitate en. electrica produsa	MWe/an	440.000	431.238	429.818	428.398	426.978	425.558
Consum energie electrica	Mwe/an	59.251	58.430	58.300	58.169	58.039	57.908
Cantitate energie electrica vanduta	MWe/an	380.749	372.808	371.518	370.229	368.939	367.650
Cantitate de energie electrica care primeste bonus	MWe/an	380.749	372.808	371.518	370.229	368.939	367,650
Cantitate energie termica produsa in cogenerare	Gcal/an	621.000	607.378	605.378	603.378	601.378	599.378
Cantitate de energie termica produsa in surse energie (CAF+cazan recuperator)	Gcal/an	18.000	18.000	18.000	18.000	18.000	18.000

Tabel 39. Proгноза cantitati pentru Optiunea 1

Proгноза cantitatilor pentru Optiunea 2 este prezentata in urmatorul tabel:

Proгноза cantitati	u.m.	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Cantitate energie termica livarat/vanduta	Gcal/an	436.100	427.378	427.378	427.378	427.378	427.378
Pieredri retele termice	Gcal/an	202.900	198.000	196.000	194.000	192.000	190.000
Cantitate energie termica produsa	Gcal/an	639.000	625.378	623.378	621.378	619.378	617.378
Cantitate energie electrica produsa	MWe/an	440.000	431.238	263.500	262.655	261.809	260.964
Consum energie electrica	Mwe/an	59.251	58.430	43.354	43.215	43.076	42.937
Cantitate energie electrica vanduta	MWe/an	380.749	372.808	220.146	219.440	218.733	218.027
Cantitate de energie electrica care primeste bonus	MWe/an	380.749	372.808	220.146	219.440	218.733	218.027
Cantitate energie termica produsa in cogenerare	Gcal/an	621.000	607.378	538.900	536.900	534.900	532.900
Cantitate de energie termica produsa in surse energie (CAF + cazan recuperator)	Gcal/an	18.000	18.000	84.478	84.478	84.478	84.478

Tabel 40. Proгноза cantitati pentru Optiunea 2

Scaderea cantitatii de energie electrica produsa si vanduta se datoreaza faptului ca, in aceasta optiune, baza curbei de consum este acoperita de CET Teleajen tot timpul anului iar energia electrica produsa este valorificata de catre CET Teleajen.

Proгноза cantitatilor pentru Optiunea 3 este prezentata in urmatorul tabel:

Proгноза cantitati		2018	2019	2020	2021	2022	2023
Cantitate energie termica livarat/vanduta	Gcal/an	436.100	427.378	427.378	427.378	427.378	427.378
Pieredri retele termice	Gcal/an	202.900	198.000	196.000	194.000	192.000	190.000
Cantitate energie termica produsa	Gcal/an	639.000	625.378	623.378	621.378	619.378	617.378
Cantitate energie produsa	MWe/an	440.000	431.238	263.500	262.655	261.809	260.964
Consum energie electrica	MWe/an	59.251	58.430	44.289	44.147	44.005	43.863
Cantitate en. electrica vanduta	MWe/an	380.749	372.808	219.211	218.508	217.804	217.101
Cantitate de energie electrica care primeste bonus	MWe/an	380.749	372.808	219.211	218.508	217.804	217.101
Cantitate energie termica produsa in cogenerare	Gcal/an	621.000	607.378	368.900	367.716	366.533	365.349
Cantitate de energie termica produsa in surse energie (CAF+cazan recuperator)	Gcal/an	18.000	18.000	254.478	253.662	252.845	252.029

Tabel 41. Proгноза cantitati pentru Optiunea 3

Scaderea cantitatii de energie electrica produsa si vanduta se datoreaza faptului ca, in aceasta optiune, baza consumului este acoperita de CAF 2 care nu produce energie electrica.

Proгноза cantitatilor pentru Optiunea 4 este prezentata in urmatorul tabel:

Proгноза cantitati		2018	2019	2020	2021	2022	2023
Cantitate energie termica livarat/vanduta	Gcal/an	436.100	427.378	427.378	427.378	427.378	427.378
Pieredri retele termice	Gcal/an	202.900	198.000	196.000	194.000	192.000	190.000
Cantitate energie termica produsa	Gcal/an	639.000	625.378	623.378	621.378	619.378	617.378
Cantitate energie produsa	MWe/an	440.000	431.238	-	-	-	-
Consum energie electrica	MWe/an	59.251	58.430	20.166	20.170	20.170	20.170
Cantitate en. electrica vanduta	MWe/an	380.749	372.808	-	-	-	-
Cantitate de energie electrica care primeste bonus	MWe/an	380.749	372.808	-	-	-	-
Cantitate energie termica produsa in cogenerare	Gcal/an	621.000	607.378	-	-	-	-
Cantitate de energie termica produsa in surse energie (CAF+cazan recuperator)	Gcal/an	18.000	18.000	68.840	68.840	68.840	68.840
Cantitate de energie termica cumparata de la CET privat Brazi	Gcal/an	-	-	554.538	552.538	550.538	548.538

Tabel 42. Proгноза cantitati pentru Optiunea 4

3. Proгноза costurilor de operare

Proгноза costurilor de operare a fost realizata pornind de la situatia actuala si considerand impactul investitiilor propuse asupra productiei de energie termica, electrica si implicit asupra costurilor de operare.

Proгноza costurilor de operare pentru Optiunea 1 este prezentata in urmatoarul tabel:

Cheltuieli		2018	2019	2020	2021	2022	2023
Combustibil							
Cantitate de combustibil consumat in cogenerare	MW/an	1.659.431	1.624.302	1.618.954	1.643.485	1.638.137	1.632.788
Cantitate combustibil pentru prod energie electrica	MW/an	866.462	825.743	822.948	850.033	847.239	844.444
Cantitate combustibil consumat pentru productie energie termica in cogenerare	MW/an	792.969	798.560	796.006	793.452	790.898	788.344
Cantitate combustibil consumat pentru productie energie termica in surse de virf	MW/an	22.985	22.985	22.985	22.985	22.985	22.985
Total consum combustibil pentru producerea energiei termice	MW/an	815.954	821.544	818.990	816.437	813.883	811.329
Total consum combustibil	MW/an	1.682.416	1.647.287	1.641.938	1.666.470	1.661.121	1.655.773
Total consum combustibil	mii mc	174.441	170.799	170.244	172.788	172.233	171.679
Pret combustibil (gaze naturale)	lei/RON mc	980	980	980	980	980	980
Cheltuieli cu combustibilul	RON/an	170.952.421	167.382.907	166.839.432	169.332.101	168.788.626	168.245.151
CO2							
Cantitate CO2	t CO2/an	340.073	332.972	331.891	336.850	335.769	334.688
Cantitate CO2 alocata gratuit	t CO2/an	49.480	33.212	-	-	-	-
Cantitate CO2 de cumparat	t CO2/an	290.594	299.760	331.891	336.850	335.769	334.688
Pret unitar CO2	RON/t CO2	53.0	70.1	70.1	70.1	70.1	70.1
Cheltuieli cu CO2	RON/an	15.404.367	20.998.188	23.248.982	23.596.334	23.520.601	23.444.868
Cheltuieli cu salariile	RON/an	20.370.000	21.388.500	22.457.925	23.243.952	24.057.491	24.899.503
Cheltuieli cu mentenanta	RON/an	8.000.000	5.000.000	5.000.000	5.000.000	5.000.000	5.000.000
Cheltuieli cu energia electrica	RON/an	7.850.000	8.046.250	8.247.406	8.453.591	8.664.931	8.881.554
Alte cheltuieli	RON/an	16.000.000	16.000.000	16.000.000	16.000.000	16.000.000	16.000.000
TOTAL CHELTUIELI	RON/an	238.576.788	238.815.845	241.793.745	245.625.979	246.031.649	246.471.076

Tabel 43. Proгноza costurilor de operare pentru Optiunea 1

Proгноza costurilor de operare pentru Optiunea 2 este prezentata in urmatoarul tabel:

Cheltuieli		2018	2019	2020	2021	2022	2023
Combustibil							
Cantitate de combustibil consumat in cogenerare	MW/an	1.659.431	1.624.302	988.803	985.630.17	982.457.77	979.285.37
Cantitate combustibil pentru productie energie electrica	MW/an	866.462	825.743	559.849	558.053	556.257	554.461



Cheltuieli		2018	2019	2020	2021	2022	2023
Cantitate combustibil consumat pentru producere energie termica in cogenerare	MW/an	792.969	798.560	428.953	427.577.27	426.201.04	424.824.82
Cantitate combustibil consumat pentru productie energie termica in surse de virf	MW/an	22.985	22.985	91.824	91.824	91.824	91.824
Total consum combustibil pentru producerea energiei termice	MW/an	815.954	821.544	520.777	519.401	518.025	516.649
Total consum combustibil	MW/an	1.682.416	1.647.287	1.080.626	1.077.454	1.074.282	1.071.109
Total consum combustibil	mii mc	174.441	170.799	112.045	111.716	111.387	111.058
Pret combustibil (gaze naturale)	lei/RON mc	980	980	980	980	980	980
Cheltuieli cu combustibilul	RON/an	170.952.421	167.382.907	109.803.823	109.481.472	109.159.120	108.836.768
CO2							
Cantitate CO2	t CO2/an	340.073	332.972	218.431	217.790	217.149	216.507
Cantitate CO2 alocata gratuit	t CO2/an	49.480	33.212	-	-	-	-
Cantitate CO2 de cumparat	t CO2/an	290.594	299.760	218.431	217.790	217.149	216.507
Pret unitar CO2	RON/t CO2	53.0	70.1	70.1	70.1	70.1	70.1
Cheltuieli cu CO2	RON/an	15.404.367	20.998.188	15.301.101	15.256.182	15.211.262	15.166.343
Cumparare de energie termica de la Teleajen							
Cantitate	Gcal/an	-	-	170.000	170.000	170.000	170.000
Pret de achizitie	RON/Gcal	135	135	135	135	135	135
Cost de achizitie energie termica	RON/an	-	-	22.950.000	22.950.000	22.950.000	22.950.000
Cheltuieli cu salariile	RON/an	20.370.000	21.388.500	22.165.400	22.941.189	23.744.131	24.575.175
Cheltuieli cu mentenanta	RON/an	8.000.000	5.000.000	5.000.000	5.000.000	5.000.000	5.000.000
Cheltuieli cu energia electrica	RON/an	7.850.000	8.046.250	8.247.406	8.453.591	8.664.931	8.881.554
Alte cheltuieli	RON/an	16.000.000	16.000.000	16.000.000	16.000.000	16.000.000	16.000.000
TOTAL CHELTUIELI	RON/an	238.576.788	238.815.845	199.467.731	200.082.434	200.729.444	201.409.841

Tabel 44. Prognoza costurilor de operare pentru Optiunea 2

Prognoza costurilor de operare pentru Optiunea 3 este prezentata in urmatorul tabel:

Cheltuieli		2018	2019	2020	2021	2022	2023
Combustibil							
Cantitate de combustibil consumat in cogenerare	MW/an	1.659.431	1.624.302	988.803	985.630	982.458	979.285

Cheltuieli		2018	2019	2020	2021	2022	2023
Cantitate combustibil produs pentru prod energie electrica	MW/an	866.462	825.743	559.849	558.053	556.257	554.461
Cantitate combustibil consumat pentru producere energie termica in cogenerare	MW/an	792.969	798.560	428.953	427.577	426.201	424.825
Cantitate combustibil consumat pentru producer energie termica in surse de energie	MW/an	22.985	22.985	276.607	276.607	276.607	276.607
Total consum combustibil pentru producerea energiei termice	MW/an	815.954	821.544	705.560	704.184	702.808	701.431
Total consum combustibil	MW/an	1.682.416	1.647.287	1.265.409	1.262.237	1.259.064	1.255.892
Total consum combustibil	mii mc	174.441	170.799	131.204	130.875	130.546	130.217
Pret combustibil (gaze naturale)	lei/RON mc	980	980	980	980	980	980
Cheltuieli cu combustibilul	RON/an	170.952.421	167.382.907	128.579.818	128.257.466	127.935.114	127.612.763
CO2							
Cantitate CO2	t CO2/an	340.073	332.972	255.782	255.141	254.499	253.858
Cantitate CO2 alocata gratuit	t CO2/an	49.480	33.212	-	-	-	-
Cantitate CO2 de cumparat	t CO2/an	290.594	299.760	255.782	255.141	254.499	253.858
Pret unitar CO2	RON/t CO2	53.0	70.1	70.1	70.1	70.1	70.1
Cheltuieli cu CO2	RON/an	15.404.367	20.998.188	17.917.526	17.872.606	17.827.687	17.782.767
Cheltuieli cu salariile	RON/an	20.370.000	21.388.500	22.165.400	22.941.189	23.744.131	24.575.175
Cheltuieli cu mentenanta	RON/an	8.000.000	5.000.000	5.000.000	5.000.000	5.000.000	5.000.000
Cheltuieli cu energia electrica	RON/an	7.850.000	8.046.250	8.247.406	8.453.591	8.664.931	8.881.554
Alte cheltuieli	RON/an	16.000.000	16.000.000	16.000.000	16.000.000	16.000.000	16.000.000
TOTAL CHELTUIELI	RON/an	238.576.788	238.815.845	197.910.150	198.524.853	199.171.863	199.852.260

Tabel 45. Prognoza costurilor de operare pentru Optiunea 3

Prognoza costurilor de operare pentru Optiunea 4 este prezentata in urmatoarul tabel:

Cheltuieli		2018	2019	2020	2021	2022	2023
Combustibil							
Cantitate de combustibil consumat in cogenerare	MW/an	1.659.431	1.624.302	-	-	-	-
Cantitate combustibil produs pentru prod en.el	MW/an	866.462	825.743	-	-	-	-
Cantitate combustibil consumat pentru producere en.termica in cogenerare	MW/an	792.969	798.560	-	-	-	-



Cheltuieli		2018	2019	2020	2021	2022	2023
Cantitate combustibil consumat pentru prod. en termice in surse de virf	MW/an	22.985	22.985	86.948	86.948	86.948	86.948
Total consum combustibil pentru producerea en.termice	MW/an	815.954	821.544	86.948	86.948	86.948	86.948
Total consum combustibil	MW/an	1.682.416	1.647.287	86.948	86.948	86.948	86.948
Total consum combustibil	mii mc	174.441	170.799	8.994	8.994	8.994	8.994
Pret combustibil (gaze naturale)	lei/RON mc	980	980	980	980	980	980
Cheltuieli cu combustibilul	RON/an	170.952.421	167.382.907	8.813.659	8.813.659	8.813.659	8.813.659
CO2							
Cantitate CO2	t CO2/an	340.073	332.972	17.533	17.533	17.533	17.533
Cantitate CO2 alocata gratuit	t CO2/an	49.480	33.212	-	-	-	-
Cantitate CO2 de cumparat	t CO2/an	290.594	299.760	17.533	17.533	17.533	17.533
Pret unitar CO2	RON/t CO2	53,0	70,1	70,1	70,1	70,1	70,1
Cheltuieli cu CO2	RON/an	15.404.367	20.998.188	1.228.179	1.228.179	1.228.179	1.228.179
Cumparare de energie termica de la CET privat Brazi							
Cantitate	Gcal/an	-	-	554.538	552.538	550.538	548.538
Pret de achizitie	RON/Gcal	135	135	135	135	135	135
Cost de achizitie energie termica	RON/an	-	-	74.862.630	74.592.630	74.322.630	74.052.630
Cheltuieli cu salariile	RON/an	20.370.000	21.388.500	22.165.400	22.941.189	23.744.131	24.575.175
Cheltuieli cu mentenanta	RON/an	8.000.000	5.000.000	5.000.000	5.000.000	5.000.000	5.000.000
Cheltuieli cu energia electrica	RON/an	7.850.000	8.046.250	6.059.342	6.210.826	6.366.096	6.525.249
Alte cheltuieli	RON/an	16.000.000	16.000.000	10.000.000	10.000.000	10.000.000	10.000.000
TOTAL CHELTUIELI	RON/an	238.576.788	238.815.845	128.129.210	128.786.482	129.474.695	130.194.892

Tabel 46. Prognoza costurilor de operare pentru Optiunea 4

4. Prognoza veniturilor din operare

Prognoza veniturilor de operare a fost realizata pornind de la situatia actuala si considerand impactul investitiilor propuse asupra productiei de energie termica, electrica si implicit asupra veniturilor din operare, Pentru aceasta analiza au fost considerate doar veniturile din vanzarea de energie electrica si din bonusul de co-generare de inalta eficienta.

Prognoza veniturilor din activitatea de operare pentru Optiunea 1 este prezentata in urmatorul tabel:

Venituri energie electrica		2018	2019	2020	2021	2022	2023
----------------------------	--	------	------	------	------	------	------

Venituri energie electrica		2018	2019	2020	2021	2022	2023
Cantitate en. electrica vanduta	MWe/an	380.749	372.808	371.518	370.229	368.939	367.650
Pret mediu de vanzare	RON/MWh	192	192	192	192	192	192
Venituri din vanzare energie electrica	RON/an	73.141.883	71.616.410	71.368.697	71.120.984	70.873.271	70.625.558
Cantitate de energie electrica care primeste bonus	Gcal/an	380.749	372.808	371.518	370.229	368.939	367.650
Bonus unitar	RON/MWh	162	157	154	150	146	-
Venituri din bonus de cogenerare	RON/an	61.490.964	58.703.274	57.037.721	55.418.755	53.845.090	-

Tabel 47. Prognoza veniturilor din operare pentru Optiunea 1

Prognoza veniturilor din activitatea de operare pentru Optiunea 2 este prezentata in urmatorul tabel:

Venituri energie electrica		2018	2019	2020	2021	2022	2023
Cantitate en. electrica vanduta	MWe/an	380.749	372.808	220.146	219.440	218.733	218.027
Pret mediu de vanzare	RON/MWh	192	192	192	192	192	192
Venituri din vanzare energie electrica	RON/an	73.141.883	71.616.410	42.290.060	42.154.380	42.018.700	41.883.019
Cantitate de energie electrica care primeste bonus	Gcal/an	380.749	372.808	220.146	219.440	218.733	218.027
Bonus unitar	RON/MWh	162	157	154	150	146	-
Venituri din bonus de cogenerare	RON/an	61.490.964	58.703.274	33.798.132	32.847.454	31.923.186	-

Tabel 48. Prognoza veniturilor din operare pentru Optiunea 2

Prognoza veniturilor din activitatea de operare pentru Optiunea 3 este prezentata in urmatorul tabel:

Venituri energie electrica		2018	2019	2020	2021	2022	2023
Cantitate en. electrica vanduta	MWe/an	380.749	372.808	219.211	218.508	217.804	217.101
Pret mediu de vanzare	RON/MWh	192	192	192	192	192	192
Venituri din vanzare energie electrica	RON/an	73.141.883	71.616.410	42.110.447	41.975.343	41.840.239	41.705.135
Cantitate de energie electrica care primeste bonus	Gcal/an	380.749	372.808	219.211	218.508	217.804	217.101
Bonus unitar	RON/MWh	162	157	154	150	146	-
Venituri din bonus de cogenerare	RON/an	61.490.964	58.703.274	33.654.585	32.707.945	31.787.603	-

Tabel 49. Prognoza veniturilor din operare pentru Optiunea 3

Prognoza costurilor de operare pentru Optiunea 4

In cazul optiunii 4 nu vor exista costuri si venituri din vanzarea energiei electrice si nici din bonusul de cogenerare, acestea fiind suportate, respectiv incasate de catre CET privat Brazi.

5. Analiza financiara a optiunilor

Analiza financiara a optiunilor a fost realizata considerand metodologia din "Ghidul pentru realizarea Analizei Cost-Beneficiu a proiectelor de investitii, Instrument de evaluare economica pentru Politica de Coeziune 2014-2020" emis de catre Comisia Europeana in Decembrie 2014.

Pentru analiza financiara a optiunilor au fost considerati urmatoorii indicatori:

- Valoarea Actualizata Neta (VAN) calculata considerand un factor de actualizare de 4.0% in termeni reali asa cum este recomandat de "Ghidul pentru realizarea Analizei Cost-Beneficiu a proiectelor de investitii, Instrument de evaluare economica pentru Politica de Coeziune 2014-2020" emis de catre Comisia Europeana in Decembrie 2014;
- Costul Unitar Dinamic, care poate fi considerat un prim indicator pentru "costul mediu care acopera toate costurile (full cost recovery)" pe perioada de evaluare determinata. Conform practicilor standard. Calculul "costului unitar dinamic" se bazeaza pe abordarea valorii actualizate conform careia valoarea prezenta a costului fluxului de numerar va fi impartita la valoarea prezenta a fluxului corespondent de cantitati de energie termica vandute pe o perioada determinata de evaluare.

Criteriu de selectie considerat: optiunea care genereaza cele mai reduse costuri nete ("Least cost solution").

Rezultatele analizei de optiuni pe termen scurt sunt prezentate in urmatoarul tabel:

Optiuni pe termen scurt (2019-2023)	Optiunea 1	Optiunea 2	Optiunea 3	Optiunea 4
Valoare Actualizata Neta (RON)	631.713.491	642.248.885	633.054.065	653.801.317
Cost Unitar Dinamic (RON/Gcal)	280,9	285,6	281,5	290,7

Tabel 50. Rezultatele analizei de optiuni

Optiunea care genereaza cele mai reduse valori pentru cei doi indicatori (optiunea care genereaza cele mai reduse costuri de investitie si operare nete) este Optiunea 1. Tinand in seama de valorile foarte apropiate ale celor trei optiuni (Optiunea 2 variaza fata de Optiunea 1 cu 1,7%, Optiunea 3 variaza fata de Optiunea 1 cu 0,21% iar Optiunea 4 variaza fata de Optiunea 1 cu 3,5%) toate cele patru optiuni pot fi considerate fezabile din punct de vedere financiar.

B. OPTIUNI PENTRU PERIOADA 2024-2043

Pentru alimentarea pe termen lung a consumatorilor de energie termica din municipiul Ploiesti racordati al SACET, precum si a celor care se vor mai racorda, coroborat cu indeplinirea cerintelor de mediu privind limita valorilor de emisii (VLE) de Nox, SO2 si pulberi, au fost considerate 4 posibile optiuni.

1. Investitii

Pentru cele patru optiuni, au fost considerate urmatoarele investitii:

Investitii	u.m.	Optiunea 1	Optiunea 2	Optiunea 3	Optiunea 4
Turbina 25 MWe	RON	60.710.000	60.710.000	-	-
Turbina 45 MWe+reabilitari	RON	186.333.000	181.663.000	181.663.000	181.663.000
Investitii perioada 2019-2023	RON	30.588.500	30.588.500	30.588.500	30.588.500

Investitii	u.m.	Optiunea 1	Optiunea 2	Optiunea 3	Optiunea 4
Instalatia de Valorificare Energetica	RON	-	233.500.000		233.500.000
Turbina 11 MWe	RON	-	-	49.035.000	-
CET Teleajen	RON	-	-	13.356.200	13.356.200
TOTAL	RON	277.631.500	506.461.500	274.642.700	459.107.700
TOTAL	EUR	59.450.000	108.450.000	58.810.000	98.310.000

Tabel 51. Investitii pentru optiunile pe termen lung

2. Proгноza cantitatilor

Proгноza cantitatilor a fost realizata pornind de la situatia actuala si considerand impactul investitiilor propuse asupra productiei de energie termica si electrica.

Cantitati	u.m.	Optiunea 1	Optiunea 2	Optiunea 3	Optiunea 4
Cantitate energie termica livarat/vanduta	Gcal/an	427.378	427.378	427.378	427.378
Pierderi retele termice	Gcal/an	177.000	177.000	177.000	177.000
Cantitate energie termica produsa	Gcal/an	604.378	604.378	604.378	604.378
Cantitate energie electrica produsa	MWe/an	374.000	420.729	274.400	268.929
Consum energie electrica	Mwe/an	32.655	34.271	29.006	34.271
Cantitate energie electrica vanduta	MWe/an	341.345	386.457	245.394	234.657
Cantitate de energie electrica care primeste bonus	MWe/an	341.345	386.457	245.394	329.250
Cantitate energie termica produsa in cogenerare	Gcal/an	354.045	419.081	259.759	275.381
Cantitate de energie termica produsa in surse de virf (CAF+cazan recuperator)	Gcal/an	250.333	232.345	154.619	229.997

Tabel 52. Proгноza cantitatilor pentru optiunile pe termen lung

3. Proгноza costurilor de operare

Proгноza costurilor de operare a fost realizata pornind de la situatia actuala si considerand impactul investitiilor propuse asupra productiei de energie termica, electrica si implicit asupra costurilor de operare.

Costuri de operare	u.m.	Optiunea 1	Optiunea 2	Optiunea 3	Optiunea 4
Cheltuieli cu combustibilul	RON/an	127.487.213	139.946.940	89.767.102	101.081.120

Cheltuieli cu CO2	RON/an	17.765.272	17.819.179	12.508.996	17.819.179
Cheltuieli cu salariile	RON/an	23.200.000	23.200.000	23.200.000	23.200.000
Cheltuieli cu mentenanta	RON/an	3.700.000	3.700.000	3.700.000	3.700.000
Cheltuieli cu energia electrica	RON/an	9.104.000	9.104.000	9.331.000	9.104.000
Cost de achizitie energie termica	RON/an	-	-	26.349.208	17.860.504
Alte cheltuieli	RON/an	16.000.000	19.887.000	17.159.000	19.887.000
TOTAL	RON/an	197.256.485	213.657.119	182.015.306	192.651.803

Tabel 53. Prognoza costurilor de operare pentru optiunile pe termen lung

4. Prognoza veniturilor din operare

Prognoza veniturilor de operare a fost realizata pornind de la situatia actuala si considerand impactul investitiilor propuse asupra productiei de energie termica, electrica si implicit asupra veniturilor din operare. Pentru aceasta analiza au fost considerate doar veniturile din vanzarea de energie electrica si din bonusul de co-generare de inalta eficienta.

Venituri	u.m.	Optiunea 1	Optiunea 2	Optiunea 3	Optiunea 4
Venituri din vanzare energie electrica	RON/an	65.572.303	74.238.464	47.140.281	45.077.684
Venituri din bonus de cogenerare	RON/an	-	-	-	-
Venituri aferente primirii deseurilor la IVE	RON/an	-	5.600.000	-	5.600.000
TOTAL	RON/an	65.572.303	79.838.464	47.140.281	50.677.684

Tabel 54. Prognoza veniturilor pentru optiunile pe termen lung

5. Analiza financiara a optiunilor

Analiza financiara a optiunilor a fost realizata considerand metodologia din "Ghidul pentru realizarea Analizei Cost-Beneficiu a proiectelor de investitii, Instrument de evaluare economica pentru Politica de Coeziune 2014-2020" emis de catre Comisia Europeana in Decembrie 2014.

Pentru analiza financiara a optiunilor au fost considerati urmatoorii indicatori:

- Valoarea Actualizata Neta (VAN) calculate considerand un factor de actualizare de 4.0% in termeni reali asa cum este recomandat de "Ghidul pentru realizarea Analizei Cost-Beneficiu a proiectelor de investitii, Instrument de evaluare economica pentru Politica de Coeziune 2014-2020" emis de catre Comisia Europeana in Decembrie 2014;
- Costul Unitar Dinamic care poate fi considerat un prim indicator pentru "costul mediu care acopera toate costurile (full cost recovery)" pe perioada de evaluare determinata. Conform practicilor standard, calculul "costului unitar dinamic" se bazeaza pe abordarea valorii actualizate conform careia valoarea prezenta a costului fluxului de numerar va fi impartita la valoarea prezenta a fluxului corespondent de cantitati de energie termica vandute pe o perioada determinata de evaluare.

Criteriu de selectie considerat: optiunea care genereaza cele mai reduse costuri nete ("Least cost solution").

Rezultatele analizei de optiuni pe termen scurt sunt prezentate in uratorul tabel:

Optiuni pe termen mediu si lung (2024-2043)	Optiunea 1	Optiunea 2	Optiunea 3	Optiunea 4
Valoare Actualizata Neta (RON)	2.122.726.541	2.370.647.876	2.162.252.278	2.486.988.999
Cost Unitar Dinamic (RON/Gcal)	380.1	424.5	387.2	445.3

Tabel 55. Rezultatele analizei optiunilor pe termen lung

Optiunea care genereaza cele mai reduse valori pentru cei doi indicatori (optiunea care genereaza cele mai reduse costuri de investitie si operare nete) este **Optiunea 1**. Tinand in sa cont de valorile foarte apropiate intre Optiunea 1 si Optiunea 3 (variatie de 1.9%) si de posibilitatea ca instalatia de valorificare energetica (IVE) sa fie finantata cu o valoare semnificativa de grant, oricare dintre cele 4 optiuni poate fi considerata fezabila in functie de disponibilitatea resurselor de finantare a investitiilor (conteaza extrem de mult componenta de granturi si subventii pentru finantarea investitiilor).

IV. IDENTIFICAREA SURSELOR POSIBILE DE FINANTARE

A. GENERALITATI

Finantarile disponibile au fost detaliate in Analiza situatiei curente (Analiza AS-IS) si ele se potrivesc uneia sau mai multor obiective de investitii conform tabelului de mai jos:

Investitii	POIM	Program termoficare	Buget de stat	Buget local	Program Norvegian	Surse private
Inlocuirea instalatiei de ardere aferenta CAE 5 + TA5	X*	X	X	X		
Inlocuirea CAF 2 cu 2 CAF de 50 Gcal/h fiecare	X*	X	X	X		
2 turbine cu gaz noi. una de 25 MWe. cealalta de 45 MWe	X*	X	X	X		
Centrala noua / instalatie de valorificare energetica si infrastruktura de conectare	X**		X	X	X	X
Infrastructura de conectare CET Teleajen						X
Reabilitari retele	X*	X	X	X		X

Tabel 56. Finantari disponibile

***Axa Prioritara 7 - Cresterea eficientei energetice la nivelul sistemului centralizat de termoficare in orasele selectate**

Suma alocata - 249.478.723.00 Euro. Finantare pana la 100% din costurile eligibile

Obiective specific:

7.1 Cresterea eficientei energetice in sistemele centralizate de transport si distributie a energiei termice in orasele selectate

Actiuni:

- Modernizarea/extinderea retelelor termice primare si secundare din sistemele de alimentare cu energie termica, inclusiv a punctelor termice; extinderea retelei de transport si distributia va fi finantabila doar in contextul in care reseaua existenta a fost reabilitata, iar extinderea este justificata pentru a accentua sustenabilitatea sistemului;
- Achizitionarea/modernizarea echipamentelor necesare bunei functionari a sistemelor de pompare a agentului termic;



- Implementarea de Sisteme de Management (masurare, control si automatizare a SACET)

Potentiali beneficiari:

- Autoritatile publice locale din localitatile selectate (unitatile administrative teritoriale).

****Axa Prioritara 6 - Promovarea energiei curate si eficientei energetice in vederea sustinerii unei economii cu emisii scazute de carbon**

(numai dupa derularea unei discutii/negocieri privind definirea notiunii de BIOMASA)

Suma alocata - 197.329.787.00 Euro. finantare pana la 50% din costurile eligibile, intrucat presupune participarea unei societati private la realizarea si operarea investitiei

Obiective specific:

6.1 Cresterea productiei de energie din resurse regenerabile mai putin exploatate (biomasa, biogaz, geotermal)

Actiuni:

- Realizarea si/sau modernizarea capacitatilor de productie a energiei electrice si/sau termice din biomasa si biogaz:
- Realizarea si modernizarea capacitatilor de productie a energiei termice pe baza de energie geotermale
- Sprijinirea investitiilor in extinderea si modernizarea retelelor de distributie a energiei electrice, in scopul preluarii energiei produse din resurse regenerabile in conditii de siguranta a functionarii SEN

Potentiali beneficiari:

- Unitati administrativ teritoriale in raza carora exista potential de utilizare a resurselor de energie regenerabile de tip geotermal sau biomasa/biogaz
- Societati comerciale care au ca activitate producerea de energie in scopul comercializarii.

B. NEVOIA DE INVESTITII

Indiferent de optiunea de investitii care va fi aleasa, valoarea investitiilor necesare a fi implementate pentru a asigura necesarul de energie termica si a respecta cerintele de mediu sunt importante dupa cum sunt prezentate in urmatoarea figura:

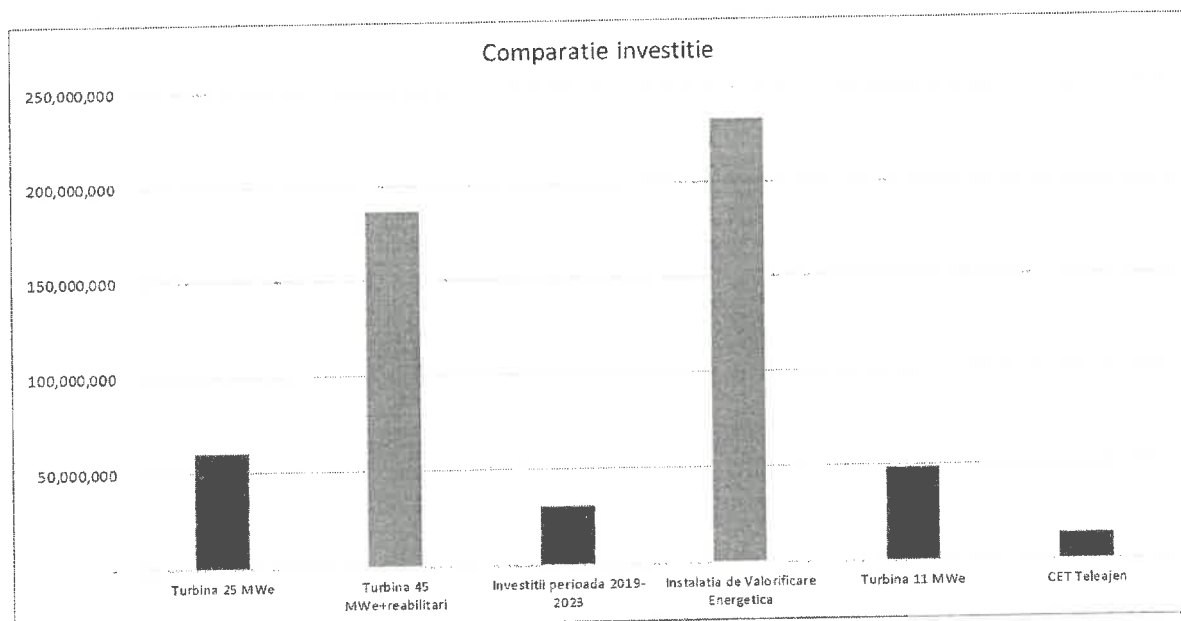


Figura 34. Valoarea investitiilor pe componente (mil eur)

Disponibilitatea surselor de finantare va reprezenta un criteriu important in alegerea optiunii care va fi implementata. Chiar daca o optiune va genera costuri de investitii si operare mai mari pe perioada de analiza, ea ar putea fi totusi aleasa spre a fi implementata in situatia in care nevoia de investitii initiale va fi mai redusa (chiar daca in timp va genera costuri de operare mai mari).

O astfel de optiune este achizitionarea de energie termica de la CET Teleajen care presupune costuri de investitii relative reduse care pot fi finantate chiar de catre partenerul privat ceea ce ar asigura o parte din energia termica cu investitii minime sau chiar zero.

O alta situatie particulara este reprezentata de catre Instalatia de Valorificare Energetica (IVE) care necesita investitii semnificative dar care va genera costuri de operare ceva mai reduse. Daca se va reusi ca o parte semnificativa a acestor investitii sa fie finantate cu granturi sau subventii din punct de vedere al consumatorului final, aceasta optiune reprezinta o solutie viabila pentru sustenabilitatea pe termen lung care va avea impact minor asupra tarifelor platite de consumatori.

De asemenea o parte importanta din costurile de investitii pot fi transferate consumatorilor prin intermediul tarifelor.

C. CONTRIBUTIA POTENTIALA A CLIENTILOR PRIN TARIF

Indicele de suportabilitate reprezinta procentul mediu din venitul unei gospodarii (familii) platit pentru factura aferenta unui serviciu de utilitate publica. Indicele de suportabilitate reprezinta un instrument folosit de factorii de decizie din toate serviciile municipale (apa si apa uzata, salubritate, incalzire in sistem centralizat, etc.) pentru a analiza capacitatea de plata a consumatorilor si de a gandi pe baza lui strategiile viitoare de tarificare.

Pentru prima data, notiunea de analiza de suportabilitate a fost introdusa prin Hotararea nr. 246/2006 pentru aprobarea Strategiei nationale privind accelerarea dezvoltarii serviciilor comunitare de utilitati publice in care sunt recomandate nivelurile generale pentru ratele de suportabilitate. In acest document valorile recomandate sectorului de alimentare cu energie termica in sistem centralizat sunt: rata de

suportabilitate = 10% (valoare medie daca factura anuala este impartita pe luni) sau 20% (daca rata de suportabilitate ia in considerare doar lunile din sezonul rece).

In cadrul Ghidului pentru analiza cost beneficiu pentru proiecte de incalzire urbana/termoficare cu finantare din Fondul de Coeziune si Fondul European de Dezvoltare Regionala in 2007-2013 a fost inclusa cerinta ca strategiile de tarificare pentru pretul local de facturare (pretul platit de populatie) sa ia in considerare un nivel al indicelui de suportabilitate de 8.5% pentru gospodaria medie.

In cazul Municipiului Ploiesti considerand tarifele platite de consumatorii casnici (populatie) si consumurile de energie termica, nivelul indicelui de suportabilitate pentru anul 2017 este de 4.9% iar in anul 2018 va scadea usor in principal ca urmare a cresterii veniturilor familiei.

Tinand cont de nivelul considerat suportabil pentru indicele de suportabilitate recomandat prin documentele prezentate anterior, se poate concluziona ca o parte din finantarea investitiilor viitoare poate fi asigurata si prin ajustarea viitoare a tarifulor. Acest lucru poate fi realizat prin cresterea valorii redeventei care va fi inclusa in tarif care poate fi "legata" fie de echivalentul amortizarii investitiilor, fie de nivelul serviciului datoriei aferent posibilelor credite de finantare/co-finantare a investitiilor.

Tinand de principiul mentionat mai sus, au fost rulate patru scenarii de ajustare a tarifulor astfel incat indicele de suportabilitate sa ajunga la valorile de 5.0%, 5.5%, 6.0% si 6.5% care sunt toate sub limita maxima recomandata de diferitele ghiduri si strategii prezentate anterior.

Valorile absolute pentru pretul local de facturare pentru populatie este urmatorul pentru fiecare dintre cele 4 scenarii este urmatorul:

- 5.00%: 222 RON/Gcal;
- 5.50%: 244 RON/Gcal;
- 6.00%: 266 RON/Gcal;
- 6.50%: 288 RON/Gcal;

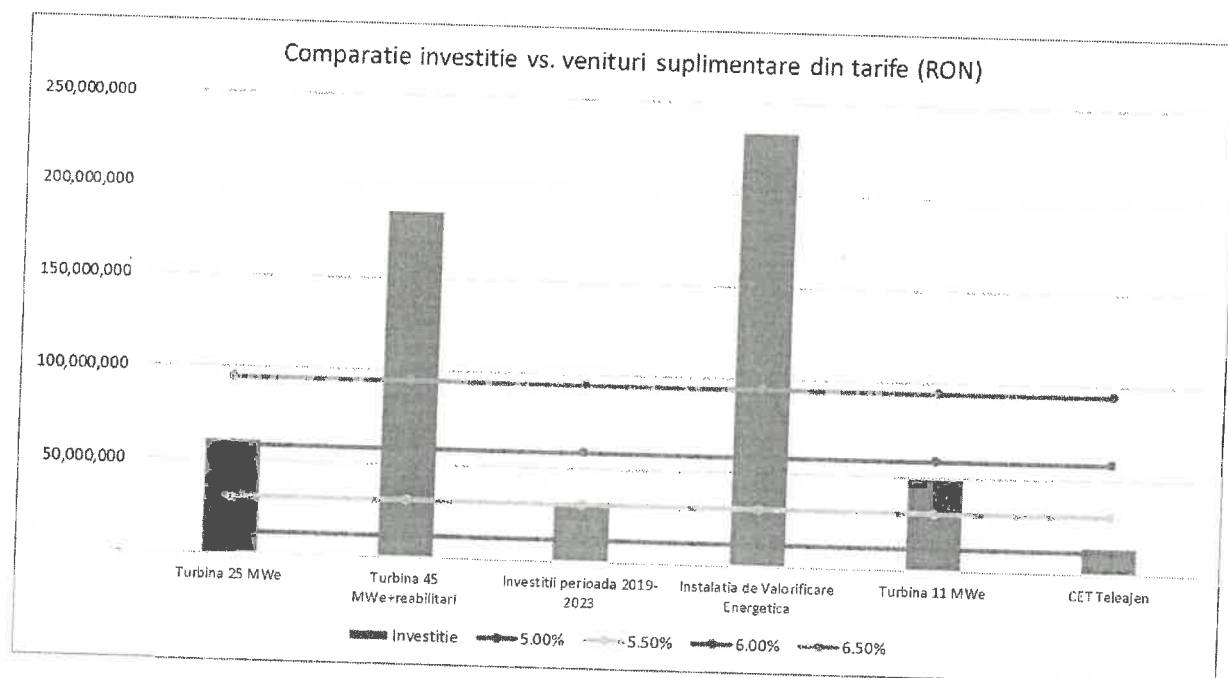


Figura 35. Comparatia investiti vs. Venituri suplimentare din tarife

În figura anterioară se poate observa că veniturile anuale generate prin ajustarea de tarife pot asigura finanțarea parțială a nevoilor de investiții și trebuie considerate ca o sursă viitoare de resurse financiare pentru finanțarea investițiilor. Însă, pe termen scurt, ajustarea de tarife nu poate asigura acumularea de resurse financiare suficiente necesare pentru a finanța întreg programul de investiții.

O altă sursă potențială de finanțare a investițiilor o poate reprezenta contractarea de credite fie de la bănci comerciale, fie de la instituții financiare internaționale (BERD, BEI). Pentru acest scenariu a fost estimat nivelul serviciului datoriei aferent finanțării investițiilor prin credite considerând următoarele ipoteze:

- Credite contractate în Euro;
- Perioada totală a creditului: 15 ani din care:
 - Perioada de grație: 2 ani;
 - Perioada de rambursare: 13 ani;
- Rata dobânzii: 2.0%;

Ținând cont de aceste ipoteze, nivelul estimativ al serviciului datoriei pentru fiecare componentă investițională este prezentat în figura următoare:

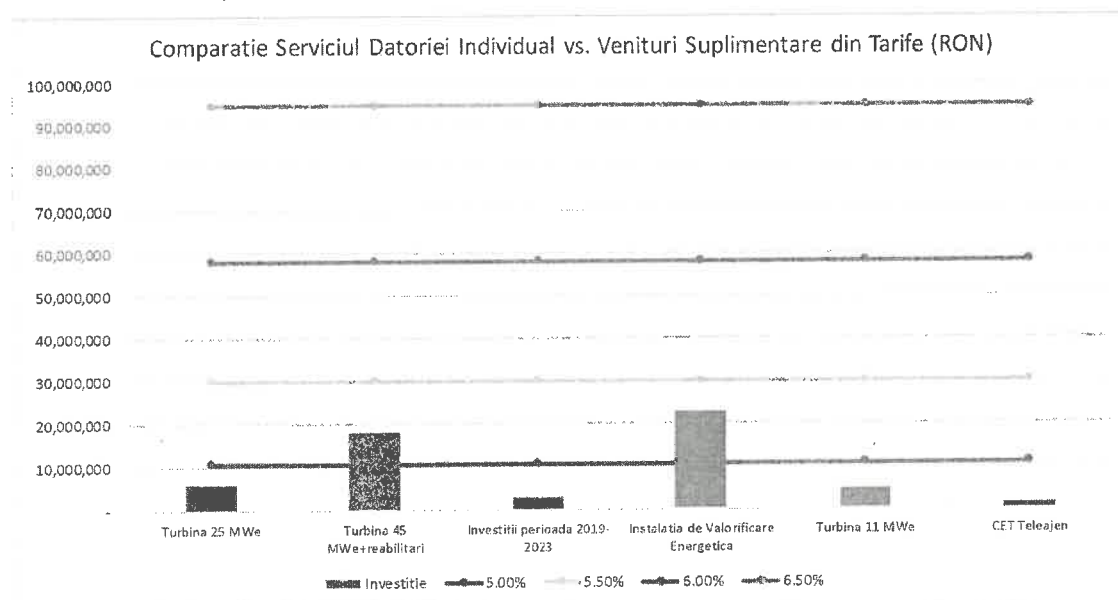


Figura 36. Serviciul Datoriei Individual vs. Venituri suplimentare din tarife

După cum se poate observa, ajustarea tarifelor conform scenariilor propuse poate reprezenta o soluție viabilă pentru rambursarea unor posibile credite pentru finanțarea/co-finanțarea investițiilor.

O comparație a serviciului datoriei cumulat pentru creditele aferente tuturor investițiilor comparativ cu veniturile potențiale a fi generate pentru fiecare scenariu de ajustare a notei de plată platite de consumatorii casnici (populație) este prezentată în figura următoare:

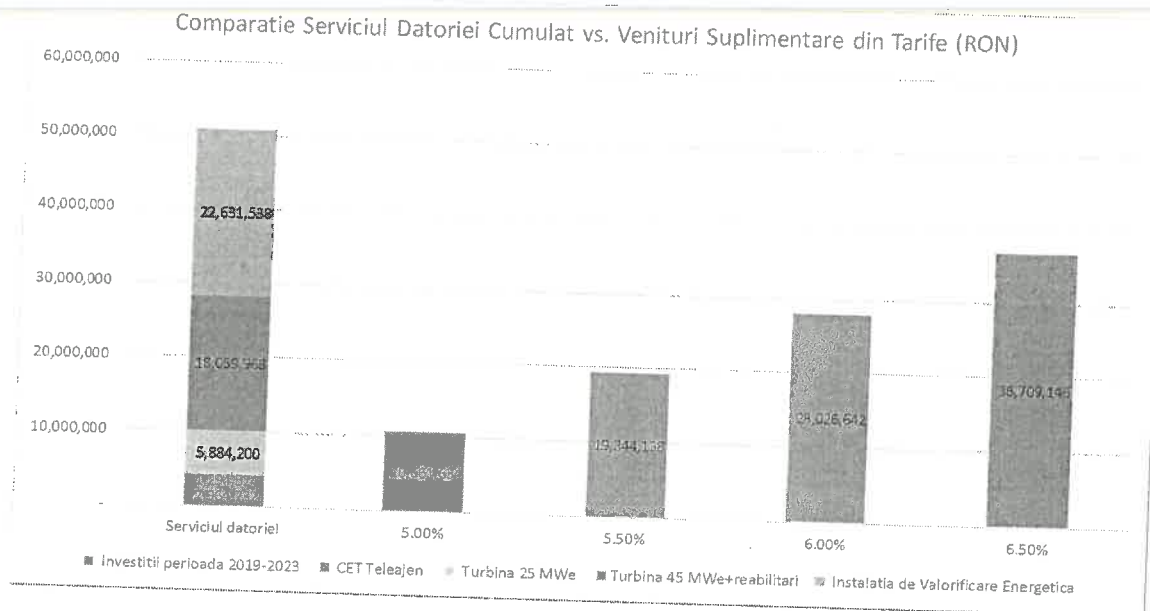


Figura 37. Serviciul Datoriei Cumulat vs. Venituri suplimentare din tarife

Dupa cum se poate observa, chiar daca s-ar alege optiunea ca toate investitiile sa fie finantate prin credite, ajustarile de tarife nu sunt suficiente pentru a asigura rambursarea integrala a serviciului datoriei. Tinand cont de aceasta concluzie, sunt posibile doua scenarii:

- O parte din serviciul datoriei este finantat de la bugetul local in limita resurselor financiare disponibile iar restul sunt transferate consumatorilor prin tarife;
- O parte din valoarea investitiilor este finantata prin granturi si subventii si se vor contracta credite doar pentru co-finantarea investitiilor.

In situatia in care se va decide contractarea de credite pentru finantarea/co-finantarea investitiilor exista insa si o serie de limitari privind capacitatea de indatoare a autoritatilor locale care este limitata la 30% din veniturilor proprii. Tinand cont ca modificarile codului fiscal de la 1 ianuarie 2018 au determinat reducerea veniturilor proprii ale autoritatilor locale (cele din cota defalcata din impozitul pe venit prin reducerea cotei de impozitare de la 16% la 10%). Acesta limitare este importanta si singura solutie viabila pe termen lung este asigurarea finantarii investitiilor si cu o componenta importanta de granturi si subventii.

Tinand cont de analiza prezentat in acest capitol se poate concluziona ca transferarea unei parti din efortul investitional catre consumatori (ex. prin intermediul redeventei) respectand principiile europene "poluatorul plateste" si "acoperirea totala a costurilor" este necesara pentru a asigura o dezvoltare durabila.

V. CADRUL INSTITUTIONAL

A. OPTIUNI PRIVIND OPERAREA SACET IN MUNICIPIUL PLOIESTI

Primaria Municipiului Ploiesti (PMP) si Consiliul Judetean Prahova (CJP) sunt libere sa hotarasca asupra modalitatii de gestiune a serviciului aflate sub responsabilitatea lor. PMP si CJP au posibilitatea de a gestiona in mod direct serviciile de alimentare cu energie termica in sistem centralizat (SACET) sau de a incredinta gestiunea acestora, in baza unui contract de delegare a gestiunii. Indiferent de optiunea selectata, proprietarii infrastructurii au nevoie de minim 6 luni pentru pregatirea si derularea procedurilor descrise mai jos.

Incredintarea gestiunii SACET catre operator implica incredintarea furnizarii propriu-zise a serviciului, precum si punerea la dispozitie a bunurilor ce compun sistemul. Optiunile sunt redade mai jos:

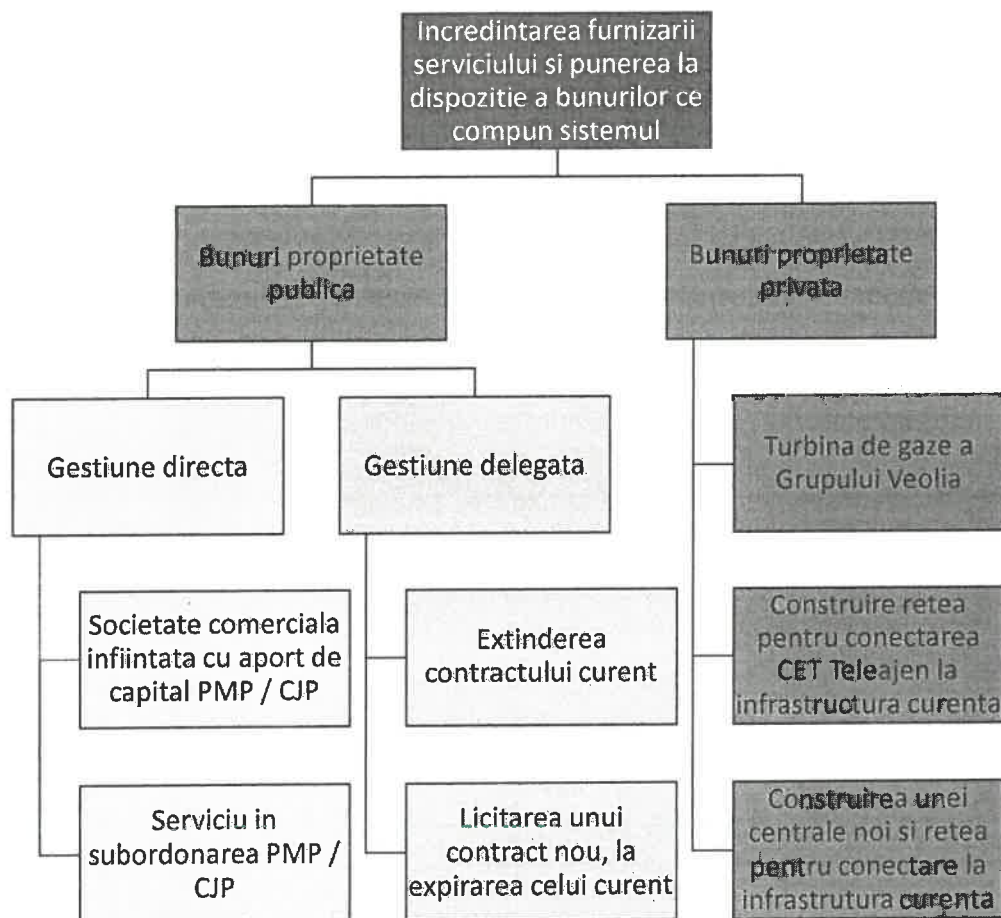


Figura 38. Optiuni institutionale

Gestiunea se organizeaza si se realizeaza in urmatoarele modalitati:

- a) gestiune directa;
- b) gestiune delegata.

Decizia operatii in gestiune directa sau delegate se ia in urma unei analize a riscului de operare. In orice situatie in care PMP si CJP intentioneaza sa realizeze un proiect prin atribuirea unui contract pe termen lung, care sa cuprinda fie executarea de lucrari si operarea rezultatului lucrarilor legate de SACET (PPP), fie

~~prestarea, gestionarea si operarea SACET, PMP si CJP~~ au obligatia de a elabora un studiu de fundamentare/oportunitate.

Studiul se bazeaza pe un studiu de fezabilitate in cazul proiectelor implicand executarea de lucrari (ex. Construirea unei centrale noi). Prin studiul de fundamentare se analizeaza daca atribuirea contractului implica transferul unei parti semnificative a riscului de operare catre operatorul economic.

Decizia cu privire la un mod de operare sau altul se ia in baza analizei de risc si a indicatorilor financiari. In cazul gestiunii directe, riscul ramane in sarcina proprietarului. In cazul in care o parte semnificativa a riscului este transferata operatorului, gestiunea se deleaga prin concesiune in baza Legii 100/2012 privind concesiunile de lucrari si concesiunile de servicii.

1. Gestiunea directa

Gestiunea directa se realizeaza prin intermediul unor operatori de drept public sau privat, care pot fi:

- 1) servicii publice de interes local sau judetean, specializate, cu personalitate juridical, infiintate si organizate in subordinea PMP sau CJP;
- 2) societati reglementate de Legea nr. 31/1990, republicata, cu modificarile si completarile ulterioare, cu capital social integral al PMP si CJP.

Operatorii care isi desfasoara activitatea in regim de gestiune directa prevazuti la punctul 1 de mai sus se organizeaza si functioneaza pe baza unui regulament de organizare si functionare aprobat de autoritatile deliberative ale unitatilor administrativ-teritoriale. iar cei prevazuti la punctul 2 pe baza unui regulament de organizare si functionare aprobat de catre consiliul de administratie al acestora.

In prezent, infrastructura exista si poate fi extensa. Consiliul Judetean Prahova are o societate detinuta integral – COMPANIA DE SERVICII PIUBLICE SI ENERGII REGENERABILE PRAHOVA (Act normativ de infiintare: Hotararea nr.60/26.07.2002 a Consiliului Judetean Prahova). Pentru utilizarea acesteia este necesar aport de capital din partea PMP si modificarea obiectului current de activitate (servicii de salubritate - Cod CAEN 9001. 9002. 9003; colectarea deseurilor nepericuloase - Cod CAEN 3811)

2. Gestiunea delegata

Gestiunea delegata este modalitatea de gestiune in care PMP si CJP atribuie unuia sau mai multor operatori toate ori numai o parte din competentele si responsabilitatile proprii privind furnizarea SACET, pe baza unui contract, denumit in continuare contract de delegare a gestiunii. Gestiunea delegata a SACET implica punerea la dispozitia operatorilor a infrastructurii, precum si dreptul si obligatia acestora de a administra si de a exploata aceste sisteme.

Delegarea gestiunii serviciului, respectiv operarea, administrarea si exploatarea infrastructurii, se poate face pentru toate sau numai pentru o parte dintre activitatile componente ale serviciilor, pe baza unor analize tehnico-economice si de eficienta a costurilor de operare, **concretizate intr-un studiu de oportunitate.**

Gestiunea delegata se realizeaza prin intermediul unor operatori de drept privat care pot fi:

- a) societati reglementate de Legea nr. 31/1990, republicata, cu modificarile si completarile ulterioare, cu capital social privat;
- b) societati reglementate de Legea nr. 31/1990, republicata, cu modificarile si completarile ulterioare, cu capital social mixt.

Societatile reglementate de Legea nr. 31/1990. Republicata, cu modificarile si completarile ulterioare, cu capital social integral public pot participa la procedurile de atribuire a contractelor de delegare a gestiunii

serviciului in zona teritoriala de competenta a unitatilor administrativ-teritoriale care exercita o influenta dominanta asupra acestora sau in afara acestei zone daca operatorul nu are incheiat un alt contract de delegare a gestiunii atribuit direct.

Contractul de delegare a gestiunii este un contract incheiat in forma scrisa, prin care unitatile administrative teritoriale, individual sau in asociere, dupa caz, in calitate de **delegator**, atribuie pe o perioada determinate, unui operator, in calitate de **delegat**, care actioneaza pe riscul si raspunderea sa, **dreptul si obligatia** de a furniza/presta integral un serviciu de utilitati publice, inclusiv dreptul si obligatia de a administra si de a exploata infrastructura aferenta serviciului, in schimbul unei **redevente**. Contractul de delegare a gestiunii poate fi incheiat de o asociatie de dezvoltare intercomunitara constituita intre PMP si CJP cu obiect de activitate serviciile de utilitati publice in numele si pe seama unitatilor administrativ-teritoriale member, care au calitatea de delegatar. Contractul de delegare a gestiunii este asimilat actelor administrative si intra sub incidenta prevederilor Legii nr. 554/2004, cu modificarile si completarile ulterioare.

Contractul de delegare a gestiunii serviciului poate fi:

- a) contract de concesiune de servicii;
- b) contract de achizitie publica de servicii.

Delegarea serviciului de utilitati publice se face dupa ce prin studiul de oportunitate contractul este calificat ca fiind de prestari servicii sau de concesiune, cu prezentarea avantajelor si dezavantajelor din fiecare optiune. Aceasta delimitare se face in urma analizei de risc. Daca riscul este ridicat, contractul este calificat ca fiind de concesiune. Daca riscul este scazut, contractul este de prestari servicii. In cazul gestiunii directe, riscul este cel mai mic si se face incredintare directa.

Legea 100/2016 defineste foarte precis riscul, insa nu exista un prag anume de delimitare ci analiza se face de la caz la caz. Principalele elemente determinate in analiza sunt: disponibilitatea surselor de finantare, fluctuatia consumului, gradul de conectare, alte incertitudini ale pietei. In cazul in care riscul este ridicat si se decide ca este contract de concesiune, operatorul stabileste tariful in functie de anumite tinte pe care trebuie sa le respecte si functie de consumul mediu estimat. Daca acest consum a scazut (sau se modifica defavorabil alt factor de risc), operatorul nu este indreptatit sa ceara o compensare prin tariful.

In baza prevederilor Legii nr. 100/2016 privind concesiunile de lucrari si concesiunile de servicii, determinarea pragului valoric peste care devine obligatorie derularea unei proceduri astfel cum sunt descrise in Lege se face tinand cont de cifra totala de afaceri a concesionarului generata pe durata contractului, fara TVA, in schimbul lucrarilor si serviciilor care fac obiectul concesiunii, precum si pentru bunurile accesorii acestor lucrari si servicii.

Procedurile de atribuire (licitatie deschisa sau dialog competitiv; prin exceptie, negociere fara publicare prealabila a unui anunt de participare) se aplica concesiunilor de lucrari sau concesiunilor de servicii a caror valoare, fara TVA, este egala sau mai mare decat pragul valoric de 24.977.096 lei.

Contractul de delegare a gestiunii va fi insotit in mod obligatoriu de urmatoarele anexe:

- a) caietul de sarcini privind furnizarea/prestarea serviciului;
- b) regulamentul serviciului;
- c) inventarul bunurilor mobile si imobile, proprietate publica sau privata a PMP si CJP, aferente serviciului;
- d) procesul-verbal de predare-preluare a bunurilor prevazute la lit. c);
- e) indicatori tehnici corelati cu tintele/obiectivele asumate la nivel national.

2.1. Continuarea contractului actual de concesiune cu Veolia Energie Prahova (VEP). Contractul se deruleaza pe o perioada de 15 ani, cu posibilitatea de prelungire cu maxim jumătate din durata initiala, in baza Cap. V Durata. art. 16.2.

Contractul curent de concesiune poate fi modificat in baza art. 100. din Legea 100/2012 privind concesiunile de lucrari si concesiunile de servicii, fara organizarea unei noi proceduri de atribuire, atunci cand modificarile, indiferent daca sunt sau nu cuantificate si indiferent de valoarea acestora, au fost prevazute in documentele initiale ale concesiunii.

Contractul poate fi modificat, fara organizarea unei noi proceduri de atribuire, atunci cand sunt indeplinite, in mod cumulative, urmatoarele conditii:

- a) devine necesara achizitionarea de la concesionarul initial a unor servicii sau lucrari suplimentare, care nu au fost incluse in contractul de concesiune initial, dar care au devenit strict necesare in vederea indeplinirii acestuia;
- b) schimbarea concesionarului este imposibila.

Contractul poate fi modificat, fara organizarea unei noi proceduri de atribuire, atunci cand modificarile, indiferent de valoarea lor, nu sunt substantiale. O modificare a unui contract de concesiune pe perioada de valabilitate este considerata modificare substantiala atunci cand, prin aceasta modificare, caracterul concesiunii devine substantial diferit fata de cel al concesiunii incheiate initial. Este considerata modificare substantiala orice modificare care indeplineste cel putin una dintre urmatoarele conditii:

- a) modificarea introduce conditii care, daca ar fi fost incluse in procedura de atribuire initiala, ar fi permis selectia altor candidati decat cei selectati initial sau acceptarea unei alte oferte decat cea acceptata initial ori ar fi atras si alti participanti la procedura de atribuire;
- b) modificarea schimba echilibrul economic al contractului de concesiune in favoarea concesionarului si/sau alocarea riscurilor intre parti intr-un mod care nu a fost prevazut in concesiunea de lucrari sau in concesiunea de servicii initiala;
- c) modificarea extinde in mod considerabil domeniul de aplicare al concesiunii de lucrari sau al concesiunii de servicii;
- d) un nou concesionar inlocuieste concesionarul initial, in alte cazuri decat cele prevazute in Legea 100/2012 privind concesiunile de lucrari si concesiunile de servicii.

2.2. Licitarea serviciului de alimentare cu energie termica si selectarea unui nou operator ca urmare a derularii unei proceduri de licitatie deschisa in baza Legii 100/2012 privind concesiunile de lucrari si concesiunile de servicii, care sa presteze aceleasi servicii precum operatorul actual

Concesionarea SACET unui alt operator se poate face prin licitatie deschisa, respectand etapele descrise in Legea 100/2012 privind concesiunile de lucrari si concesiunile de servicii.

Licitatia deschisa se initiaza prin transmiterea spre publicare a unui anunt de concesionare, potrivit prevederilor art. 63, prin care PMP si CJP solicita operatorilor economici depunerea de oferte. Procedura de licitatie deschisa se desfasoara, de regula, intr-o singura etapa. PMP si CJP pot stabili prin anuntul de concesionare si documentatia de atribuire ca procedura de licitatie deschisa sa se desfasoare in doua etape:

- a) prima etapa - depunerea ofertelor elaborate in conformitate cu informatiile si cerintele prevazute in documentatia de atribuire, insotita de documentele care demonstreaza indeplinirea criteriilor de calificare si de selectie stabilite de PMP si CJP;
- b) etapa a doua - negocieri in vederea imbunatatirii ofertelor admisibile si evaluarea ofertelor imbunatatite, prin aplicarea criteriilor de atribuire.

În cazul în care alege să aplice procedura licitației deschise cu etapa de negociere, PMP și CJP stabilesc prin documentația de atribuire elementele care pot face obiectul negocierii.

În cuprinsul documentației de atribuire PMP și CJP definesc obiectul concesiunii prin descrierea necesităților PMP și CJP și a caracteristicilor serviciului care urmează a fi concesionat și stabilește criteriile de atribuire, precum și modul de repartizare a riscurilor.

Contractul de concesiune se atribuie pe baza criteriului ofertei celei mai avantajoase din punct de vedere economic, stabilită în baza unor criterii obiective care garantează evaluarea ofertelor în condiții de concurență reală.

În sensul alin. (1), criteriile obiective trebuie să aibă legătură directă cu obiectul concesiunii și se pot referi la oricare dintre următoarele:

- a) gradul de preluare a unor riscuri de către concesionar;
- b) nivelul platilor actualizate efectuate de către PMP și CJP;
- c) nivelul tarifelor de utilizare;
- d) modalitatea de execuție a lucrărilor/prestare a serviciilor bazată pe indicatori de performanță de ordin calitativ, etnic, funcțional, financiar etc.;
- e) modul de asigurare a protecției mediului;
- f) modul de rezolvare a unor probleme sociale;
- g) nivelul redevenței;
- h) durata concesiunii;
- i) inovarea.

PMP și CJP pot utiliza criteriile de mai sus și în mod combinate, în funcție de obiectul concesiunii și în măsura în care respectivele criterii sunt compatibile.

3. Participarea unui partener privat – PPP

În lipsa turbinei care aparține grupului Veolia, este necesar un aport de energie din altă sursă. În orice opțiune selectată, va exista un contract de furnizare de energie, reglementat de ANRE, între operatorul delegat și partea privată care asigură energia termică.

Cele două opțiuni identificate sunt:

3.1. CET existent

În zona municipiului Ploiești au fost identificate 2 CET-uri. În perspectiva selectării acestei opțiuni, trebuie asigurată concurența și trebuie invitați la procedura de selecție toți posibili proprietari de CET-uri interesați să-și dezvolte activitatea în această direcție. Investitorului i se poate cere prin caietul de sarcini să construiască infrastructura de legătură pentru conectarea CET-ului la rețeaua municipiului.

3.2. CET nouă

Singura opțiune identificată în cadrul Strategiei este Instalatie de valorificare energetică a deșeurilor (IVE). În această situație, se va realiza o investiție în infrastructura de legătură pentru conectarea IVE la rețeaua municipiului (poate fi un parteneriat public-privat – PPP, din perspectiva OUG nr. 39/2018 privind PPP).

PPP are ca obiect realizarea sau, după caz, reabilitarea și/sau extinderea unui bun sau a unor bunuri care vor aparține patrimoniului partenerului public și/sau operarea unui serviciu public. Partenerul privat asigură finanțarea necesară realizării investițiilor din resurse proprii și/sau din resurse atrase din partea unor finanțatori.

PMP și CJP poate contribui la finanțarea realizării investițiilor cu resurse financiare publice provenind inclusiv din fonduri externe nerambursabile post-aderare și din contribuția națională aferentă acestora, în condițiile prevăzute de legislația națională și cea a Uniunii Europene.

Cota de contribuție a partenerului public la finanțarea realizării investițiilor dintr-un contract de PPP reprezentată de resurse financiare de altă natură decât fonduri externe nerambursabile și contribuția națională aferentă unor astfel de fonduri, nu poate depăși 25% din valoarea totală a investiției.

În vederea încheierii și începerii executării obligațiilor dintr-un contract de PPP este necesară parcurgerea următoarelor etape:

- a) realizarea de către PMP și CJP a unui studiu de fundamentare/oportunitate;
- b) parcurgerea procedurii de atribuire a contractului de PPP;
- c) semnarea contractului de PPP;
- d) îndeplinirea tuturor condițiilor suspensive prevăzute în contractul de PPP, inclusiv a închiderii financiare.

Studiul de fundamentare trebuie să evidențieze următoarele elemente principale care justifică, din punct de vedere economic, implementarea proiectului în PPP:

- a) gradul de suportabilitate a proiectului și comparația opțiunilor/aranjamentelor contractuale alternative pentru implementarea proiectului;
- b) structura de distribuire a riscurilor pentru fiecare opțiune alternativă de implementare a proiectului;
- c) finanțabilitatea proiectului;
- f) eficiența economică a proiectului.

Gradul de suportabilitate a proiectului reprezintă posibilitatea generică a proiectului de a mobiliza resursele financiare necesare acoperirii costurilor. Gradul de suportabilitate a proiectului privește capacitatea financiară a partenerului public și a oricărui altor entități publice implicate, necesare îndeplinirii obligațiilor de natură financiară asumate în cadrul contractului de parteneriat public-privat și, după caz, capacitatea financiară a beneficiarilor direcți ai utilizării bunului/bunurilor sau serviciului public ce formează obiectul parteneriatului public-privat.

Studiul de fundamentare cuprinde o identificare a categoriilor de riscuri aferente implementării proiectului, cuantificarea acestora și o prezentare a unor alternative de alocare a riscurilor între partile contractante. Studiul de fundamentare trebuie să analizeze și să stabilească finanțabilitatea proiectului în regim de PPP.

Un proiect este considerat finanțabil dacă structura sa tehnică, financiară și juridică permite, în condițiile pieței, atragerea de credite și/sau a altor resurse financiare în vederea asigurării finanțării proiectului pe toată durata de viață a acestuia.

Eficiența economică a proiectului este demonstrată prin întocmirea și includerea, în cadrul studiului de fundamentare și a unei analize cost-beneficiu.

Contractul de parteneriat public-privat reglementează cel puțin următoarele aspecte:

- a) obiectul proiectului realizat în parteneriat public-privat;
- b) condițiile de înființare și funcționare a societății de proiect;



- c) termenele de realizare a lucrarilor;
- d) drepturile constituite in favoarea PMP si CJP, inclusiv cu privire la bunurile cu care PMP si CJP contribuie la realizarea proiectului de parteneriat public-privat;
- e) drepturile si obligatiile partenerului public si ale PMP si CJP, pe parcursul derularii proiectului de parteneriat public-privat, inclusiv obligatiile PMP si CJP si ale societatii de proiect menite sa garanteze respectarea destinatiei bunurilor implicate in proiectul de parteneriat public-privat si a conditiilor de realizare a serviciului public;
- f) regimul juridic al bunurilor implicate in proiect, inclusiv al bunurilor realizate sau dobandite in cursul derularii proiectului si modalitatea de transfer al acestor bunuri la incetarea contractului, cu respectarea dispozitiilor legale in materia proprietatii publice;
- g) durata contractului;
- h) modalitatea de finantare si etapele proiectului de parteneriat public-privat;
- i) remunerarea PMP si CJP, indicand in detaliu modalitatea de calcul si de plata, inclusiv posibilitatea compensarilor/deducerilor intre sumele de plata convenite PMP si CJP si orice eventuale daune sau alte sume de plata datorate de catre partenerul privat;
- j) modalitatea de alocare a riscurilor in cadrul proiectului de parteneriat public-privat;
- k) caracteristicile si obiectivele de performanta ale bunului sau bunurilor ce vor fi realizate in cadrul proiectului, precum si indicatorii de performanta a serviciului public ce formeaza obiectul proiectului;
- l) modalitatea de monitorizare si control de catre PMP si CJP al respectarii obligatiilor PMP si CJP si ale societatii de proiect;
- m) procedura de aprobare de catre PMP si CJP a contractelor incheiate de partenerul privat si societatea de proiect cu afiliatii PMP si CJP;
- n) garantiile de buna executie ce vor fi asigurate de partenerul privat;
- o) asigurarile ce vor fi incheiate si mentinute pe parcursul derularii proiectului de parteneriat public-privat;
- p) proceduri de preluare a drepturilor si obligatiilor PMP si CJP de catre finantatorii proiectului si/sau un nou partener privat;
- q) raspunderea contractuala, inclusiv sanctiunile si penalitatile aplicabile PMP si CJP in cazul neexecutarii obligatiilor sale, in special in cazul neatingerii sau nementinerii obiectivelor ori indicatorilor de performanta, precum si posibilitatea compensarii sumelor astfel datorate de partenerul privat cu platile datorate de PMP si CJP in temeiul contractului de parteneriat public-privat;
- r) dreptul partenerului public de a modifica unilateral anumite parti ale contractului si dreptul partenerului public de a denunta unilateral contractul, precum si conditiile de exercitare a acestor drepturi in conformitate cu prevederile art. 35, inclusiv modalitatea de stabilire si plata a eventualei compensatii datorate PMP si CJP;
- s) mecanisme de impartire a profitului din refinantare;
- t) procedura si limitele subcontractarii;
- u) cauzele de incetare a contractului si conditiile in care se asigura continuitatea serviciului public realizat in cadrul parteneriatului public-privat;
- v) orice alte aspecte care, in conformitate cu prevederile prezentei legi, sunt parte a contractului de parteneriat public-privat;
- w) clauze care sa reglementeze compensatiile datorate de parti in caz de incetare a contractului inainte de termen.

Durata contractului de parteneriat public-privat se stabileste, in principal, in functie de perioada de amortizare a investitiilor ce urmeaza sa fie realizate de catre societatea de proiect si in functie de modalitatea de finantare a acestor investitii.

B. MONTAJUL INSTITUTIONAL IN FUNCTIE DE SCENARIILE TEHNICE

Dupa selectarea optiunii optime de acoperire a curbei de consum, pe baza criteriilor tehnice si economice, PMP si CJP vor decide ce modalitate de operare se potriveste cel mai bine. In schema de mai jos am indicat sintetizat optiunile descrise mai sus. Detaliile legate de ce presupune fiecare solutie institutionala se regasesc in sectiunile 1 (gestiune directa, infiintarea unei societati sau serviciu propriu), 2 (delegare prin concesiune conform Legii 100/2018 – continuarea contractului sau lansarea unei proceduri noi) si 3 (PPP, respective Legea 99/2016) din Cap. V.A. De asemenea, fiecare Optiune are descris in cadrul Analizei tehnice, particularitati / conditii de implementare si e nevoie sa fie analizate in mod integrat.

Decizia privind modul de operare se va face tinand cont de urmatorii indicatori financiari: Valoarea Actualizata Neta (VAN), Rata Interna de Rentabilitate (RIR) si Durata de amortizare (Da) rezultate din studiul de oportunitate. Prin **compararea RIR si a modului de repartizare a riscurilor se va decide intre gestiunea directa si gestiunea delegat**. De regula, in cazul in care, ca urmare a analizei de risc, PMP si CJP constata ca o parte semnificativa a riscului va fi transferat operatorului economic, contractul va fi considerat contract de concesiune, urmand a se aplica prevederile Legii 100/2012 privind concesiunile de lucrari si concesiunile de servicii.

Pe termen scurt⁶

Optiunea 1 presupune derularea unui studiu de oportunitate care sa decida intre gestiune directa si gestiune delegata. Daca rezultatul studiului este gestiunea delegata se are in vedere pastrarea actualui operator dat fiind faptul ca acesta utilizeaza (prin inchiriere) o turbina de gaze a grupului din care face parte. Aceasta optiune este sustenabila, in forma actuala, doar daca se prelungeste contractul de delegare prin concesiune cu actualul operator (turbina cu gaze de 25 MWe apartine Veolia) si doar daca turbina este mentinuta in functiune la parametrii necesari, prin investitii ale operatorului.

Optiunea 2 presupune derularea unui studiu de oportunitate care sa decida intre gestiune directa si gestiune delegata. Aceasta optiune se poate aplica in situatia in care contractul existent de concesiune al serviciului de alimentare centralizata cu energie termica incheiat cu actualul operator nu se prelungeste, iar intre parti nu se poate ajunge la o intelegere pentru inchirierea de la actualul operator a instalatiei de cogenerare cu turbina cu gaze de 25 MWe. Aceasta optiune este fezabila doar daca se incheie un contract cu operatorul CET Teleajen, in vederea preluarii de la acesta a unei cantitati de energie termica, pe toata perioada anului. Importanta este completarea necesarului de energie de la un CET privat existent. Solutia devine complexa prin gestionarea mai multor contracte de operare. Din punct de vedere tehnic aceasta optiune este fezabila, dar conduce la cresterea costului unitar al energiei termice produse in CET Brazi pentru ca, desi nu mai produce energie in perioada de vara, cheltuielile constante raman aproximativ la acelasi nivel. Analiza financiara va stabili oportunitatea si fezabilitatea acestei optiuni.

Optiunea 3 presupune derularea unui studiu de oportunitate care sa decida intre gestiune directa si gestiune delegata. Intrucat se renunta complet la turbina de gaze a actualului operator, gestiunea delegata are in vedere selectarea unui operator nou, dar are mai mult sens gestiunea directa. Aceasta optiune este aplicabila in cazul in care pretul de vanzare al energiei termice produse in CET Teleajen este mai mare decat pretul de productie in CET Brazi. Totodata, analiza financiara arata un CUD (281,5 RON/Gcal) la concurenta cu cel din Optiunea 1. Deci analiza trebuie facuta pe termen lung si cu o evaluare

⁶ Este momentul cand se decide intre gestiunea directa si cea delegate, iar in cazul celei delegate se decide asupra continuarii cu actualul operator sau selectarea unui nou. Fiecare din aceasta optiune este detaliata la nivel legal si strategic in capitolele anterioare.

adekvata a componentei de grant / fonduri nerambursabile pentru realizarea investitiilor, cu impact in tarif si suportabilitate.

Optiunea 4 presupune derularea unui studiu de oportunitate care sa decida intre gestiune directa si gestiune delegata. Rezultatul studiului poate fi oricare dintre optiuni. Importanta este completarea necesarului de energie de la un CET privat existent. Solutia devine complexa prin gestionarea mai multor contracte de operare. Aceasta optiune este aplicabila in cazul in care pretul de vanzare al energiei termice produse in CET privat Brazi este mai mic decat pretul de productie in CET Brazi CJ si in situatia in care operatorul privat se angajeaza contractual sa asigure cantitatea de energie termica conform curbei clasate de consum cu variatii intre 20Gcal/h si 130 Gcal/h.

Pe termen mediu si lung

Optiunea 1 presupune derularea unui studiu de oportunitate care sa decida intre gestiune directa si gestiune delegata. Rezultatul studiului poate fi oricare dintre optiuni dar are mai mult sens gestiunea directa intrucat autoritatile locale realizeaza investitiile si isi acopera intregul necesar de consum. Optiunea descrisa este sustenabila din punct de vedere tehnic insa costurile de operare sunt ridicate, ceea ce inseamna ca si energia electrica obtinuta va avea un pret mai mare pe piata din Romania. Este importanta componenta de fonduri nerambursabile obtinuta pentru finantarea investitiilor. Din punct de vedere al analizei financiare, aceasta optiune are CUD cel mai mic (380,1 RON/Gcal) ceea ce o face mai fezabila. Trebuie totusi intarit aparatul administrativ cu asistente tehnice de management sau contractate servicii de management.

Optiunea 2 presupune derularea unui studiu de oportunitate care sa decida intre gestiune directa si gestiune delegata. Indiferent de rezultatul studiului, se are in vedere construirea unei CET noua prin PPP prin care se asigura necesarul de energie termica conform procedurii descrise mai sus. Solutia devine complexa prin gestionarea mai multor contracte de operare, dar pe termen lung ramane o provocare. Institutional, poate fi contractata separat o asistenta care sa detalieze si particularizeze tipurile de PPP disponibile si sa recomande cea mai buna optiune pentru autoritatile locale.

Optiunea 3 presupune derularea unui studiu de oportunitate care sa decida intre gestiune directa si gestiune delegata. Indiferent de rezultatul studiului, se are in vedere asigurarea necesarului de energie termica dintr-un CET existent, printr-un contract de PPP. Solutia devine complexa prin gestionarea mai multor contracte de operare, dar pe termen lung ramane o provocare. Din punct de vedere tehnic, aceasta optiune este fezabila, insa faptul ca in perioada de vara sursele din CET Brazi nu functioneaza iar cantitatea de energie electrica produsa in cogenerare scade simtitor, va determina cresterea costului de productie a energiei. Pentru a se evita aceasta situatie, energia termica achizitionata de la CET Teleajen sau alta sursa alternativa, trebuia sa aiba un pret mai mic comparativ cu costul unitar din CET Brazi.

Optiunea 4 presupune derularea unui studiu de oportunitate care sa decida intre gestiune directa si gestiune delegata. Indiferent de rezultatul studiului, se are in vedere asigurarea necesarului de energie termica dintr-un CET existent dar si dintr-un CET nou, prin 2 contracte de PPP. Solutia este foarte complicata prin gestionarea mai multor contracte de operare.



Optiune	Gestiune directa		Gestiune delegate			Participare privata		
			Continuare contract curent	Contract nou		TG Veolia	CET Teleajen + retea	CET noua + retea
Pe termen scurt								
Optiunea 1	X		X			Inchiriere		
Optiunea 2							Contract PPP pentru retea si contract de furnizare pentru energie	
Optiunea 3	X			X				
Optiunea 4							Contract PPP pentru retea si contract de furnizare pentru energie	
Pe termen mediu si lung								
Optiunea 1	X		X	X				
Optiunea 2								Societate mixta Contract de furnizare pentru energie din IVE
Optiunea 3	X		X	X			Contract PPP pentru retea si contract de furnizare pentru energie	
Optiunea 4							Contract PPP pentru retea si contract de furnizare pentru energie	Societate mixta Contract de furnizare pentru energie din IVE

Tabel 57. Montajul institutional

2. PLANUL DE ACTIUNI PENTRU IMPLEMENTAREA STRATEGIEI SI MASURI POLITICE SI ADMINISTRATIVE PENTRU SUSTINEREA PROGRAMULUI STRATEGIC PROPOS

Exista doua categorii de actiuni ce se vor pregati si implementa in perioada 2018-2024:

- c. Pregatirea – se refera la activitati de intocmirea caietelor de sarcini pentru achizitionarea diverselor servicii si trebuie demarate urgent, incepand cu august 2018.
- d. Implementare – se refera la concesiune si proiect de investitii:
 - a. Concesiune: stabilirea si implementarea montajului institutional.
 - b. Proiect de investitii: determinarea sursei de finantare si pregatirea proiectului.
 ambele cu finalizare in urmatoarele 12 luni.

Planificarea si realizarea lucrarilor se va face astfel incat la finele anului 2023 noile echipamente propuse prin strategie sa fie in functiune.

Planul detaliat de actiuni este descris in Anexa 1 – Plan de masuri politice si administrative pentru sustinerea programului strategic 2019 – 2043.

Actiunile strategice se prezinta astfel:

Actiune	Termen	Responsabil
Lansare procedura de atribuire pentru contractual de pregatire a studiului de oportunitate / fundamentare pentru delegarea serviciilor (poate fi achizitie directa) cu decizie cum se impart costurile de investitii	1 septembrie 2018	PMP/CJP
<i>Derulare procedura</i>	30 septembrie 2018	PMP/CJP
<i>Finalizare studiu</i>	30 noiembrie 2018	PMP/CJP
<i>Prelungire contract curent (6 luni) / Derulare procedura de concesiune pentru un contract nou de delegare (pregatire + achizitie 1 an)</i>	30 septembrie 2019 ⁷	PMP/CJP
Lansare procedura de licitatie deschisa pentru atribuirea unor contracte de asistenta tehnica pentru pregatirea studiilor de fezabilitate si a Aplicatiilor de finantare pentru investitiile in infrastructura (infrastructura de baza + IVE).	30 septembrie 2018	PMP/CJP
<i>Demarare negocieri cu AM POIM pentru acceptarea investitiei IVE pe Axa 6.1 si/sau Ministerul Mediului - MM pentru deschiderea liniei de finantare a IVE a deseurilor din Programul norvegian</i>	1 septembrie 2018	PMP/CJP AM/MM
<i>Decizii AM/MM</i>	30 septembrie 2018	PMP/CJP
<i>Pregatire caiete de sarcini</i>	30 septembrie 2018	PMP/CJP
<i>Derulare proceduri de atribuire</i>	31 decembrie 2018	PMP/CJP
<i>Finalizare studii</i>	30 iunie 2019	PMP/CJP

⁷ Contractul operatorului curent expira in mai 2018 si exista o perioada de luni pentru predarea bunurilor

<i>Aprobare Aplicatii</i>	30 septembrie 2019	PMP/CJP
<i>Finalizare caiete de sarcini pentru lucrari</i>	30 septembrie 2019	PMP/CJP
<i>Contractare lucrari</i>	31 decembrie 2019	
<i>Derulare investitii</i>	2020-2023	PMP/CJP
Lansare procedura atribuire pentru reevaluarea impactului asupra Sistemului de Management Integrat al Deseurilor (poate fi procedura simplificata)	1 septembrie 2018	PMP/CJP
<i>Derulare procedura</i>	31 decembrie 2018	PMP/CJP
<i>Finalizare studiu</i>	31 martie 2019	PMP/CJP
Constituirea Unitatii de Management a Proiectelor - UMP	31 decembrie 2018	PMP/CJP
<i>Selectarea resurselor umane calificate</i>	31 octobrie 2018	PMP/CJP
<i>Finalizarea procedurilor de infiintare (decizii/fise de post / ROF)</i>	31 decembrie 2018	PMP/CJP

Tabel 58. Plan de actiuni strategice

VI. CONCLUZII

În urma analizei de opțiuni, Consultantul a identificat măsuri investitoriale necesare pe termen scurt (2018-2023) și pe termen mediu și lung (2024-2043). Aceasta prioritizare a fost urmată de analiza financiară care a reliefat că pe termen scurt opțiunea recomandată este Opțiunea 1 la concurența cu Opțiunea 3:

Opțiune	Echipamente	Acoperirea curbei de consum	Acțiuni necesare în intervalul 2019 - 2023
Opțiunea 1	TG 25 MWe (Veolia) CAE 5 + TA 5 CAF 2	Instalația de cogenerare existentă, cu putere electrică de 25 MWe, funcționează în baza tot timpul anului; CAE 5 și TA 5 acoperă cea mai mare parte a curbei de consum; Varful de consum este acoperit de CAF 2, care poate funcționa în regim derogatoriu din punct de vedere al emisiilor până la sfârșitul anului 2022.	În anul 2019 se procedează la înlocuirea instalației de ardere aferente CA 5 + TA 5, pentru asigurarea încadrării în valorile limită admise pentru concentrația de NOx; În anul 2023 CAF 2 se înlocuiește cu 2 CAF noi de câte 50 Gcal/h fiecare.
Opțiunea 3	CAE 5 + TA 5 CAF 2	Baza consumului este acoperită de CAF 2. CAE 5 și TA 5 acoperă cea mai mare parte a curbei de consum; Varful de consum este acoperit de CAF 2, care poate funcționa în regim derogatoriu din punct de vedere al emisiilor până la sfârșitul anului 2022.	În anul 2019 se procedează la înlocuirea instalației de ardere aferente CA 5 + TA 5, pentru asigurarea încadrării în valorile limită admise pentru concentrația de NOx și pulberi; În anul 2023 CAF 2 se înlocuiește cu 2 CAF noi de câte 50 Gcal/h fiecare.

Tabel 59. Opțiunea fezabilă pe termen scurt

Totuși, toate cele trei opțiuni pot fi considerate fezabile din punct de vedere financiar. Evaluarea se va face pe termen lung iar determinate sunt deciziile privind finanțările nerambursabile.

Pe termen lung, Opțiunea fezabilă este Opțiunea 1:

Echipamente noi în sursă	Acoperirea curbei de consum	Observații
1 turbină cu gaze cu putere de 25 MWe cu cazan recuperator pe abur 1 turbină cu gaze cu putere de 45 MWe cu cazan recuperator pe apă fierbinte; 2 CAF cu debit de 50 Gcal/h	Baza consumului este acoperită de turbine cu gaze de 25 MWe; Turbina cu gaze de 45 MWe va acoperi consumul în perioadele tranzitorii, toamna-iarnă și iarnă-primăvară, precum și consumul mediu de iarnă. Pentru a se acoperi întreg consumul este necesar ca la CAF aferent acestei turbine, să fie montat un arzător suplimentar pentru a obține circa 12 Gcal/h; Varful de consum va fi acoperit în sezonul rece de cele 2 CAF-uri de 50 Gcal/h. În restul anului acestea vor avea rolul de rezervă pentru celelalte echipamente.	Achiziția celor 2 CAF-uri se va realiza în perioada 2019-2022, astfel încât în anul 2023 acestea să poată funcționa, cu respectarea cerințelor de mediu.

Tabel 60. Optiunea fezabila pe termen lung

Privit din perspectiva costurilor de operare Optiunea care genereaza cele mai reduse valori pentru cei doi indicatori (optiunea care genereaza cele mai reduse costuri de investitie si operare nete) este **Optiunea 1**.

Privit din perspectiva costurilor de investitii si tinand cont de valorile foarte apropiate intre Optiunea 1 si Optiunea 3 (variatie de 1.9%) conteaza extrem de mult componenta de granturi si subventii pentru finantarea investitiilor (avand impact in strategia de tarificare).

Institutional, se poate decide intre gestiune delegate/gestiune directa in baza unui studiu de fundamentare/oportunitate, iar in cazul in care se opteaza pe termen lung pentru instalatia de valorificare energetica se va proceda urgent la contractarea unui studiu de fezabilitate care sa include si o analiza a optiunilor PPP in paralel cu derularea negocierilor cu autoritatile finantatoare pentru asigurarea disponibilitatilor banesti nerambursabile.

Actiunile prioritare si decisive pentru implementarea strategiei sunt cele legate de lansarea procedurilor de achizitii pentru contractarea studiului de oportunitate, studiului de fezabilitate si aplicatiilor de finantare, constituirea UMP.

Actiune	Termen	Responsabil
Lansare procedura de atribuire pentru contractual de pregatire a studiului de oportunitate / fundamentare pentru delegarea serviciilor (poate fi achizitie directa)	1 septembrie 2018	PMP/CJP
Derulare procedura	30 septembrie 2018	PMP/CJP
Finalizare studiu	30 noiembrie 2018	PMP/CJP
Prelungire contract curent (6 luni) / Derulare procedura de concesiune pentru un contract nou de delegare (pregatire + achizitie 1 an)	30 septembrie 2019	PMP/CJP
Lansare procedura de licitatie deschisa pentru atribuirea unor contracte de asistenta tehnica pentru pregatirea studiilor de fezabilitate si a Aplicatiilor de finantare pentru investitiile in infrastructura	30 septembrie 2018	PMP/CJP
Demarare negocieri cu AM POIM pentru acceptarea investitiei in infrastructura de termoficare a municipiului Ploiesti pe Axa 7.1	1 august 2018	PMP/CJP
Decizii AM/MM	30 septembrie 2018	PMP/CJP
Pregatire caiete de sarcini SF POIM / MDRAP	30 septembrie 2018	PMP/CJP
Derulare proceduri de atribuire	31 decembrie 2018	PMP/CJP
Finalizare studii (SF si dosarele de achizitii lucrari)	30 iunie 2019	PMP/CJP
Aprobare Aplicatii / lansare procedure achizitie lucrari	30 septembrie 2019	PMP/CJP
Derulare investitii	2020-2023	PMP/CJP
Constituirea Unitatii de Management a Proiectelor	31 decembrie 2018	PMP/CJP
Selectarea resurselor umane calificate	31 octobrie 2018	PMP/CJP
Finalizarea procedurilor de infiintare (decizii/fise de post / ROF)	31 decembrie 2018	PMP/CJP

Tabel 61. Plan de actiuni strategice

Anexa 1 - Plan de masuri politice si administrative pentru sustinerea programului strategic 2019-2043

Actiune	Termen	Sep-18	Oct-18	Nov-18	Dec-18	Jan-19	Feb-19	Mar-19	Apr-19	May-19	Jun-19	Jul-19
Finantare												
Rectificare bugetara si includerea fondurilor necesare pentru actiunile din 2018	01.09.2018	★										
Decizie privind impartirea costurilor de investitii	31.10.2018		★									
Alocarea in bugetele locale a sumelor necesare actiunilor	31.12.2018					★						
Decizie Autoritatea de Management POIM privind disponibilitatea surselor de finantare prin axa 5.1	31.10.2018		★									
Decizie Autoritatea de Management POIM privind disponibilitatea surselor de finantare prin axa 7.1	31.10.2018		★									
Lansare procedura de atribuire pentru contractual de pregatire a studiului de oportunitate / fundamentare pentru delegarea serviciilor (poate fi achizitie directa) procedura	01.09.2018	★										
Derulare procedura	30.09.2019											
Finalizare studiu	30.11.2018											
A. Gestiune directa												
Constituire servicii/societate pentru operare	31.01.2019											
Preluare bunuri si organizarea operarii (la finalizarea contractului curent)	31.10.2019											
B. Gestiune delegata												
B.1. Contract nou												
Pregatire procedura	31.01.2019											
Derulare procedura	31.07.2019											
Preluare bunuri si organizarea operarii	31.10.2019											
B.2. Prelungire contract curent												
Derulare procedura de negociere	30.04.2019											
C. PPP - CET Teleajen sau alt CET existent												
Aprobare tarif de catre ANRE	30.04.2019											
Pregatire contract de furnizare energie termica	31.12.2018											
Aprobare contract de catre ANRE	30.04.2019											
A. Asistenta tehnica pentru pregatirea documentatiei necesare accesarii finantarii (studiu de fezabilitate, analiza cost-beneficiu, analiza institutionala, evaluarea impactului de mediu, aplicatie) si a documentatiilor de atribuire pentru investitiile propuse												
Pregatire caiet de sarcini si lansare procedura de achizitie contract servicii	30.09.2018											
Derulare procedura	31.12.2018											
Pregatire studii de fezabilitate	30.06.2019											
Evaluare si aprobare Aplicatie	30.09.2019											
Implementare investitii pentru echipamente	31.12.2023											
CAE 5 - prioritar												
Rectificare bugetara pentru includerea in buget a fondurilor pentru inlocuire instalatii de ardere CAE5	01.09.2018	★										
Pregatire documentatie de atribuire pentru contractare lucrarea de inlocuire arzatoare CAE 5	30.09.2018											
Derulare procedura de contractare conform Legii 98/2016, asa cum a fost modificata si completata si HG 395/2018 (procedura simplificata)	31.12.2018											
Intocmire documentatii de proiectare, pentru obtinerea avizelor si a autorizatiilor de constructie	30.04.2019											
Fabricarea echipamentelor	31.07.2019											
Executie montaj, probe si punere in functiune	31.10.2019											
Rețele												
Organizare procedura pentru contractarea proiectarii si executiei lucrarilor de reabilitare a retelelor termice.	30.10.2019											
Executie documentatie de proiectare, concomitent cu executia lucrarilor de reabilitare rețele termice (actiune permisa de prevederile HG 907/2016).	31.12.2023											
CAF												
Pregatire documentatie de atribuire	31.03.2020											
Derulare procedura de licitatie pentru contractare proiectare si executie a lucrarilor	30.10.2020											
Executarea documentatiei de proiectare: proiect tehnic, detalii de executie, documentatii pentru obtinere avize, acorduri si autorizatie de constructie.	31.01.2021											
Executie fabricatie echipamente componente CAF-uri	30.06.2021											
Executie lucrari de montaj, probe si punere in functiune a celor 2 cazane de apa fierbinte	31.03.2022											
TG 45												
Pregatire documentatie de atribuire	31.03.2020											
Derulare procedura de licitatie pentru contractare proiectare si executie a lucrarilor de montare a turbinelor cu gaze.	30.10.2020											
Executarea documentatiei de proiectare: proiect tehnic, detalii de executie, documentatii pentru obtinere avize, acorduri si autorizatie de constructie	30.04.2021											
Executie fabricatie echipamente componente instalatiei de cogenerare cu turbina cu gaze	31.08.2021											
Executie lucrari de montaj, probe si punere in functiune a instalatiei de cogenerare cu turbina cu gaze.	31.12.2022											
B. Pregatire SF instalatie de valorificare energetica												
Pregatire caiet de sarcini si lansare procedura	31.01.2019											
Derulare procedura	30.04.2019											
Pregatire studii de fezabilitate	31.08.2019											
Aprobare Aplicatie	31.12.2019											
Pregatire contract PPP pentru finantare/operare instalatie	31.12.2019											
Implementare investitii pentru echipamentele noi	31.12.2023											
Asistenta tehnica pentru revizuirea studiului de fezabilitate pentru sistemul integrat de management al deseurilor												
Pregatire caiet de sarcini si lansare procedura de achizitie contract servicii	01.09.2018	★										
Derulare procedura	31.12.2018											
Pregatire studii de fezabilitate revizuit	30.06.2019											

PPP

Alte actiuni

Anexa 1 - Plan de masuri politice si administrative pentru sustinerea programului strateg

Actiune

Termen

Aug-19 Sep-19 Oct-19 Nov-19 Dec-19 Jan-20 Feb-20 Mar-20 Apr-20 May-20 Jun-20

Finantare

Rectificare bugetara si includerea fondurilor necesare

pentru actiunile din 2018

01.09.2018

Decizie privind impartirea costurilor de investitii

31.10.2018

Alocarea in bugetele locale a sumelor necesare actiunilor

31.12.2018

Decizie Autoritatea de Management POIM privind

disponibilitatea surselor de finantare prin axa 4.1

31.10.2018

Decizie Autoritatea de Management POIM privind

disponibilitatea surselor de finantare prin axa 7.1

31.10.2018

Lansare procedura de atribuire pentru contractul de pregatire

a studiului de oportunitate / fundamentare pentru delegarea serviciilor

(poate fi achizitie directa) procedura

01.09.2018

Derulare procedura

30.09.2019

Finalizare studiu

30.11.2018

A. Gestiune directa

Constituire servicii/societate pentru operare

31.01.2019

Preluare bunuri si organizarea operarii

(la finalizarea contractului curent)

31.10.2019

B. Gestiune delegata

B.1. Contract nou

Pregatire procedura

31.01.2019

Derulare procedura

31.07.2019

Preluare bunuri si organizarea operarii

31.10.2019

B.2. Prolungire contract curent

Derulare procedura de negociere

30.04.2019

C. PPP - CET Telesajen sau alt CET existent

Aprobare tarif de catre ANRE

30.04.2019

Pregatire contract de furnizare energie termica

31.12.2018

Aprobare contract de catre ANRE

30.04.2019

A. Asistenta tehnica pentru pregatirea documentatiei necesare accesarii

finantarii (studiu de fezabilitate, analiza cost-beneficiu, analiza

institutionala, evaluarea impactului de mediu, aplicatie) si a

documentatiilor de atribuire pentru investitiile propuse

Pregatire caiet de sarcini si lansare procedura de achizitie

contract servicii

30.09.2018

Derulare procedura

31.12.2018

Pregatire studii de fezabilitate

30.06.2019

Evaluare si aprobare Aplicatie

30.09.2019

Implementare investitii pentru echipamente

31.12.2023

CAE 5 - prioritar

Rectificare bugetara pentru includerea in buget a fondurilor pentru

inlocuire instalatii de ardere CAE 5

01.09.2018

Pregatire documentatie de atribuire pentru contractarea lucrarilor de

inlocuire arzatoare CAE 5

30.09.2018

Derulare procedura de contractare conform Legii 98/2016, asa cum a fost

modificata si completata si HG 395/2018 (procedura simplificata)

31.12.2018

Intocmire documentatii de proiectare, pentru obtinerea avizelor si a

autorizatiei de constructie

30.04.2019

Fabricarea echipamentelor

31.07.2019

Executie montaj, probe si punere in functiune

31.10.2019

Retele

Organizare procedura pentru contractarea proiectarii si executiei

lucrarilor de reabilitare a retelelor termice.

30.10.2019

Executie documentatie de proiectare, concomitent cu executia lucrarilor de

reabilitare retele termice (actiune permisa de prevederile HG 907/2016).

31.12.2023

CAF

Pregatire documentatie de atribuire

31.03.2020

Derulare procedura de licitatie pentru contractare proiectare si executie a

lucrarilor

30.10.2020

Executarea documentatiei de proiectare: proiect tehnic, detalii de

executie, documentatii pentru obtinere avize, acorduri si autorizatie de

constructie.

31.01.2021

Executie fabricatie echipamente componente CAF-uri

30.06.2021

Executie lucrari de montaj, probe si punere in functiune a celor 2 cazane

31.03.2022

TG 45

Pregatire documentatie de atribuire

31.03.2020

Derulare procedura de licitatie pentru contractare proiectare si executie a

lucrarilor de montare a turbinelor cu gaze.

30.10.2020

Executarea documentatiei de proiectare: proiect tehnic, detalii de

executie, documentatii pentru obtinere avize, acorduri si autorizatie de

constructie

30.04.2021

Executie fabricatie echipamente componente instalatiei de cogenerare cu

turbina cu gaze

31.08.2021

Executie lucrari de montaj, probe si punere in functiune a instalatiei de

cogenerare cu turbina cu gaze.

31.12.2022

B. Pregatire SF instalatie de valorificare energetica

Pregatire caiet de sarcini si lansare procedura

31.01.2019

Derulare procedura

30.04.2019

Pregatire studii de fezabilitate

31.08.2019

Aprobare Aplicatie

31.12.2019

Pregatire contract PPP pentru finantare/operare instalatie

31.12.2019

Implementare investitii pentru echipamentele noi

31.12.2023

Asistenta tehnica pentru revizuirea studiului de fezabilitate pentru

sistemul integrat de management al deeurilor

Pregatire caiet de sarcini si lansare procedura de achizitie

contract servicii

01.09.2018

Derulare procedura

31.12.2018

Pregatire studii de fezabilitate revizuit

30.06.2019

PPP

Alte actiuni

Actiune

doi

Altre azioni:

Anexa 1 - Plan de masuri politice si administrative pentru sustinerea programului strateg

Actiune

Termen

Jun-21 Jul-21 Aug-21 Sep-21 Oct-21 Nov-21 Dec-21 Jan-22 Feb-22 Mar-22 Apr-22

Finantare

Rectificare bugetara si includerea fondurilor necesare

pentru actiunile din 2018

01.09.2018

Decizie privind impartirea costurilor de investitii

31.10.2018

Alocarea in bugetele locale a sumelor necesare actiunilor

31.12.2018

Decizie Autoritatea de Management POIM privind

disponibilitatea surselor de finantare

31.10.2018

Decizie Autoritatea de Management POIM privind

disponibilitatea surselor de finantare prin axa 7.1

31.10.2018

Lansare procedura de atribuire pentru contractul de pregatire

a studiului de oportunitate / fundamentare pentru delegarea serviciilor

(poate fi achizitie directa) procedura

01.09.2018

Derulare procedura

30.09.2019

Finalizare studiu

30.11.2018

A. Gestiune directa

Constituire servicii/societate pentru operare

31.01.2019

Preluare bunuri si organizarea operarii

(la finalizarea contractului curent)

31.10.2019

B. Gestiune delegata

B.1. Contract nou

Pregatire procedura

31.01.2019

Derulare procedura

31.07.2019

Preluare bunuri si organizarea operarii

31.10.2019

B.2. Prolungire contract curent

Derulare procedura de negociere

30.04.2019

C. PPP - CET Telesajen sau alt CET existent

Aprobare tarife de catre ANRE

30.04.2019

Pregatire contract de furnizare energie termica

31.12.2018

Aprobare contract de catre ANRE

30.04.2019

A. Asistenta tehnica pentru pregatirea documentatiei necesare accesarii

finantarii (studiu de fezabilitate, analiza cost-beneficiu, analiza

institutiionala, evaluarea impactului de mediu, aplicatie) si a

documentatiilor de atribuire pentru investitiile propuse

Pregatire caiet de sarcini si lansare procedura de achizitie

contract servicii

30.09.2018

Derulare procedura

31.12.2018

Pregatire studii de fezabilitate

30.06.2019

Evaluare si aprobare Aplicatie

30.09.2019

Implementare investitii pentru echipamente

31.12.2023

CAE 5 - prioritar

Rectificare bugetara pentru includerea in buget a fondurilor pentru

inlocuire instalatii de ardere CAE5

01.09.2018

Pregatire documentatie de atribuire pentru contractare lucrarea de

inlocuire arzatoare CAE 5

30.09.2018

Derulare procedura de contractare conform Legii 98/2016, asa cum a fost

modificata si completata si HG 395/2018 (procedura simplificata)

31.12.2018

Intocmire documentatii de proiectare, pentru obtinerea avizelor si a

autorizatiei de constructie

30.04.2019

Fabricarea echipamentelor

31.07.2019

Executie montaj, probe si punere in functiune

31.10.2019

Rețele

Organizare procedura pentru contractarea proiectarii si executiei

lucrurilor de reabilitare a retelelor termice.

30.10.2019

Executie documentatie de proiectare, concomitent cu executia lucrurilor de

reabilitare retele termice (actiune permisa de prevederile HG 907/2016).

31.12.2023

CAF

Pregatire documentatie de atribuire

31.03.2020

Derulare procedura de licitatie pentru contractare proiectare si executie a

lucrurilor

30.10.2020

Executarea documentatiei de proiectare: proiect tehnic, detalii de

executie, documentatii pentru obtinere avize, acorduri si autorizatie de

constructie.

31.01.2021

Executie fabricatie echipamente componente CAF-uri

30.06.2021

Executie lucruri de montaj, probe si punere in functiune a celor 2 cazane

de apa fierbinte

31.03.2022

TG 45

Pregatire documentatie de atribuire

31.03.2020

Derulare procedura de licitatie pentru contractare proiectare si executie a

lucrurilor de montaj a turbinelor cu gaze.

30.10.2020

Executarea documentatiei de proiectare: proiect tehnic, detalii de

executie, documentatii pentru obtinere avize, acorduri si autorizatie de

constructie

30.04.2021

Executie fabricatie echipamente componente instalatiei de cogenerare cu

turbina cu gaze

31.08.2021

Executie lucruri de montaj, probe si punere in functiune a instalatiei de

cogenerare cu turbina cu gaze.

31.12.2022

B. Pregatire SF Instalatie de valorificare energetica

Pregatire caiet de sarcini si lansare procedura

31.01.2019

Derulare procedura

30.04.2019

Pregatire studii de fezabilitate

31.08.2019

Aprobare Aplicatie

31.12.2019

Pregatire contract PPP pentru finantare/operare instalatie

implementare investitii pentru echipamentele noi

31.12.2023

Asistenta tehnica pentru revizuirea studiului de fezabilitate pentru

sistemul integrat de management al deeurilor

Pregatire caiet de sarcini si lansare procedura de achizitie

contract servicii

01.09.2018

Derulare procedura

31.12.2018

Pregatire studii de fezabilitate revizuit

30.06.2019

PPP

Alte actiuni

Anexa 1 - Plan de masuri politice si administrative pentru sustinerea programului strateg

Actiune

Termen

May-22

Jun-22

Jul-22

Aug-22

Sep-22

Oct-22

Nov-22

Dec-22

Jan-23

Feb-23

Mar-23

Finantare

Rectificare bugetara si includerea fondurilor necesare
pentru actiunile din 2018 01.09.2018
Decizie privind impartirea costurilor de investitii 31.10.2018
Alocarea in bugetele locale a sumelor necesare actiunilor 31.12.2018
Decizie Autoritatea de Management POIM privind
disponibilitatea surselor de finantare prin axa 8.1 31.10.2018
Decizie Autoritatea de Management POIM privind
disponibilitatea surselor de finantare prin axa 7.1 31.10.2018

Lansare procedura de atribuire pentru contractual de pregatire
a studiului de oportunitate / fundamentare pentru delegarea serviciilor
(poate fi achizitie directa) procedura 01.09.2018
Derulare procedura 30.08.2019
Finalizare studiu 30.11.2018

A. Gestiune directa

Constituire servicii/societate pentru operare 31.01.2019
Preluare bunuri si organizarea operarii
(la finalizarea contractului curent) 31.10.2019

B. Gestiune delegata

B.1. Contract nou

Pregatire procedura 31.01.2019
Derulare procedura 31.07.2019
Preluare bunuri si organizarea operarii 31.10.2019

B.2. Prolungire contract curent

Derulare procedura de negociere 30.04.2019

C. PPP - CET Teleajen sau alt CET existent

Aprobare tarife de catre ANRE 30.04.2019
Pregatire contract de furnizare energie termica 31.12.2018
Aprobare contract de catre ANRE 30.04.2019

A. Asistenta tehnica pentru pregatirea documentatiei necesare accesarii
finantarii (studiu de fezabilitate, analiza cost-beneficiu, analiza
institutionala, evaluarea impactului de mediu, aplicatie) si a
documentatiilor de atribuire pentru investitiile propuse

Pregatire caiet de sarcini si lansare procedura de achizitie
contract servicii 30.09.2018
Derulare procedura 31.12.2018
Pregatire studii de fezabilitate 30.06.2019
Evaluare si aprobare Aplicatie 30.09.2019
Implementare investitii pentru echipamente 31.12.2023

CAE 5 - prioritar

Rectificare bugetara pentru includerea in buget a fondurilor pentru
inlocuire instalatii de ardere CAE 5 01.09.2018
Pregatire documentatie de atribuire pentru contractare lucrarea de
inlocuire arzatoare CAE 5 30.09.2018

Derulare procedura de contractare conform Legii 98/2016, asa cum a fost
modificata si completata si HG 395/2018 (procedura simplificata) 31.12.2018

Intocmire documentatii de proiectare, pentru obtinerea avizelor si a
autorizatiilor de constructie 30.04.2019
Fabricarea echipamentelor 31.07.2019
Executie montaj, probe si punere in functiune 31.10.2019

Retele

Organizare procedura pentru contractarea proiectarii si executiei
lucrarilor de reabilitare a retelelor termice. 30.10.2019
Executie documentatie de proiectare, concomitent cu executia lucrarilor de
reabilitare retele termice (actiune permisa de prevederile HG 907/2016). 31.12.2023

CAF

Pregatire documentatie de atribuire 31.03.2020
Derulare procedura de licitatie pentru contractare proiectare si executie a
lucrarilor 30.10.2020
Executarea documentatiei de proiectare: proiect tehnic, detalii de
executie, documentatii pentru obtinere avize, acorduri si autorizatii de
constructie. 31.01.2021
Executie fabricatie echipamente componente CAF-uri 30.06.2021
Executie lucrari de montaj, probe si punere in functiune a celor 2 cazane
de apa fierbinte 31.03.2022

TG 45

Pregatire documentatie de atribuire 31.03.2020
Derulare procedura de licitatie pentru contractare proiectare si executie a
lucrarilor de montare a turbinelor cu gaze. 30.10.2020
Executarea documentatiei de proiectare: proiect tehnic, detalii de
executie, documentatii pentru obtinere avize, acorduri si autorizatii de
constructie 30.04.2021
Executie fabricatie echipamente componente instalatiei de cogenerare cu
turbina cu gaze 31.08.2021
Executie lucrari de montaj, probe si punere in functiune a instalatiei de
cogenerare cu turbina cu gaze. 31.12.2022

B. Pregatire SF Instalatie de valorificare energetica

Pregatire caiet de sarcini si lansare procedura 31.01.2019
Derulare procedura 30.04.2019
Pregatire studii de fezabilitate 31.08.2019
Aprobare Aplicatie 31.12.2019
Pregatire contract PPP pentru finantare/operare instalatie 31.12.2019
Implementare Investitii pentru echipamentele noi 31.12.2023

Asistenta tehnica pentru revizuirea studiului de fezabilitate pentru
sistemul integrat de management al deeurilor

Pregatire caiet de sarcini si lansare procedura de achizitie
contract servicii 01.09.2018
Derulare procedura 31.12.2018
Pregatire studii de fezabilitate revizuit 30.06.2019

PPP

Alte actiuni

Anexa 1 - Plan de masuri politice si administrative pentru sustinerea programului strateg

Actiune

Termen

Apr-23 May-23 Jun-23 Jul-23 Aug-23 Sep-23 Oct-23 Nov-23 Dec-23

Finalizare

Rectificare bugetara si includerea fondurilor necesare

01.09.2018

pentru actiunile din 2018

Decizie privind impartirea costurilor de investitii

31.10.2018

Alocarea in bugetele locale a sumelor necesare actiunilor

31.12.2018

Decizie Autoritatea de Management POIM privind

disponibilitatea surselor de finantare prin axa 5.1

31.10.2018

Decizie Autoritatea de Management POIM privind

disponibilitatea surselor de finantare prin axa 7.1

31.10.2018

Lansare procedura de atribuire pentru contractul de pregatire

a studiului de oportunitate / fundamentare pentru delegarea serviciilor

(poate fi achizitie directa) procedura

01.09.2018

Derulare procedura

30.09.2019

Finalizare studiu

30.11.2018

A. Gestiune directa

Constituire servicii/societate pentru operare

31.01.2019

Preluare bunuri si organizarea operarii

(la finalizarea contractului curent)

31.10.2019

B. Gestiune delegata

B.1. Contract nou

Pregatire procedura

31.01.2019

Derulare procedura

31.07.2019

Preluare bunuri si organizarea operarii

31.10.2019

B.2. Prolungire contract curent

Derulare procedura de negociere

30.04.2019

C. PPP - CET Teleajen sau alt CET existent

Aprobare tarif de catre ANRE

30.04.2019

Pregatire contract de furnizare energie termica

31.12.2018

Aprobare contract de catre ANRE

30.04.2019

A. Asistenta tehnica pentru pregatirea documentatiei necesare accesarii

finantarii (studii de fezabilitate, analiza cost-beneficiu, analiza

institutiionala, evaluarea impactului de mediu, aplicatie) si a

documentatiilor de atribuire pentru investitiile propuse

Pregatire caiet de sarcini si lansare procedura de achizitie

contract servicii

30.09.2018

Derulare procedura

31.12.2018

Pregatire studii de fezabilitate

30.06.2019

Evaluare si aprobare Aplicatie

30.09.2019

Implementare Investitii pentru echipamente

31.12.2023

CAES - prioritar

Rectificare bugetara pentru includerea in buget a fondurilor pentru

inlocuire instalatii de ardere CAES

01.09.2018

Pregatire documentatie de atribuire pentru contractare lucrarea de

inlocuire arzatoare CAES

30.09.2018

Derulare procedura de contractare conform Legii 98/2016, asa cum a fost

modificata si completata si HG 395/2018 (procedura simplificata)

31.12.2018

Intocmire documentatii de proiectare, pentru obtinerea avizelor si a

autorizatiilor de constructie

30.04.2019

Fabricarea echipamentelor

31.07.2019

Executie montaj, probe si punere in functiune

31.10.2019

Rețele

Organizare procedura pentru contractarea proiectarii si executiei

lucrurilor de reabilitare a retelelor termice.

30.10.2019

Executie documentatie de proiectare, concomitent cu executia lucrurilor de

reabilitare rețele termice (actiune permisa de prevederile HG 907/2016).

31.12.2023

CAF

Pregatire documentatie de atribuire

31.03.2020

Derulare procedura de licitatie pentru contractare proiectare si executie a

lucrurilor

30.10.2020

Executarea documentatiei de proiectare: proiect tehnic, detalii de

executie, documentatii pentru obtinere avize, acorduri si autorizatie de

constructie.

31.01.2021

Executie fabricatie echipamente componente CAF-uri

Executie lucruri de montaj, probe si punere in functiune a celor 2 cazane

de apa fierbinte

31.03.2022

TG 45

Pregatire documentatie de atribuire

31.03.2020

Derulare procedura de licitatie pentru contractare proiectare si executie a

lucrurilor de montare a turbinelor cu gaze.

30.10.2020

Executarea documentatiei de proiectare: proiect tehnic, detalii de

executie, documentatii pentru obtinere avize, acorduri si autorizatie de

constructie

30.04.2021

Executie fabricatie echipamente componente instalatiei de cogenerare cu

turbina cu gaze

31.08.2021

Executie lucruri de montaj, probe si punere in functiune a instalatiei de

cogenerare cu turbina cu gaze.

31.12.2022

B. Pregatire SF instalatie de valorificare energetica

Pregatire caiet de sarcini si lansare procedura

31.01.2019

Derulare procedura

30.04.2019

Pregatire studii de fezabilitate

31.08.2019

Aprobare Aplicatie

31.12.2019

Pregatire contract PPP pentru finantare/operare instalatie

Implementare Investitii pentru echipamentele noi

31.12.2023

Asistenta tehnica pentru revizuirea studiului de fezabilitate pentru

sistemul integrat de management al deșeurilor

Pregatire caiet de sarcini si lansare procedura de achizitie

contract servicii

01.09.2018

Derulare procedura

31.12.2018

Pregatire studii de fezabilitate revizuit

30.06.2019

PPP

Alte actiuni