

Amexd la HCL nr.396/2019



**REVIZIE LA STRATEGIA LOCALA DE
ALIMENTARE CU ENERGIE TERMICA PRODUSA
IN MOD CENTRALIZAT IN SISTEM PRODUCTIE-
TRANSPORT-DISTRIBUTIE LA NIVELUL
JUDETULUI PRAHOVA PENTRU MUNICIPIUL
PLOIESTI**



PRIMARIA MUNICIPIULUI PLOIESTI

DATA: 19 AUGUST 2019

REV. 1



CUPRINS

CUPRINS	2
Figuri	4
Tabele	5
DEFINITII SI ABREVIERI	6
0. REZUMAT	8
1. Revizie la cadrul legal si institutional	21
1.1. Impactul actului aditional Veolia	21
1.1.1. Analiza termenilor prelungirii contractului cu Veolia Energie Prahova	21
1.1.2. Analiza relevantei prelungirii relatiei contractuale cu Veolia asupra continutului Strategiei	22
1.2. Transferul de proprietate de la Consiliul Judetean la Consiliul Local	22
1.2.1. Prevederi generale	22
1.2.2. Identificarea bunurilor care se transfera	22
1.2.3. Analiza activelor	23
1.2.4. Decizii ale Consiliului Local Ploiesti si motivarea acestora	25
1.2.5. Decizii ale Consiliului Judetean si motivarea acestora	26
1.2.6. Incheierea unui proces verbal de predare-preluare a bunurilor transferate	26
1.2.7. Impactul deciziilor autoritatilor	26
1.3. Directiva (UE) 2018/410 a Parlamentului European si a Consiliului din 14 martie 2018 de	
modificare a Directivei 2003/87/CE in vederea rentabilizarii reducerii emisiilor de dioxid de carbon si a	
sporirii investitiilor in acest domeniu si a Deciziei (UE) 2015/1814 (Directiva EU-ETS)	26
1.3.1. Directiva 87/2003 privind schema economica si eficienta pentru comercializarea in	
interiorul Comunitatii Europene a emisiilor de gaze cu efect de sera	27
1.3.2. Faza 4 (2021-2030). Directiva (UE) 2018/410 a Parlamentului European si a Consiliului din	
14 martie 2018 de modificare a Directivei 2003/87/CE	28
1.3.3. Stabilirea si fundamentarea transferului de cote intre mecanismele prevazute de	
Directiva EU-ETS 2003/87/CE revizuita prin Directiva (UE) 2018/410 si a ghidurilor/instructiunilor	
emise de Comisia Europeana	31
1.4. Programul Termoficare Confort	32
1.5. Parteneriat public – privat (PPP)	34
1.5.1. Prevederi legale PPP	34
1.5.2. Aplicabilitate	34
1.5.3. Pro & Cons	35

1.5.4.	Tendinte – studii de caz solutii WASTE TO ENERGY	37
2.	Revizie la analiza tehnica.....	39
2.1.	Indicatori de sustenabilitate.....	39
2.1.1.	Rata de bransare	39
2.1.2.	Intensitatea termica	48
2.1.3.	Verificarea respectarii Directivei 2012/27/CE referitoare la cogenerarea eficienta	56
2.1.4.	Calcul teoretic al pierderilor pe retele termice primare si secundare	58
2.1.5.	Evolutia necesarului de energie termica.....	61
2.1.6.	Intocmire curba clasata anualasi stabilirea modului de acoperire a consumului.....	62
2.2.	Evaluarea investitiilor.....	64
2.2.1.	Surse, retele termice primare; retele termice secundare.....	64
2.2.2.	Gruparea investitiilor in proiecte si corelarea cu sursele de finantare disponibile	65
3.	Revizie la analiza economico-financiara.....	69
3.1.	Analiza financiara	69
3.1.1.	Valoarea proiectelor de investitii.....	70
3.1.2.	Impactul proiectelor pe activitatea operationala	70
3.1.3.	Indicatori financiari: Valoare Actualizata Neta Financiara (VANF) si Rata Interna de Rentabilitate Financiara (RIRF).....	72
3.2.	Analiza economica.....	73
3.2.1.	Impactul proiectelor din punct de vedere economic.....	73
3.2.2.	Indicatori economici: Valoare Actualizata Neta Economica (VANE) si Rata Interna de Rentabilitate Economica (RIRE).....	74
3.3.	Sustenabilitatea in exploatarea viitoare	75
4.	CONCLUZII SI RECOMANDARI.....	78
	Anexa 1 Fise de proiecte	79
	Anexa 2 Calendar detaliat de implementare	91
	Anexa 3 Calcul suprafete conducte inclusiv izolatia termica retele termice primare.....	96
	Anexa 4 Realizari in perioada 2019-2023-2037, acoperiera curbei de sarcina cu echipamentele existente	97
	Anexa 5 Realizari in perioada 2024-2037, acoperiera curbei de sarcina cu echipamentele noi	98
	Anexa 6 Rezultate analiza financiara.....	99



Figuri

Figura 1	Lista proiectelor aprobate conform art. 10c din Directiva 410/2019	10
Figura 2	Sustenabilitatea operarii	20
Figura 3	Mecanismele de finantare prevazute de Directiva (UE) 2018/410	31
Figura 4	Evolutia ratei de bransare	47
Figura 5	Evolutia intensitatii termice	56
Figura 6	Curba clasata a consumului de energie termica acoperit cu sursele existente.	63
Figura 7	Curba clasata a consumului de energie termica acoperit cu sursele noi.....	63
Figura 8	Sustenabilitatea operarii	76



Tabele

Tabel 1 Informatii relevante Caz 1 - Suedia	12
Tabel 2 Informatii relevante Caz 2 – Marea Britanie si Irlanda	12
Tabel 3 Indicatorii rezultati din analiza financiara	18
Tabel 4 Indicatorii rezultati din analiza economica	19
Tabel 5 Extrase de carte funciara	24
Tabel 6 Parteneriatele public-privat realizate cu sprijinul UE in perioada 2000-2014, mil. euro	36
Tabel 7 Informatii relevante Caz 1 - Suedia	38
Tabel 8 Informatii relevante Caz 1 - Suedia	38
Tabel 9 Rate de bransare pe magistrala I	40
Tabel 10 Rate de bransare pe magistrala II	41
Tabel 11 Rata de bransare magistrala III	42
Tabel 12 Rata de bransare pe magistrala IV	43
Tabel 13 Rata de bransare pe magistrala V	45
Tabel 14 Rata de bransare pe magistrala VI	45
Tabel 15 Rate de bransare pe total magistrale	46
Tabel 16 Rata de bransare la nivel de CT-uri	47
Tabel 17 Intensitate termica magistrala I VEST	48
Tabel 18 Intensitate termica magistrala II SUD	50
Tabel 19 Intensitate termica magistrala III VEST	51
Tabel 20 Intensitate termica magistrala IV CENTRU	52
Tabel 21 Intensitate termica magistrala V MIHAI BRAVU	54
Tabel 22 Intensitate termica magistrala VI VEST	55
Tabel 23 Sinteza Intensitate termica pe magistrale	55
Tabel 24 Verificarea respectarii Directivei 2012/27/CE referitoare la cogenerarea eficienta	57
Tabel 25 Calcul teoretic al pierderilor pe retele termice primare si secundare	58
Tabel 26 Grosimea izolatiei, functie de diametrul nominal al conductei	59
Tabel 27 Calculul suprafetelor conductelor ce formeaza reseaua primara	60
Tabel 28 Evolutia necesarului de energie termica	61
Tabel 29 Evaluarea investitiilor	64
Tabel 30 Indicatorii rezultati din analiza financiara	72
Tabel 31 Indicatorii rezultati din analiza economica	75

DEFINITII SI ABREVIERI

AA	Act Aditonal
BERD	Banca Europeana de Reconstructie si Dezvoltare
CAF	Cazan de abur fierbinte
CE	Comisia Europeana
CET	Centrala Electrica de Termofica
CHP	Combined Heat production
CIW	Common Industrial Waste / deseuri industriale
CJ	Consiliul Judetean
CL	Consiliul Local
CO₂	Dioxid de carbon
COV	compusilor organici volatili
CT	Centrala termica
DBFO	Design Build Finance Operate / Proiectare Constructie Finantare Operare
DN	Diametru nominal
EBITDA	Earnings Before Income Taxes and Depreciation of Assets
ETS	European Transaction System
FEDR	Fondul European de dezvoltare Regionala
Gcal	Giga calorie
IBC	Indivcatorul Beneficii - Costuri
IVE	Instalatie de Valorificare Energetica
JASPERS	Joint Assistance to Support Projects in European Regions
JESSICA	JointEuropeanSupportfor Sustainable Investment in City Areas
km	kilometru
LGTT	Loan Guarantee Instrument for Trans-European Transport Network Projects
MBT	Statie de tratare mecanico-biologica
m	metru
mm	milimetru
MSW	Municipal Solid Wastre / deseuri municipale
MT	Modul termic
MWe	Mega watt electric
MWt	Mega watt termic
NMC	Metru cub normal
NOx	Oxizi de azot
OCDE	Organizatia pentru Cooperare si Dezvoltare Economica
OUG	Ordonanta de Urgenta
PT	Punct termic
PPP	Parteneriat Public Privat
Raport SEVESO	Raport elaborate in conformitate cu Directiva 2012/18/UE (SEVESO III) a Parlamentului European si a Consiliului referitoare la accidente majore datorate substantelor chimice
RDF	Refused Derived Fuel
RIR-F	Rata Interna de Rentabilitate Financiara



RIR-E	Rata Interna de Rentabilitate Economica
SACET	Sistemul de alimentare centralizata cu energie termica
SF	Studio de fezabilitate
SPAET	Serviciul public de alimentare cu energie termica
SO₂	Dioxid de sulf
TA	Turbina cu aburi
TEN-T	Rețeaua trans-Europeana de transport
TG	Turbina de gaze
Tcal	Tera calorie
tpa	Tone pe an
TVA	Taxa pe valoare adaugata
UAT	Unitate administrative-teritoriala
UE	Uniunea Europeana
UM	Unitate de masura
VAN-F	Valoarea Actualizata Neta Financiara
VAN-E	Valoarea Actualizata Neta Economica
VEP	Veolia EnergiePrahova
W	Watt

0. REZUMAT

0.1 Revizie la cadrul institutional

Impactul actului aditional cu Veolia

Contractul de delegare prin concesiune a gestiunii serviciului public al judetului Prahova de alimentare cu energie termica produsa in mod centralizat in sistem productie-transport-distributie pentru municipiul Ploiesti („Contractul de concesiune”) nr. 2776/5246 din 29.04.2004, incheiat pentru o durata de 15 ani, a fost semnat intre Consiliul Judetean Prahova, Consiliul Local Ploiesti si Veolia Energie Prahova (VEP).

In data de 25.04.2019, Consiliul Judetean Prahova (CJ), Consiliul Local Ploiesti (CL) si Veolia Energie Prahova (VEP) au negociat prelungirea contractului de concesiune pentru o perioada de 3 ani si 14 zile, respectiv pana la data de 15 mai 2022. In acest sens a fost semnat Actul Aditional nr. 4 (denumit in continuare AA4).

Clauzele importante ale AA4 se refera la investitii, inclusiv cele necesare pentru conformarea la mediu, formula de ajustare a tarifului, pierderile de recuperat din perioada ianuarie 2016 – februarie 2019 si pragul minim al vanzarilor.

Neindeplinirea obligatiilor asumate de Concedent prin AA4 poate avea consecinte majore asupra bugetelor CJ si CL, precum si asupra serviciului public de termoficare din municipiul Ploiesti. Prin AA4 au fost definite „Obligatiile Esentiale” ale Concedentului. Concedentul va fi in drept de intarziere prin simpla nerespectare a angajamentelor mentionate la art. 3.3, ceea ce ii va da dreptul Concesionarului sa transmita notificarea de incetare a contractului de concesiune. Neindeplinirea obligatiilor asumate de catre Concedent, ii da dreptul Concesionarului sa solicite sumele precizate la art. 6.2.

Pentru a evita riscul incetarii serviciului si al prejudiciilor care pot fi solicitate de Concesionar, distingem urmatoarele de actiuni:

- pe termen scurt:
 - o Realizarea investitiilor in sarcina Concedentului – actiune critica obligatorie, respectiv investitiile de mediu (arzatoare NOx) si lucrari de consolidare si reabilitare prevazute in Raportul SEVESO;
 - o pregatirea studiilor de fezabilitate pentru reabilitarea retelelor termice
- pe termen mediu: demararea actiunilor necesare pentru delegarea gestiunii serviciului public de alimentare centralizata cu energie termica, incepand cu 15.05.2022.
- pe termen lung: atragerea fondurilor necesare pentru reabilitarea sistemului de productie, transport, distributie si furnizare.

Transferul de proprietate de la Consiliul Judetean la Consiliul Local

In conformitate cu prevederile art. 9 alin. (3) al Legii nr. 213/1998 privind bunurile proprietate publica, cu modificarile si completarile ulterioare, *“trecerea unui bun din domeniul public al judetului in domeniul public al unei unitati administrativ-teritoriale de pe raza teritoriala a judetului respectiv se face la cererea consiliului local, prin hotarare a consiliului judetean, declarandu-se din bun de interes public judetean in bun de interes public local”*. Etapele si documentatia necesara transferului sunt detaliate mai jos.

Intr-o prima etapa, Consiliul Judetean Prahova si Consiliul Local Ploiesti aproba prin hotarare numirea unei comisii mixte de identificare a bunurilor apartinand SPAET Ploiesti si desemneaza membrii acestei comisii.

Comisia procedeaza la inventarierea in mod complet si detaliat a tuturor bunurilor SPAET Ploiesti, identificand natura juridica si proprietarul curent al fiecarui bun, respectiv Judetul Prahova sau Municipiul Ploiesti, dupa caz.

Rezultatul inventarierii se consemneaza intr-un proces-verbal care se inainteaza atat Consiliului Judetean Prahova, cat si Consiliului Local Ploiesti

Pe baza inventarului realizat de catre comisia mixta, Consiliul Local Ploiesti efectueaza o analiza atat din punct de vedere juridic, cat si economic a bunurilor SPAET.

In urma analizei efectuate, Consiliul Local Ploiesti aproba prin hotarare necesitatea preluarii bunurilor aferente SPAET aflate in administrarea Consiliului Judetean Prahova.

In acest sens, preluarea poate fi motivata de:

- (i) nevoia unei strategii unitare in ceea ce priveste alimentarea cu energie termica a Municipiul Ploiesti;
- (ii) necesitatea efectuarii investitiilor esentiale pentru asigurarea conformitatii cu obligatiile de mediu si a furnizarii unor servicii de calitate pentru consumatorii din Municipiul Ploiesti; si/sau
- (iii) posibilitatea accesarii mai usoare de fonduri europene si/sau a atragerii de finantare pentru investitiile in SPAET.

Ulterior adoptarii hotararii Consiliului Judetean Prahova de trecere a bunurilor in domeniul public al Municipiul Ploiesti, partile, respectiv Consiliul Judetean Prahova si Consiliul Local Ploiesti vor incheia un proces-verbal de predare-primire a bunurilor transferate.

In ceea ce priveste situatia actuala a terenurilor, o parte importanta a suprafetei identificata la punctele 1 (CET Brazi 1) si 2 (CET Brazi 2) din "Recapitulatia terenurilor" din *Protocolul de predare – primire a bunurilor concesionate cu terenurile aferente, din domeniul public al Consiliului Judetean Prahova si administrarea S.C. Termoelectrica Ploiesti S.A. catre S.C. Dalkia Termo Prahova S.A.* este in prezent intabulata in proprietatea Parc Industrial Brazi S.A.

Prin protocolul semnat la data de 26.10.2009 intre Parc Industrial Brazi S.A. si Veolia Energie Prahova S.A. dreptul de folosinta/ concesiune al acesteia din urma asupra terenurilor afectate de infrastructura de termoficare este recunoscut si, pe cale de consecinta, este inregistrat in cartile funciare ale terenurilor listate mai sus.

Inscrierile din aceleasi carti funciare indica derularea mai multor proceduri la data acestor extrase cu privire la aceste terenuri a caror impact in desfasurarea nestingerita a activitatii de productie si alimentare cu energie termica a Municipiului Ploiesti este necesar a fi investigat (natura si intinderea drepturilor si pretentiilor unor terti dobanditori, altii decat Parc Industrial Brazi S.A. etc).

Directiva (UE) 2018/410 a Parlamentului European si a Consiliului din 14 martie 2018 de modificare a Directivei 2003/87/CE in vederea rentabilizarii reducerii emisiilor de dioxid de carbon si a sporirii investitiilor in acest domeniu si a Deciziei (UE) 2015/1814 (Directiva EU-ETS)

Pentru a atinge obiectivul global UE de reducere a emisiilor de gaze cu efect de sera pana in 2030, sectoarele acoperite de sistemul UE de comercializare a certificatelor de emisii (EU ETS) trebuie sa isi

reduca emisiile cu 43% fata de nivelurile din 2005. Directiva revizuita a 410/2018 UE-ETS, care se va aplica pentru perioada 2021-2030, va permite acest lucru printr-un amestec de masuri interconectate.

Se vor infiinta mai multe mecanisme de finantare pentru investitii in emisii scazute de dioxid de carbon pentru a ajuta sectoarele industriale mari consumatoare de energie si sectorul energetic sa raspunda provocarilor legate de inovare si investitii ale tranzitiei catre o economie cu emisii reduse de carbon. Acestea includ doua noi fonduri:

10a - Fondul pentru inovare va sprijini demonstrarea tehnologiilor inovatoare si a inovatiilor inovatoare in industrie. Valoarea fondurilor disponibile va corespunde valorii de piata de cel putin 450 de milioane de certificate de emisii.

10d - Fondul de modernizare va sprijini investitiile in modernizarea sectorului energetic si al sistemelor energetice mai largi, sporirea eficientei energetice si facilitarea unei tranzitii echitabile in regiunile dependente de emisiile de carbon din 10 state membre cu venituri reduse.

In plus, alocarea gratuita de tranzitie facultativa in temeiul articolului 10c din Directiva EU ETS va continua sa fie disponibila pentru modernizarea sectorului energetic din statele membre cu venituri reduse.

In data de 30 iunie a.c., Municipiul Ploiesti a fost inclus, cu sprijinul prezentei consultante, de catre Ministerul Energiei, in lista proiectelor care vor face obiectul alocarii gratuite de tranzitie in temeiul articolului 10c, conform listei de mai jos:

Listă proiecte 10c

Instalații ETS - 12 proiecte cu o valoare mai mică de 12,5 mil. EUR

Proiect	Valoare (mil. EUR)
Colterm	
Cogenerare de înaltă eficiență cu motoare termice în CT Dragălina Timisoara (P=1 MW)	4,7
Cogenerare de înaltă eficiență cu motoare termice în CT UMT Timisoara (P=1 MW)	4,7
Fotostirea biomasei drept combustibil adițional la cazanele de abur existente, la CET Sud Timisoara, pentru producerea de energie în cogenerare	1,2
ELCEN	
Retehnologizarea/Implementarea unei/unor capacități de producere a energiei termice în regim de vârf de cca. 100 Gcal/h, CTE Grozăvești	4,5
Retehnologizarea/Implementarea unei/unor capacități de producere a energiei termice în regim de vârf de cca. 100 Gcal/h, în CTE București Vest	4,5
Retehnologizarea/Implementarea unei/unor capacități de producere a energiei termice în regim de vârf de cca. 200 Gcal/h, în CTE București Sud	0
Mun Arad	
Instalarea unei unități de producere combinată de caldura și energie cu acumulator de 3000 mc la CET Hidrocarburi SA	6,97
Mun Ploiești	
Instalarea unei turbine de gaze, cu putere 25 Mwe	12,46
Vest Energo	
Centrala cogen București (zona Baneasa Române), 12MW	12
Centrala cogen București (zona Faur), 12MW	12
Centrala cogen București (zona Preciziei), 10MW	10
Vinmetco	
Centrală de cogenerare de înaltă eficiență de 12 MWe la ALUM S.A.	10
Electroenergetice Grup	
Realizarea unei Centrale Electrice Fotovoltaice cu puterea electrică instalată de până la 3 MW pe amplasamentul fostei Centrale Termoelectrice Fântânele	2,97
Mun Arad	
Execuție centrală termică pe biomasă, 50 MW	10

Figura 1 Lista proiectelor aprobate conform art. 10c din Directiva 410/2019

Programul Termoficare Confort

Guvernul Romaniei a aprobat, in sedinta din 25 Iunie, printr-o Ordonanta de urgenta, Programul Termoficare, program multianual de finantare a investitiilor pentru modernizarea, reabilitarea, re tehnologizarea si extinderea sau infiintarea sistemelor de alimentare centralizata cu energie termica ale localitatilor si pentru modificarea si completarea Legii serviciilor comunitare de utilitati publice nr. 51/2006.

Cheltuielile eligibile ale proiectelor depuse in cadrul Programului Termoficare sunt cofinantate in cuantumul de maxim 85% din fonduri provenite potrivit art.1, alin. (3), lit. a) si b) prin bugetul Ministerului Dezvoltarii Regionale si Administratiei Publice si respectiv, in cuantumul de minim 15% din fonduri proprii ale unitatilor administrativ-teritoriale beneficiare.

Prin Programul Termoficare vor fi finantate lucrari de investitii, pentru modernizarea/ extinderea sau infiintarea sistemelor de alimentare centralizata cu energie termica in:

- unitatea/unitatile de productie a agentului termic;
- reseaua de transport al agentului termic primar (apa fierbinte);
- punctele de termoficare sau modulele termice la nivel de imobil, acolo unde se justifica economic;
- reseaua de distributie a apei calde si a agentului termic de incalzire.

In prezent, Programul "Termoficare 2006-2020 caldura si confort" este finantat anual, ceea ce presupune o activitate de analiza, evaluare a proiectelor si, mai ales, incheierea contractelor de finantare in fiecare an calendaristic, fara asigurarea unei predictibilitati a finalizarii investitiilor.

Parteneriatul Public-Privat

Intrucat printre propunerile de proiecte cuprinse in prezenta Revizie la Strategie, Consultantul a analizat modalitatile de implementare pentru Instalatia de Valorificare Energetica, s-a realizat in cadrul acestei sectiuni o evaluare a optiunii de Parteneriat Public-Privat.

In Romania, parteneriat public-privat – PPP este reglementat prin OUG nr. 39/2018 privind PPP. Astfel, conform ordonantei, PPP are ca obiect realizarea sau, dupa caz, reabilitarea si/sau extinderea unui bun sau a unor bunuri care vor apartine patrimoniului partenerului public si/sau operarea unui serviciu public. Partenerul privat asigura finantarea necesara realizarii investitiilor din resurse proprii si/sau din resurse atrase din partea unor finantatori.

In Europa, cea mai frecventa forma de parteneriat public-privat este contractul de tipul „proiectare – construire – finantare – operare” (*Design-Build-Finance-Operate – DBFO*). In cadrul unui astfel de contract, toate etapele unui proiect sunt incredintate partenerului din sectorul privat, incepand cu faza de conceptie pana la constructia, gestionarea si mentenanta infrastructurii, inclusiv mobilizarea de fonduri. Aceasta perspectiva pe termen lung este cunoscuta sub denumirea de „abordare bazata pe toata durata de viata”.

Parteneriatele public-privat sunt implementate in principal pentru a se obtine unele beneficii potientiale care nu pot fi obtinute prin procedurile traditionale de achizitii. Printre aceste beneficii se numara:

1. concretizarea mai rapida a unui program de investitii planificate, intrucat parteneriatele public-privat pot pune la dispozitie o finantare suplimentara semnificativa, complementara pachetelor bugetare traditionale;
2. posibilitatea unor castiguri de eficienta in ceea ce priveste implementarea proiectelor prin faptul ca acestea pot fi finalizate mai rapid;



3. posibilitatea partajării riscurilor cu partenerul privat și optimizarea costurilor pe toată durata de viață a proiectelor;
4. posibilitatea asigurării unui nivel mai bun privind serviciile și mentenanța față de cel asigurat de proiectele tradiționale, grație acestei abordări bazate pe toată durata de viață;
5. posibilitatea combinării expertizei din sectorul public cu cea din sectorul privat în cel mai eficient mod cu putință, în vederea realizării unei evaluări aprofundate a proiectelor și în vederea optimizării amplitudinii acestora.
6. Din informațiile disponibile, Consultanțul a sintetizat 2 studii de caz privind Instalatiile de Valorificare Energetică. Principalele caracteristici ce au putut fi extrase, sunt prezentate mai jos:

Tabel 1 Informații relevante Caz 1 - Suedia

Informații relevante Caz 1 - Suedia	Valori
categorii deseuri / combustibil acceptate	deseuri municipale - MSW, deseuri industriale - CIW, RDF, deseuri lemnoase (pt. pornire) BIO - combustibil
cantitate deșeu/alt combustibil	480.000 tpa de MSW sortat și CIW transf. în RDF pe santier
calitatea combustibil (grad uscare dacă este cazul, respectiv dacă sunt disponibile facilități necesare pentru a atinge gradul de uscare)	Umezeala nominală (interval): RDF: 41,8 (18 - 47) Lemn reciclat: 30 (20 - 40) BIO - combustibil: 45 (25 - 55)
energie rezultată	electrică: 50 MWe termică: 100 MWth de la condensatorul turbinei 30 MWth de la condensatorul gazelor de ardere

Tabel 2 Informații relevante Caz 2 - Marea Britanie și Irlanda

Informații relevante Caz 2 - Marea Britanie și Irlanda	Valori
categorii deseuri / combustibil acceptate	Siam, lemn Lemn demolări, scoarta Lemn reciclat, aşchii de lemn Turba MSW, CIW Scoarta, rumegus
cantitate deșeu/alt combustibil	350.000 tpa
calitatea combustibil (grad uscare dacă este cazul, respectiv dacă sunt disponibile facilități necesare pentru a atinge gradul de uscare)	-
energie rezultată	electrică: 1,8 MWe termică: 700 MWth

0.2 Revizie la analiza tehnica

Indicatori de sustenabilitate

Din punct de vedere al surselor, in strategie s-au analizat mai multe solutii de echipare pe termen scurt si termen lung, stabilindu-se investitiile necesare, tinand cont de cele mai bune performante tehnice si financiare. Dimensionarea surselor a tinut seama de necesitatea acoperirii curbei clasate de consum anual de energie termica pe intreaga perioada de analiza, respectiv de 20 de ani, in conditiile in care productia de energie termica se reduce anual prin implementarea masurilor de economisire a energiei termice stabilite prin Directiva 2012/27/CE. Investitiile in sursele de productie a energiei termice contribuie la realizarea indicatorilor de sustenabilitate SACET asa cum acestia au fost definiti in Directiva 2012/27/CE, si anume: randamentul global sa fie mai mare de 70%, iar economia de energie primara/combustibil trebuie sa fie de minimum 10%.

Din calculele efectuate rezulta ca cele mai scazute rate de bransare s-au realizat la PT 12 Centru (35,93%), PT 6-9Mai (52,25%), PT 2-23 August (54,75%) si PT 15 Cring (57,89%). Restul punctelor termice si module, care au retele termice secundare, au rate de bransare mari, cuprinse intre 74% si 100%. Se poate concluziona ca nu este sustenabil punctul termic PT 12 Centru unde nu este oportuna reabilitarea retelelor termice secundare si nici racordul lui la reseaua primara, formata din conducte cu diametrul nominal de 100 mm si lungime de 240 m.

Din analiza magistralelor, cu exceptia magistralei VI pe care se realizeaza o rata de bransare la limita sustenabilitatii, pe celelalte magistrale rata de bransare este cuprinsa intre 84,2% si 89,33%, ceea ce arata ca SACET Ploiesti din punct de vedere, al ratei de bransare este sustenabila, justificandu-se efectuarea investitiilor.

Intensitatea termica reprezinta cantitatea de energie termica vanduta, raportata la lungimea de traseu a retelelor termice primare si secundare.

Intensitatea termica depinde de urmatoarii factori:

- Conceptia retelei termice de termoficare;
- Densitatea consumatorilor si tipul constructiilor (blocuri cu un numar mai mare sau mai mic de scari si nivele, institutii publice, etc.) ce au fost alimentate din retea in zonele in care s-a realizat reseaua de termoficare;
- Debransarea consumatorilor, in general din lipsa recirculatiei apei calde de consum si a posibilitatilor reale de reglaj a consumului de energie termica pentru incalzire, astfel incat calitatea serviciului de alimentare cu energie termica in sistem centralizat nu a satisfacut cerintele consumatorilor care s-au debransat.

In aprecierea sustenabilitatii sistemului de termoficare din punct de vedere al intensitatii termice, aceasta se calculeaza pentru lungimea traseului total al retelelor termice, adica retele termice primare si secundare.

Intensitatea termica totala pe magistrala I este sub valoarea considerata minima din punct de vedere a sustenabilitatii (de 1,5 Tcal/Km traseu retea primara si secundara) la un punct termic (PT 8 - 23 August) si la 4 module termice. Asa cum se poate observa intensitatea este redusa datorita cantitatii mici de energie consumata, lungimea traselor fiind scazuta.

Punctele termice si modulele termice alimentate magistrala II au intensitati termice ridicate, exceptia fiind PT Locomotiva, care are o intensitate termica redusa, in principal datorita lungimii traseului.

Pe magistrala III, majoritatea punctelor termice intensitatea termica este ridicata, cu exceptia punctelor termice 2 si 15 Crang si PT 50 C care au un consum relativ redus, iar traseul retelelor termice depaseste 0,5 Km.

In urma calculelor efectuate pe magistrala IV in toate punctele termice, cu exceptia punctului termic 12 Centru, valorile intensitatii termice arata o sustenabilitate a sistemului de termoficare. In acelasi timp exista un numar de 7 module termice pentru care intensitatea este redusa datorita consumului redus de energie termica.

Intensitatea termica a punctului termic PT 5 Mihai Bravu, pe magistrala V este redusa datorita consumului relativ redus, comparativ cu lungimea traseului retelelor termice.

In cazul magistralei VI intensitatea termica este sub valoarea de 1,5 Tcal/Km traseu total, valoare considerata minima din punct de vedere al sustenabilitatii. Consumul de energie termica din intreaga magistrala VI este redus. Pe aceasta magistrala investitiile nu se justifica.

Verificarea respectarii Directivei 2012/27/CE referitoare la cogenerarea eficienta

Din calculele prezentate rezulta ca desi eficienta globala este de peste 70% si anume 73,13%, economia de energie primara este de numai 6,54%. Prin urmare, nu intreaga cantitate de energie electrica produsa in cogenerare este de inalta eficienta; aceasta se datoreaza faptului ca grupul energetic 5 (C5+TA5) functioneaza partial in condensatie. Aceasta inseamna ca pentru siguranta functionarii turbinei, o cantitate de abur trebuie sa treaca prin treptele de joasa presiune pentru racirea acestora, adica tehnologic (conform tehnologiei de functionare a turbinei) se produce si o cantitate redusa de energie electrica in condensatie. Rezultatele din tabelul de mai sus ar fi fost mai slabe daca nu ar functiona si turbina cu gaze. Concluzia este ca nu se poate, datorita tehnologiei grupului energetic nr. 3, sa se respecte in totalitate prevederile Directivei 2012/27/CE.

Calcul teoretic al pierderilor pe retele termice primare si secundare

In vederea stabilirii valorii pierderilor s-au calculat suprafetele conductelor ce formeaza reseaua primara, pe tronsoane si magistrale. La calculul pierderilor s-a tinut seama ca pe tronsonul intre CET Brazi si F25 iarna se functioneaza pe conducta tur cu DN 1000 mm si retur DN 900mm, iar vara pe cele cu DN 700 mm. Cu aceste suprafete s-au calculat pierderile de energie termica teoretice pe tronsoane, magistrale si total SACET.

Evolutia necesarului de energie termica

In baza ipotezelor utilizate a rezultat o reducere a consumului de energie termica intre anii 2018 -2037 cu 12% si a pierderile cu circa 52% comparativ cu anul 2018. Consecinta reducerii pierderilor va fi reducerea consumului de combustibil cu 13.769,27 mii mc gaze naturale si reducerea corespunzatoare a cantitatii de emisii de gaze cu efect de sera cu 25.843 t CO₂.

Evaluarea investitiilor

Proiectele ce trebuie implementate sunt urmatoarele:

Proiect nr. 1.1: Inlocuirea instalatiei de ardere aferenta cazan nr. 5 (grup energetic CA5 + TA5), pentru asigurarea incadrarii in valorile limita admise pentru concentratia de NOx

Aceasta lucrare reprezinta implementarea masurii primare de conformare la cerintele de mediu.

Finantarea se face din bugetul Consiliului Judetean

I. Indicatori de eficienta energetica ai proiectului sunt urmatoarii:

- reducerea concentratiei de NOx in gazele de ardere de la circa 400 mg/Nmc de gaz uscate cu continut de O₂ de 3%. Tinand seama de durata de functionare a acestui cazan pentru acoperirea curbei anuale de sarcina, deci a consumului de gaze naturale, coroborat cu reducerea de 300mg /Nmc gaze arse, se obtine o reducere a cantitatii anuale de NOx de 356.643 t/an;
- crestere randament global de cogenerare al grupului energetic din care face parte cazanul, cu 1% (de la 68 % la 69%), datorita cresterii randamentului cazanului urmare a inlocuirii instalatiei de ardere, ceea ce conduce la reducere consum de combustibil/gaze naturale cu 777,17 mii mc/an;

II. Contributia la reducerea CO₂

Urmare reducerii consumului de combustibil, se reduce cantitatea de CO₂ aferent cantitatii de combustibil economisit; reducerea este de 1.515 t CO₂/an;

Proiect nr. 1.2: Instalarea a 2 cazane de apa fierbinte (CAF-uri) cu sarcina nominala de 50 Gcal fiecare.

Aceste cazane vor inlocui CAF-ul 2 existent, care poate functiona in regim derogatoriu pana la finele anului 2022. Datorita regimului derogatoriu, conform prevederilor legale, acest cazan, nu mai poate fi modernizat pentru conformarea cu prevederile Directivei 2010/75/CE si respectiv Legii 278/2013, fiind necesara inlocuirea.

Finantare se va asigura din bugetul Consiliului Judeetan.

I. Indicatori de eficienta energetica

In urma realizarii investitiei se obtin urmatoarele efecte asupra eficientei energetice:

- crestere randament cu minim 4% (de la 91 % la 95%), ceea ce conduce la:
 - reducere consum de combustibil/gaze naturale cu 1.412 mii mc/an;
 - reducere cantitate NOx cu 13,149 t /an;

II. Contributia la reducerea CO₂

Reducerea consumului de combustibil/gaze naturale cu 1.412 mii mc/an conduce la reducerea cantitatii de emisii de gaze cu efect de sera cu 2.753 t CO₂/an.

Proiect nr. 2.1: Instalarea unei turbine cu gaze cu capacitatea de 25 MWe

Aceasta turbina va acoperi curba de sarcina pe intreg anul. In perioada de vara Instalatia de valorificare deseuri va asigura diferenta intre necesarul de consum si sarcina; in restul anului, adica in perioadele tranzitorii si in perioada de iarna va functiona la sarcina nominala.

Finantarea se va asigura astfel: 70% din imprumutul UAT cu rambursare prin mecanism ETS, iar 30% va fi asigurat din buget de stat, bugetul Consiliului Judetean si /sau bugetul local.

I. Indicatori de eficienta energetica



Proiectul, consta in realizarea unei surse de cogenerare de inalta eficienta, cu eficienta globala de minim 84% si va conduce la crestrea eficientei energetice, va conduce la obtinerea urmatoarelor avantaje:

- cresterea eficientei globale in cogenerare cu 10-14%, ceea ce conduce la o reducere a consumului de gaze naturale cu 5.120.4 mii mc/an,

II. Contributia la reducerea cantitatii de CO₂

Urmare a reducerii cantitatii de combustibil (gaze naturale) se reduce cantitatea de CO₂ cu 9.982t CO₂/an comparativ cu situatia actuala.

Proiect nr. 2.2: Instalarea unei turbine cu gaze cu capacitatea de 45 MWe

Aceasta va prelua partea mediana a curbei de sarcina, iar prin arderea suplimentara va prelua sarcina TG 25 MWe si a instalatiei de valorificare deseuri in situatia indisponibilitatii acestora.

Finantarea se poate asigura din Bugetul de stat, prin Ministerul Dezvoltarii Regionale si Administratiei Publice, in cadrul Programului Termoficare si Confort 2019-2030, in cuantum de 85% din valoarea investitiei si respectiv, in cuantum de 15% din fonduri proprii/buget local al UAT Ploiesti.

I. Indicatori de eficienta energetica

- cresterea eficientei globale in cogenerare cu 10-14%, ceea ce conduce la o reducere a consumului de gaze naturale cu 9.492,3 mii mc/an;

II. Contributii la reducerea CO₂.

Ca urmare a economiilor la cantitatatea de combustibil consumata se reduc emisiile dupa cum urmeaza:

- Reducere cantitate gaze cu efect de sera: 18.505 tCO₂/an;
- Reducere cantitate NOx: 12,9 t/an;
- Reducere cantitate SO₂: 6,23 t/an
- Reducere cantitate pulberi: 89 t/an.

Proiect nr. 2.3: Realizarea unei instalatii de valorificare a deseurilor rezultate in cadrul instalatiei MBT existenta, cu putere de 12,9 MWe si 16,5 MWt (3 motoare termice cu putere electrica unitara de 4,3 MWE si 5,5 MWt fiecare.)

Aceasta instalatie va asigura acoperirea bazei curbei de sarcina, functie de cantitatea de deseuri disponibile pentru gazeificare. Sursele de finantare ale investitiei sunt:

- 70% prin imprumut ce se va contracta de Consiliul Judetean pentru a demara lucrarile, urmand sa fie rambursat prin mecanism ETS.
- 30% buget de stat, buget judetean si buget local.

I. Indicatori de eficienta energetica

Realizarea proiectului asigura cresterea capacitatii de productie a energiei electrice si termice din resurse regenerabile, conform Directiv 2009/28/CE, obtinandu-se:

- Cresterea cantitatii de energie produsa din resurse regenerabile cu: 83.000 MWe/an si 146.801 MWt/an(126.335 Gcal);

- Reducerea consumului de combustibil conventional (gaze naturale) prin inlocuirea acestuia cu syngaz obtinut din gazeificarea deseurilor menajere ramase in urma sortarii si uscarii la instalatia MBT: 228.026 MW (23.642,687 mii mc/an gaze naturale);

II. Contributii la reducerea CO₂

Prin filtrul PARS (Plasma Assisted Reforming Scrubber – element care imbunatateste eficienta energetica a centralelor pe biomasa prin gazeificare, cu 15-20%) prevazut in cadrul instalatiei degazeificare se elimina integral emisiile de SO₂, NO_x si compusilor organici volatili (COV-uri), deci contribuie la reducerea amprentei de carbon, dar nu contribuie la reducerea cantitatii de CO₂.

Proiect nr. 3: Reabilitarea in proportie de 20% a retelelor termice primare si secundare, puncte si module termice

La nivelul studiului de fezabilitate se va face o prioritizare a executiei reabilitarilor, functie de rezultatele unei analize multicriteriale.

Finantarea se poate asigura din Bugetul de stat prin Ministerul Dezvoltarii Regionale si Administratiei Publice, in cadrul Programului Termoficare si Confort 2019-2030, in cuantum de 85% din valoarea investitiei si respectiv, in cuantum de 15% din fonduri proprii/buget local al UAT Ploiesti. Sansele de obtinere a finantarii sunt ridicate deoarece SACET Ploiesti va obtine un punctaj ridicat atat datorita eficientei energetice a proiectului cat si datorita faptului ca acesta are un grad de bransare relativ mare compartiv cu alte sisteme de termoficare din tara, situandu-se din acest punct de vedere dupa sistemul de termoficare din Bucuresti.

I. Indicatori de eficienta energetica

Ca urmare a realizarii proiectului se obtin urmatoarele avantaje energetice:

- Reducerea pierderilor de energie termica cu 14.869 Gcal/an;
- Reducera consumului de combustibil cu 1.990.1 mii mc gaze naturale;

II. Contributii la reducerea CO₂

Urmare a reducerii consumului de combustibil, cu 1.990,1 mii mc gaze naturale se obtin reduceri de emisii in atmosfera, adica se reduce amprenta de carbon, reducerile de emisii de:

- Gaze cu efect de sera: 3.880 tCO₂/an;
- NO_x: 5,01 t/an;
- SO₂: 2,42 t /an;
- Pulberi: 0,35 t/an;

0.3 Revizie la analiza financiara

Analiza financiara a proiectelor 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.

In cadrul analizei au fost folosite urmatoarele elemente legate de valoarea investitiilor:

- Valoarea investitiilor initiale:
 - Proiect 1.1: 8.755.680 RON;

- Proiect 1.2: 22.244.160 RON;
- Proiect 2.1: 58.858.550 RON;
- Proiect 2.2: 183.755.820 RON;
- Proiect 2.3: 232.650.000 RON;
- Proiect 3: 57.630.360 RON;
- Reinvestitii: Pe perioada de realizare a analizei s-a considerat ca aceste proiecte nu vor avea nevoie de reinvestitii majore altele decat cheltuielile normale de intretinere;
- Valoare reziduala: Perioada de analiza considerata a fost de 20 de ani de operare iar la finalul acestei perioade s-a considerat ca valoarea reziduala a proiectelor de investitii va fi egala cu zero.

Indicatorii financiari obtinuti ca urmare a rularii analizei financiare a proiectelor de investitii sunt prezentati sintetic in urmatorul tabel:

Tabel 3 Indicatorii rezultati din analiza financiara

Proiecte	Analiza financiara	
	Valoarea Actualizata Neta Financiara	Rata Interna de Rentabilitate Financiara
	RON	%
Proiect 1.1: Inlocuirea instalatiei de ardere aferenta CA5 + TA5, pentru asigurarea incadrarii in valorile limita admise pentru concentratia de NOx	6.044.228	11,0%
Proiect 1.2: Realizarea a 2 CAF-uri noi cu debit de 50Gcal/ora care sa inlocuiasca CAF-ul 2 existent	3.422.921	5,8%
Proiect 2.1: Instalarea unei turbine cu gaze cu putere de 25 MWe	34.660.518	10,2%
Proiect 2.2: Instalarea unei turbine cu gaze cu cazan recuperator si ardere suplimentara de 14,5 Gcal/h, cu putere de 45 MWe	19.524.247	5,2%
Proiect 2.3: Realizarea unei instalatii de valorificare a deseurilor rezultate in cadrul instalatiei MBT existenta, putere de 12,9 MWe si 16,5 MWt (3 motoare termice cu putere electrica unitara de 4,3MWe si 5,5 MWt).	95.155.227	8,5%
Proiect 3: Reabilitarea retelelor primare si secundare, puncta si module termice, in special a zonelor care inregistreaza pierderi ridicate	6.550.898	5,3%

Toate proiectele de investitii analizate inregistreaza valori pozitive ale Valorii Actualizate Nete Financiare si valori mai mari decat factorul de actualizare de 4% pentru Rata Interna de Rentabilitate Financiera ceea ce ilustreaza clar ca proiectele sunt viabile pentru finantare. Dorim sa mentionam ca implementarea acestor proiecte va necesita ajustari de preturi pentru consumatori determinate in principal de structura de finantare finala a acestor proiecte (cu cat componenta de granturi si subventii va fi mai mare, cu atat impactul pe preturi si tarife va fi mai redus pe termen scurt si mediu).

Indicatorii economici obtinuti ca urmare a rularii analizei economice a proiectelor de investitii sunt prezentati sintetic in urmatorul tabel:

Tabel 4 Indicatorii rezultati din analiza economica

Proiecte	Analiza economica		
	Valoarea Actualizata Neta Economica	Rata Interna de Rentabilitate Economica	Indicatorul Beneficiu-Cost
	RON	%	Indicator
Fisa 1.1: Inlocuirea instalatiei de ardere aferenta CA5 + TA5, pentru asigurarea incadrarii in valorile limita admise pentru concentratia de NOx	168.266.911	169,4%	21,18
Fisa 1.2: CAF-uri	6.959.850	8,7%	1,34
Fisa 2.1: Instalarea unei turbine cu gaze cu putere de 25 MWe	26.388.454	10,2%	1,51
Fisa 2.2: Instalarea unei turbine cu gaze cu cazan recuperator si ardere suplimentara de 14,5 Gcal/h, cu putere de 45 MWe	11.055.868	5,8%	1,05
Fisa 2.3: Realizarea unei instalatii de valorificare a deseurilor rezultate in cadrul instalatiei MBT existenta, putere de 12,9 MWe si 16,5 MWt (3 motoare termice cu putere electrica unitara de 4,3MWe si 5,5 MWt).	90.377.545	9,6%	1,77
Fisa 3: Reabilitarea retelelor primare si secundare, puncta si module termice, in special a zonelor care inregistreaza pierderi ridicate	4.549.193	6,0%	1,07

Toate proiectele de investitii analizate inregistreaza valori pozitive ale Valorii Actualizate Nete Economice si valori mai mari decat factorul de actualizare de 5% pentru Rata Interna de Rentabilitate Economica ceea ce ilustreaza clar ca proiectele sunt viabile pentru finantare. De asemenea, indicatorul

beneficiu-cost înregistrează valori mai mari decât 1 pentru toate proiectele analizate ilustrând sustenabilitatea economică a acestora.

Sustenabilitatea operației pe termen scurt, mediu și lung a fost analizată considerând că toate proiectele de investiții vor fi implementate într-un prizonat de timp rezonabil conforma graficului de implementare prezentat în acest raport.

În graficul următor este prezentată evoluția profitabilității activității de operare măsurată prin intermediul indicatorului Rata EBITDA (rata profitului din exploatare înainte de amortizare și redevență):

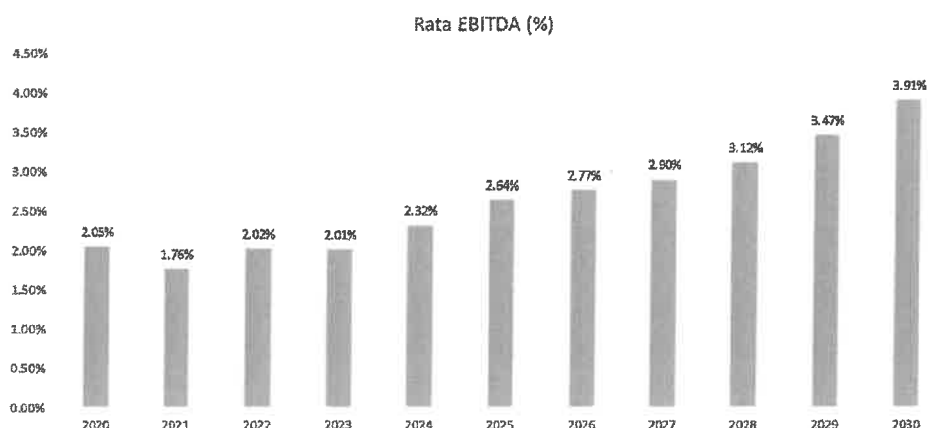


Figura 2 Sustenabilitatea operației

Rezultatele din figura anterioară ilustrează că activitatea va avea o dezvoltare sustenabilă dacă se va adopta o politică de prețuri și tarife care să fie în linie cu evoluția costurilor (să asigure respectarea principiilor europene al "acoperirii totale a costurilor" și "poluatorul plătește").

Sustenabilitatea operației a fost testată și din punct de vedere al suportabilității consumatorilor. Considerând prețurile actuale, nivelul indicelui de suportabilitate este următorul:

- Sub 4% (3.89%) din venitul anual mediu disponibil al gospodăriilor dacă se consideră prețul local de facturare;
- 7.6% din venitul anual mediu disponibil al gospodăriilor dacă se consideră că prețul plătit de populație ar fi tariful de referință stabilit în actul adițional la contractul de concesiune cu Veolia.

Diferența între cele două abordări este importantă dar în ambele cazuri se înregistrează valori care sunt sub nivelul maxim suportabil de 8.0% dat ca referință în "Ghidul pentru Analiza Cost Beneficiu al proiectelor de termoficare finanțate din Fonduri de Coeziune și Fondul European de Dezvoltare Regională în perioada 2007-2013" realizat de JASPERS și Ministerul Mediului pentru sectorul de termoficare din România.



1. Revizie la cadrul legal si institutional

1.1. Impactul actului aditional Veolia

Contractul de delegare prin concesiune a gestiunii serviciului public al judetului Prahova de alimentare cu energie termica produsa in mod centralizat in sistem productie-transport-distributie pentru municipiul Ploiesti („Contractul de concesiune”) nr. 2776/5246 din 29.04.2004, incheiat pentru o durata de 15 ani, a fost semnat intre Consiliul Judetean Prahova, Consiliul Local Ploiesti si Veolia Energie Prahova (VEP).

In data de 25.04.2019, Consiliul Judetean Prahova, Consiliul Local Ploiesti si Veolia Energie Prahova au negociat prelungirea contractului de concesiune pentru o perioada de 3 ani si 14 zile, respectiv pana la data de 15 mai 2022. In acest sens a fost semnat Actul Aditional nr. 4 (denumit in continuare AA4).

1.1.1. Analiza termenilor prelungirii contractului cu Veolia Energie Prahova

Clauzele importante ale AA4 se refera la investitii, inclusiv cele necesare pentru conformarea la mediu, formula de ajustare a tarifului, pierderile de recuperat din perioada ianuarie 2016 – februarie 2019 si pragul minim al vanzarilor.

Investitiile

- Investitiile realizate de Concesionar pe durata initiala a contractului au fost confirmate de Concedent. Concesionarul si-a depasit obligatiile contractuale si nu solicita vreo compensare, daca Concedentul isi indeplineste obligatiile prevazute prin AA4 (art. 2.1.1).
- Investitii in sarcina Concedentului se refera la: (i) in sarcina Consiliului Judetean - investitiile de mediu (arzatoare NOx) si lucrari de consolidare si reabilitare prevazute in Raportul SEVESO; (ii) in sarcina Consiliului Local – investitii in retelele de distributie, pe baza proiectelor tehnice avizate de Concesionar. Concesionarul nu poate fi tinut responsabil de neconformarea la mediu, inclusiv de suportarea oricarui cost suplimentare si/sau venituri din exploatare
- Concedentul s-a angajat sa achizitioneze unitatea de cogenerare in ciclu combinat, astfel incat la expirarea contractului, aceasta unitate devine bun de retur (art. 2.1.3).

Tariful si Formula de ajustare

- Noul Tarif de referinta este 336,82 lei/Gcal, exclusiv TVA. Acesta a fost avizat de ANRE prin avizul nr. 28/24.04.2019. Noua formula de ajustare modificata tine cont de costul emisiilor de CO₂.
- Noul Tarif de referinta nu include pierderile de recuperat inregistrate de Concesionar in perioada ianuarie 2016 – februarie 2019.
- Prima solicitare de ajustare a Tarifului va fi facuta in luna iulie 2019.

Pragul minim al vanzarilor de energie termica

- A fost redus pragul minim al vanzarilor, revizuirea Contractului de concesiune urmand a fi facuta daca vanzarile de energie termica scad sub 400.000 Gcal/an constatata in cursul anului anterior.

1.1.2. Analiza relevantei prelungirii relatiei contractuale cu Veolia asupra continutului Strategiei

Neindeplinirea obligatiilor asumate de Concedent prin AA4 poate avea consecinte majore asupra bugetelor CJ si CL, precum si asupra serviciului public de termoficare din municipiul Ploiesti. Prin AA4 au fost definite „Obligatiile Esentiale” ale Concedentului. Concedentul va fi in drept de intarziere prin simpla nerespectare a angajamentelor mentionate la art.3.3, ceea ce ii va da dreptul Concesionarului sa transmita notificarea de incetare a contractului de concesiune. Neindeplinirea obligatiilor asumate de catre Concedent, ii da dreptul Concesionarului sa solicite sumele precizate la art. 6.2.

Pentru a evita riscul incetarii serviciului si al prejudiciilor care pot fi solicitate de Concesionar, distingem urmatoarele de actiuni:

- pe termen scurt:
 - o Realizarea investitiilor in sarcina Concedentului – actiune critica obligatorie, respectiv investitiile de mediu (arzatoare NOx) si lucrari de consolidare si reabilitare prevazute in Raportul SEVESO;
 - o pregatirea studiilor de fezabilitate pentru reabilitarea retelelor termice
- pe termen mediu: demararea actiunilor necesare pentru delegarea gestiunii serviciului public de alimentare centralizata cu energie termica, incepand cu 15.05.2022.
- pe termen lung: atragerea fondurilor necesare pentru reabilitarea sistemului de productie, transport, distributie si furnizare.

Actul Additional specifica inca o data obligatiile asumate ale partilor. Neindeplinirea acestor obligatii poate avea un impact major asupra bugetelor Consiliului Judetean si Consiliului Local, precum si asupra serviciului public al judetului Prahova de alimentare cu energie termica produsa in mod centralizat in sistem productie-transport-distributie pentru municipiul Ploiesti.

1.2. Transferul de proprietate de la Consiliul Judetean la Consiliul Local

1.2.1. Prevederi generale

In conformitate cu prevederile art. 9 alin. (3) al Legii nr. 213/1998 privind bunurile proprietate publica, cu modificarile si completarile ulterioare, *“trecerea unui bun din domeniul public al judetului in domeniul public al unei unitati administrativ-teritoriale de pe raza teritoriala a judetului respectiv se face la cererea consiliului local, prin hotarare a consiliului judetean, declarandu-se din bun de interes public judetean in bun de interes public local”*. Etapele si documentatia necesara transferului sunt detaliate mai jos.

1.2.2. Identificarea bunurilor care se transfera

Intr-o prima etapa, Consiliul Judetean Prahova si Consiliul Local Ploiesti aproba prin hotarare numirea unei comisii mixte de identificare a bunurilor apartinand SPAET Ploiesti si desemneaza membrii acestei comisii.

Comisia procedeaza la inventarierea in mod complet si detaliat a tuturor bunurilor SPAET Ploiesti, identificand natura juridica si proprietarul curent al fiecarui bun, respectiv Judetul Prahova sau Municipiul Ploiesti, dupa caz.

In vederea inventarierii bunurilor care vor face obiectul transferului se vor lua in considerare iesirile (e.g elementele care nu mai contribuiau la functionalitatea sistemului) si intrarile (conform planului de investitii) din patrimoniul concesionat.

Pentru a avea o evidenta clara ulterior consolidarii pozitiei de concedent al intregului sistem, municipiul Ploiesti poate avea in vedere analiza valorii bunurilor de preluare, pentru care, spre deosebire de bunurile de retur, concedentul, in masura in care isi manifesta intentia de a prelua bunurile respective, va trebui sa plateasca o compensatie conform caietului de sarcini si Contractului de concesiune.

Rezultatul inventarierii se consemneaza intr-un proces-verbal care se inainteaza atat Consiliului Judetean Prahova, cat si Consiliului Local Ploiesti

1.2.3. Analiza activelor

Pe baza inventarului realizat de catre comisia mixta, Consiliul Local Ploiesti efectueaza o analiza atat din punct de vedere juridic, cat si economic a bunurilor SPAET.

In urma analizei, se va intocmi lista bunurilor aflate in administrarea Consiliului Judetean Prahova si care sunt necesare a fi transferate catre Consiliul Local Ploiesti in vederea prestarii SPAET. Acest studiu porneste de la premisa ca aceste bunuri se afla in domeniul public al Judetului Prahova si vor fi transferate in domeniul public al Municipiului Ploiesti, conform procedurii descrise in acest capitol.

In aceasta etapa vor fi identificate si remediate orice aspecte legate de bunurile supuse transferului care ar putea impiedica sau stanjeni transferul sau buna functionare a acestora, de exemplu eventuale litigii care ar afecta bunurile.

Din extrasele de carte funciara listate mai jos rezulta ca o parte importanta a suprafetei identificata la punctele 1 (CET Brazi 1) si 2 (CET Brazi 2) din "Recapitulatia terenurilor" din *Protocolul de predare – primire a bunurilor concesionate cu terenurile aferente, din domeniul public al Consiliului Judetean Prahova si administrarea S.C. Termoelectrica Ploiesti S.A. catre S.C. Dalkia Termo Prahova S.A.* este in prezent intabulata in proprietatea Parc Industrial Brazi S.A.

Aceasta operatiune de trecere din proprietatea privata a Consiliului Judetean Prahova in patrimoniul Parc Industrial Brazi S.A. a unei suprafete de teren de 46.34ha din care 19.7ha fusesera concesionate catre Dalkia Termo Prahova (*actuala Veolia energie Prahova S.A.*) a fost decisa de catre Consiliul Judetean Prahova prin hotararea nr. 94/ 2004, privind modificarea patrimoniului unor societati comerciale, modificata prin hotararea nr. 49/2009.

Tabel 5 Extrase de carte funciara

Inscrierile din aceleasi carti funciare indica derularea mai multor proceduri la data acestor extrase cu privire la aceste terenuri a caror impact in desfasurarea nestingherita a activitatii de productie si alimentare cu energie termica a Municipiului Ploiesti este necesar a fi investigat (natura si intinderea drepturilor si pretentiilor unor terti dobanditori, altii decat Parc Industrial Brazi S.A. etc).

Mai mult, trebuie analizata situatia juridica a tuturor terenurilor care deservesc rețeaua și infrastructura de termoficare, pe lângă cele situate în Incinta CET Brazi 1 și CET Brazi 2, incluzând dar fără a se limita la proiectia conductelor, stațiile de golire, drumuri de acces și exploatare, puturi de apă etc. Din cercetările prealabile efectuate, nu sunt disponibile extrase de carte funciara pentru toate terenurile pe care se află această infrastructura de termoficare.

Astfel, se pune problema clarificării de urgență a situației juridice, care implică drepturi variate ale tertilor și care pot afecta exercitarea nestingerită a atributelor viitorului drept de proprietate al Municipiului Ploiești asupra infrastructurii de producție și transport avute în vedere a fi transferate, prin implementarea unor soluții juridice agreeate în prealabil de toate părțile implicate (constituirea unui drept de suprafață, încetarea diverselor proceduri pendente etc).

La data realizării acestei revizii, am identificat de pe portalul portal.just.ro următoarele litigii pe rolul instanțelor din România, în care Consiliul Județean Prahova este parte și care au avut termen de judecată în ultimul an:

24

Fara a avea informatii relevante din partea Consiliului Judetean Prahova cu privire la fiecare dosar (dosar, parti, obiect, stadiu etc), care priveste activele afectate infrastructurii de termoficare, inclusiv CET Brazi (teren, echipamente, drepturi conexe acestora etc), nu putem sorta si analiza informatia de mai sus pentru a genera informatii utile si sistematizate.

In orice caz, transferul activelor va avea loc cu titlu gratuit. Mai mult, Consiliul Local poate agreea cu Consiliul Judetean Prahova ca acesta din urma sa-si asume intreaga responsabilitate pentru toate costurile si consecintele directe si indirecte, care decurg din gestiunea si rezultatul litigiilor in curs.

Cu toate acestea, se impune realizarea unei verificari de tip *due diligence* a tuturor cauzelor aflate pe rol care privesc activele integrate in operarea serviciului de productie si transport energie termica catre sistemul centralizat al municipiului Ploiesti, pentru a fi analizate dosarele respective si consecintele acestora si pentru a se estima printre altele relevanta, posibilele efecte, durata si costurile generate de fiecare procedura.

Alaturi de situatia juridica trebuie analizata si starea tehnica a bunurilor de retur apartinand Consiliului Judetean si a modernizarilor acestora. In particular, o atentie deosebita trebuie acordata elementelor de infrastructura a caror stare precara poate atrage raspunderea partilor (e.g. traversarile de peste infrastructura feroviara si rutiera). In acest sens, este recomandabila evaluarea riscurilor si a costurilor prin expertizarea tehnica a acestor elemente, respectiv prin analiza expertizelor disponibile, precum si a documentatiei elaborata, obtinuta si contractata in vederea realizarii consolidarii acestora (e.g. solutii alternative de traversare, proiect de consolidare, certificate de urbanism, avize obtinute, in special aviz si documentatie conexa CFR, autorizatii de construire, procese verbale la finalizarea lucrarilor, program strict de urmarire comportare constructie etc).

1.2.4. Decizii ale Consiliului Local Ploiesti si motivarea acestora

In urma analizei efectuate, Consiliul Local Ploiesti aproba prin hotarare necesitatea preluarii bunurilor aferente SPAET aflate in administrarea Consiliului Judetean Prahova.

In acest sens, preluarea poate fi motivata de:

- (iv) nevoia unei strategii unitare in ceea ce priveste alimentarea cu energie termica a Municipiul Ploiesti;
- (v) necesitatea efectuarii investitiilor esentiale pentru asigurarea conformitatii cu obligatiile de mediu si a furnizarii unor servicii de calitate pentru consumatorii din Municipiul Ploiesti; si/sau
- (vi) posibilitatea accesarii mai usoare de fonduri europene si/sau a atragerii de finantare pentru investitiile in SPAET.

De asemenea, se va argumenta ca bunurile avute in vedere pentru transfer sunt de interes local, intrucat servesc alimentarii cu energie termica a Municipiul Ploiesti, neexistand o motivatie pentru ca acestea sa fie in continuare administrate de Consiliul Judetean Prahova. Prin aceeaasi hotarare, Consiliul Local Ploiesti va aproba inaintarea solicitarii catre Consiliul Judetean Prahova pentru efectuarea demersurilor legale de trecere a bunurilor supuse transferului din domeniul public al judetului Prahova in domeniul public al Municipiul Ploiesti, conform prevederilor art. 9 alin. (3) al Legii nr. 213/1998 privind bunurile proprietate publica, cu modificarile si completarile ulterioare mentionat anterior. Hotararea Consiliului Local Ploiesti impreuna cu cererea de transfer a bunurilor se inainteaza Consiliului Judetean Prahova.

1.2.5. Decizii ale Consiliului Judetean si motivarea acestora

Consiliul Judetean Prahova analizeaza si aproba prin hotarare cererea Consiliului Local Ploiesti de trecere a bunurilor SPAET aflate in administrarea Consiliului Judetean Prahova in domeniul public al Municipiul Ploiesti. In adoptarea acestei hotarari, Consiliul Judetean Prahova isi poate insusi argumentele prezentate de Consiliul Local Ploiesti in cerere, mentionate anterior. Astfel, prin hotararea Consiliului Judetean Prahova, bunurile supuse transferului sunt declarate din bunuri de interes public judetean (al judetului Prahova) in bunuri de interes public local (al Municipiul Ploiesti). Transferul in domeniul public al Municipiul Ploiesti opereaza de drept, fara nicio alta formalitate, la data intrarii in vigoare a hotararii Consiliului Judetean Prahova.

1.2.6. Incheierea unui proces verbal de predare-preluare a bunurilor transferate

Ulterior adoptarii hotararii Consiliului Judetean Prahova de trecere a bunurilor in domeniul public al Municipiul Ploiesti, partile, respectiv Consiliul Judetean Prahova si Consiliul Local Ploiesti vor incheia un proces-verbal de predare-primire a bunurilor transferate.

1.2.7. Impactul deciziilor autoritatilor

Ca urmare a hotararii Consiliului Judetean Prahova de trecere a bunurilor in domeniul public al Municipiul Ploiesti si a predarii acestora, Consiliul Local Ploiesti dobandeste administrarea acestor bunuri, pe care le va putea integra intr-un SPAET unitar, conform strategiei de termoficare la nivelul Municipiul Ploiesti. Municipiul Ploiesti se va substitui Consiliului Judetean Prahova in contractul de concesiune si devine concedentul tuturor bunurilor de retur.

Partile Contractului de concesiune vor semna un act aditional la acesta care sa reflecte acest modificare patrimoniala, anexand procesele verbale consecutive semnate bilateral intre parti. In aceasta situatie, partile vor decide si in ce masura mai are sens pentru Consiliul Judetean Prahova sa faca parte din actionariatul concesionarului Veolia Energie Prahova S.A.

In orice caz, este recomandabil ca Parc Industrial Brazi S.A., in calitate de proprietar al unei suprafete semnificative afectata infrastructurii de termoficare, sa fie parte din protocolul de transfer al infrastructurii Consiliului Judetean catre domeniul public al Municipiul Ploiesti, care va fi atasat actului aditional la Contractul de concesiune si va deveni parte integranta din acesta.

1.3. Directiva (UE) 2018/410 a Parlamentului European si a Consiliului din 14 martie 2018 de modificare a Directivei 2003/87/CE in vederea rentabilizarii reducerii emisiilor de dioxid de carbon si a sporirii investitiilor in acest domeniu si a Deciziei (UE) 2015/1814 (Directiva EU-ETS)

1.3.1. Directiva 87/2003 privind schema economică și eficiența pentru comercializarea în interiorul Comunității Europene a emisiilor de gaze cu efect de seră

Directiva 87/2003 instituie un sistem de comercializare a cotelor de emisie de gaze cu efect de seră (denumit în continuare „sistemul comunitar”) pentru a promova reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră într-un mod rentabil și eficient din punct de vedere economic.

1.3.1.1. Derogări electricitate

Directiva 2003/87/CE revizuită prevede la art. 10c posibilitatea optării pentru alocări tranzitorii cu titlu gratuit în scopul modernizării producției de energie electrică. Derogările se referă la posibilitatea utilizării unor alocări tranzitorii cu titlu gratuit pentru producția de electricitate, respectiv excluderea în anumite condiții de la achiziționarea în totalitate prin licitație a certificatelor de emisii de gaze cu efect de seră pentru producția de energie electrică. Condițiile se referă în principal la modernizări, re tehnologizări sau implementarea unor tehnologii „curate”. Pot beneficia de derogările tranzitorii Bulgaria, Cehia, Cipru, Estonia, Letonia, Lituania, Malta, Polonia, România, Ungaria.

Implementarea prevederilor art. 10c al Directivei ETS revizuite se face prin intermediul Deciziei Comisiei C(2011) 1983 final din 29.03.2011 privind orientările referitoare la metodologia de alocare în mod tranzitoriu de certificate gratuite de emisii.

1.3.1.2. EU ETS - Instalații stationare. Faza 3 (alocări 2013-2020)

Directiva 87/2003 privind schema economică și eficiența pentru comercializarea în interiorul Comunității Europene a emisiilor de gaze cu efect de seră, a fost amendată de:

Directiva 29/2009 reglementează Faza 3 (alocări 2013-2020)

Directiva 410/2018 reglementează Faza 4 (alocări 2021-2030)

Cea de-a treia etapă a schemei EU ETS are o durată de 8 ani, în intervalul 1 ianuarie 2013 – 31 decembrie 2020. Acest instrument are ca scop promovarea reducerii emisiilor de gaze cu efect de seră la nivelul Uniunii Europene și se bazează pe principiul „limitează și comercializează”, fiind un instrument utilizat în cadrul politicii Uniunii Europene referitoare la schimbările climatice.

Pentru celelalte sectoare incluse în schema EU ETS se instituie un sistem tranzitoriu de alocare gratuită a certificatelor de emisii de gaze cu efect de seră, pe baza unui set de reguli armonizate la nivelul statelor membre (măsurile de implementare la nivel comunitar), care să asigure o interpretare și aplicare uniformă a regulilor schemei de către statele membre și prin care să se evite apariția unor distorsiuni ale competiției.

Pentru sprijinirea autorităților competente din statele membre, Comisia Europeană a elaborat o serie de documente pentru asigurarea implementării coerente a metodologiei de alocare a certificatelor de emisii de gaze cu efect de seră, stabilită pentru etapa a 3-a a schemei EU ETS (documente, ghidul de

interpretare a activitatilor din anexa I a Directivei ETS revizuite, formular electronic de colectare a datelor).

1.3.2. Faza 4 (2021-2030). Directiva (UE) 2018/410 a Parlamentului European si a Consiliului din 14 martie 2018 de modificare a Directivei 2003/87/CE

Pentru a atinge obiectivul global UE de reducere a emisiilor de gaze cu efect de sera pana in 2030, sectoarele acoperite de sistemul UE de comercializare a certificatelor de emisii (EU ETS) trebuie sa isi reduca emisiile cu 43% fata de nivelurile din 2005. Directiva revizuita a 410/2018 UE-ETS, care se va aplica pentru perioada 2021-2030, va permite acest lucru printr-un amestec de masuri interconectate.

1.3.2.1. Consolidarea EU ETS pentru urmatorul deceniu

Pentru a creste ritmul reducerilor de emisii, numarul total al certificatelor va scadea la o rata anuala de 2,2% incepand cu anul 2021, fata de 1,74% in prezent. Intre 2019 si 2023, cantitatea de cote inscrise in rezerva se va dubla la 24% din cotele in circulatie.

Ca masura pe termen lung pentru a imbunatati functionarea EU ETS, incepand cu anul 2023, numarul de cote detinute in rezerva va fi limitat la volumul de licitatii al anului anterior. Detinerile care depasesc aceasta suma isi vor pierde valabilitatea.

1.3.2.2. Norme imbunatatite privind relocarea emisiilor de dioxid de carbon

Sistemul de alocare cu titlu gratuit va fi prelungit pentru inca o decada si a fost revizuit pentru a se concentra asupra sectoarelor cu cel mai mare risc de relocalizare a productiei lor in afara UE. Aceste sectoare vor primi gratuit 100% din alocarea lor. Pentru sectoarele mai putin expuse, alocarea gratuita este prevazuta sa fie eliminata treptat dupa 2026, de la un maxim de 30% la zero la sfarsitul fazei 4 (2030). Un numar considerabil de cote gratuite vor fi alocate pentru instalatii noi si in dezvoltare.

Au fost stabilite norme mai flexibile pentru a alinia mai bine nivelul alocarii cu titlu gratuit la nivelurile de productie reale:

- Alocarile pentru instalatiile individuale pot fi ajustate anual pentru a reflecta cresteri si scaderi semnificative ale productiei. Pragul pentru ajustari a fost stabilit la 15% si va fi evaluat pe baza unei medii ample de doi ani.
- Lista instalatiilor care intra sub incidenta directivei si care sunt eligibile pentru alocarea cu titlu gratuit va fi actualizata la fiecare 5 ani.
- Cele 54 de valori de referinta care determina nivelul alocarii gratuite pentru fiecare instalatie vor fi actualizate de doua ori in faza 4 pentru a evita profiturile neasteptate si reflecta progresul din 2008.

In ansamblu, se estimeaza ca mai mult de 6 miliarde de cote vor fi alocate industriei in mod gratuit in perioada 2021-2030.

1.3.2.3. Finantarea inovarii cu emisii reduse de carbon si modernizarea sectorului energetic

Conform Directivei 410/2018, art. 10c Statul membru organizeaza o procedura de ofertare concurentiala, care sa aiba loc in una sau mai multe runde in perioada 2021-2030, pentru proiectele care presupun un quantum total al investitiilor de peste 12,5 milioane EUR, pentru a selecta investitiile care urmeaza sa fie finantate prin alocarea cu titlu gratuit. Procedura respectiva de ofertare concurentiala:

- (a) respecta principiile transparentei, nediscriminarii, egalitatii de tratament si bunei gestiuni financiare;
- (b) garanteaza ca sunt eligibile sa concureze numai proiectele care contribuie la diversificarea mixului energetic si a surselor lor de aprovizionare, la restructurarea, reabilitarea ecologica si modernizarea necesare infrastructurii, la tehnologii curate, precum tehnologiile de obtinere a energiei din surse regenerabile, sau la modernizarea sectorului de productie a energiei, precum centralele de termoficare eficiente si durabile, si a sectorului de transmisie si de distributie a energiei;
- (c) defineste criterii de selectie clare, obiective, transparente si nediscriminatorii pentru clasificarea proiectelor, astfel incat sa se asigure selectarea numai a proiectelor care:
 - (i) pe baza unei analize a raportului cost-beneficiu, asigura un castig net pozitiv in ceea ce priveste reducerea emisiilor si un nivel semnificativ prestabilit de reduceri ale emisiilor de CO₂, tinand cont de dimensiunea proiectului;
 - (ii) sunt complementare, raspund in mod clar la nevoile de inlocuire si modernizare si nu satisfac o crestere a cererii de energie determinata de piata;
 - (iii) ofera cel mai bun raport calitate-pret; si
 - (iv) nu contribuie la sau nu imbunatatesc viabilitatea financiara a productiei de energie electrica cu nivel foarte ridicat de emisii sau nu cresc dependenta de combustibili fosili cu emisii ridicate.

Pana la 30 iunie 2019, orice stat membru care intentioneaza sa faca uz de alocarea tranzitorie optionala cu titlu gratuit pentru modernizarea sectorului energetic publica un cadru national detaliat in care se stabilesc procedura de ofertare concurentiala, inclusiv numarul planificat de runde mentionat la primul paragraf, si criteriile de selectie, in vederea unei consultari publice. In cazul in care investitiile cu o valoare mai mica de 12,5 milioane EUR care urmeaza sa fie sprijinite prin alocarea cu titlu gratuit nu sunt selectate prin procedura de ofertare concurentiala mentionata la prezentul alineat, statul membru selecteaza proiectele pe baza unor criterii obiective si transparente. Rezultatele procesului de selectie fac obiectul unei consultari publice.

Pe aceasta baza, pana la 30 iunie 2019, statul membru in cauza stabileste, publicasi transmite Comisiei o lista a investitiilor. In cazul in care in aceeaasi instalatie se realizeaza mai multe investitii, acestea se evalueaza in ansamblu pentru a stabili daca se depaseste sau nu pragul de 12,5 milioane EUR, cu exceptia cazului in care investitiile respective sunt, in mod independent, viabile din punct de vedere tehnic sau financiar.

Directiva 410/2018, art. 10d Fondul pentru modernizare

Pentru perioada 2021-2030, se instituie un fond pentru a sprijini investitiile propuse de statele membre beneficiare, inclusiv finantarea proiectelor de mica anvergura, pentru modernizarea sistemelor energetice si imbunatatirea eficientei energetice din statele membre cu un PIB pe cap de locuitor la preturile pietei mai mic de 60 % din media Uniunii in 2013

Fondul pentru modernizare este finantat prin scoaterea certificatelor la licitatie, astfel cum este prevazut la articolul 10. Investitiile care beneficiaza de sprijin trebuie sa fie conforme cu obiectivele prezentei directive, precum si cu obiectivele cadrului de politici ale Uniunii privind clima si energia pentru 2030 si cu obiectivele pe termen lung exprimate in Acordul de la Paris.

Nu se acorda niciun sprijin din fondul pentru modernizare altor instalatii de productie de energie care utilizeaza combustibili solizi fosili decat centralelor de termoficare eficiente si durabile din statele membre cu un PIB pe cap de locuitor la preturile pietei sub 30% din media Uniunii in 2013, cu conditia ca un quantum de certificate de o valoare cel putin echivalenta sa se utilizeze pentru investitii in temeiul articolului 10c

Cel putin 70 % din resursele financiare din fondul pentru modernizare se utilizeaza pentru a se sprijini investitiile in productia si utilizarea energiei electrice din surse regenerabile, imbunatatirea eficientei energetice, cu exceptia eficientei energetice legate de producerea de energie cu utilizarea de combustibili fosili solizi, stocarea energiei si modernizarea retelelor energetice, inclusiv a conductelor centralelor de termoficare, retelele pentru transportul de electricitate si cresterea interconectarilor dintre statele membre, precum si pentru a sprijini o tranzitie echitabilă in regiunile dependente de emisiile de dioxid de carbon in statele membre beneficiare, astfel incat sa se sprijine realocarea, recalificarea si imbunatatirea competentelor lucratorilor, educatia, initiativele legate de cautarea unui loc de muncă start-upurile, in dialog cu partenerii sociali. Investitiile in eficienta energetică in transporturi, constructii, agriculturasi deseuri sunt si ele eligibile.

Fondul pentru modernizare functioneaza sub responsabilitatea statelor membre beneficiare. BEI se asigura ca certificatele se liciteaza in conformitate cu Directiva si este responsabila de gestionarea veniturilor. Prin Directiva, se instituie un comitet pentru investitii pentru fondul pentru modernizare. Comitetul pentru investitii se compune din cate un reprezentant al fiecarui stat membru beneficiar, al Comisiei si al BEI si din trei reprezentanti alesi de catre celelalte state membre pentru o perioada de cinci ani. El este prezidat de un reprezentant al Comisiei. Cate un reprezentant al fiecarui stat membru care nu este membru al comitetului pentru investitii poate participa in calitate de observator la reuniunile comitetului. Comitetul pentru investitii actioneaza in mod transparent.

Inainte de a decide sa finanteze o investitie din procentajul care le revine din fondul pentru modernizare, statele membre beneficiare prezinta proiectul de investitii comitetului pentru investitii si BEI. In cazul in care BEI confirma ca o investitie se incadreaza in domeniile prioritare, statul membru poate trece la finantarea proiectului de investitii din procentajul care ii revine. In cazul in care o investitie in modernizarea sistemelor energetice, care este propusa sa fie finantata din fondul pentru modernizare, nu este prioritara, comitetul pentru investitii evalueaza viabilitatea tehnica si financiara a investitiei respective, inclusiv reducerile de emisii pe care le realizeaza, si emite o recomandare privind finantarea investitiei din fondul pentru modernizare. Comitetul pentru investitii se asigura ca orice investitie legata de termoficare realizeaza o imbunatatire substantială in materie de eficienta energetica si de reducere a emisiilor. Recomandarea respectiva poate include propuneri privind instrumente de finantare adecvate. Pana la 70 % din costurile relevante ale unei investitii care nu se incadreaza in domeniile prioritare pot fi asigurate din resurse ale fondului pentru modernizare, cu conditia ca restul costurilor sa fie finantate de entitati juridice private.

In plus, prin art. 10a se instituie Fondul pentru inovare care va sprijini demonstrarea tehnologiilor inovatoare si a inovatiilor inovatoare in industrie. Valoarea fondurilor disponibile va corespunde valorii de piata de cel putin 450 de milioane de certificate de emisii.

In concluzie, mecanismele de finantare pot fi sumarizat astfel:

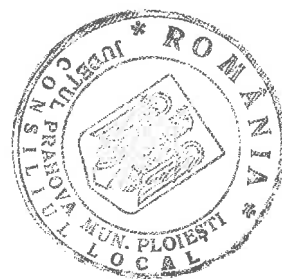


Figura 3 Mecanismele de finantare prevazute de Directiva (UE) 2018/410

1.3.3. Stabilirea si fundamentarea transferului de cote intre mecanismele prevazute de Directiva EU-ETS 2003/87/CE revizuita prin Directiva (UE) 2018/410 si a ghidurilor/instructiunilor emise de Comisia Europeana

In conformitate cu Directiva 410/2018 orice stat membru poate utiliza toata alocarea acordata cu titlu gratuit in temeiul articolului 10c alineatul (4) sau o parte din alocarea respectiva si quantumul certificatelor distribuite pentru solidaritate, dezvoltare si interconectare in cadrul Uniunii, in conformitate cu articolul 10 alineatul (2) litera (b), sau o parte din quantumul respectiv, in conformitate cu articolul 10d, pentru a sprijini investitiile din cadrul fondului pentru modernizare, contribuind astfel la cresterea resurselor distribuite statului membru respectiv. Pana la 30 septembrie 2019, statul membru in cauza notifica Comisiei quantumurile respective de certificate care urmeaza sa fie utilizate in conformitate cu articolul 10 alineatul (2) litera (b), cu articolul 10c si cu articolul 10d.

In perioada curenta, stabilirea si fundamentarea transferului de cote s-a realizat prin Hotararea nr. 1096/2013 pentru aprobarea mecanismului de alocare tranzitorie cu titlu gratuit a certificatelor de emisii de gaze cu efect de sera producatorilor de energie electrica, pentru perioada 2013-2020, inclusiv Planul national de investitii.

In conformitate cu HG 1096/2013 Ministerul Economiei, prin Departamentul pentru Energie, gestioneaza contravaloarea certificatelor de emisii de gaze cu efect de sera alocate tranzitoriu cu titlu gratuit, precum si implementarea Planului national de investitii.

Lista instalatiilor eligibile pentru alocare tranzitorie cu titlu gratuit, detinute de producatorii de energie electrica, inclusiv numarul de certificate de emisii de gaze cu efect de sera alocate tranzitoriu cu titlu gratuit, pentru perioada 2013-2020, in conditiile Deciziei Comisiei C(2012) 4564 final din 6 iulie 2012, este prevazuta in anexa nr. 1 la HG.

CertIFICATELE DE EMISII DE GAZE CU EFECT DE SERA ALOCATE TRANZITORIU CU TITLU GRATUIT SUNT EMISE IN CONTUL OPERATORULUI DIN REGISTRUL UNIC NUMAI DUPA EFECTUAREA DOVEZII PLATII CONTRAVALORII ACESTORA.

CertIFICATELE DE EMISII DE GAZE CU EFECT DE SERA ALOCATE TRANZITORIU CU TITLU GRATUIT CARE NU SE EMIT IN CONTUL OPERATORILOR PREVAZUTI IN HG SUNT LICITATE PE PLATFORMA COMUNA EEX, CONFORM ORDONANTEI DE URGENTA A GUVERNULUI NR. 115/2011 PRIVIND STABILIREA CADRULUI INSTITUTIONAL SI AUTORIZAREA GUVERNULUI. CONTRAVALOAREA CERTIFICATELOR DE EMISII DE GAZE CU EFECT DE SERA ALOCATE TRANZITORIU CU TITLU GRATUIT ESTE STABILITA UTILIZAND UN PRET DE PIATA DE REFERINTA PENTRU UN CERTIFICAT DE EMISII DE GAZE CU EFECT DE SERA PENTRU FIECARE TRANSA, IN CONDIITIILE DECIZIEI COMISIEI C (2012) 4564 FINAL DIN 6 IULIE 2012. PRETUL DE PIATA DE REFERINTA PENTRU UN CERTIFICAT DE EMISII DE GAZE CU EFECT DE SERA ESTE DETERMINAT DE DOUA ORI PE AN, LA 1 APRILIE SI 1 OCTOMBRIE.

CertIFICATELE DE EMISII DE GAZE CU EFECT DE SERA ALOCATE TRANZITORIU CU TITLU GRATUIT, EMISE IN CONTUL OPERATORULUI, POT FI UTILIZATE DE CATRE ACESTA CONFORM LEGISLATIEI DIN DOMENIUL SCHEMEI DE COMERCIALIZARE A CERTIFICATELOR DE EMISII DE GAZE CU EFECT DE SERA.

PLANUL NATIONAL DE INVESTITII CUPRINDE INVESTITII PENTRU MODERNIZAREA SECTORULUI ENERGETIC, IN CONDIITIILE DECIZIEI COMISIEI C (2012) 4564 FINAL DIN 6 IULIE 2012 SI ALE DECIZIEI COMISIEI C (2012) 8776 FINAL DIN 5 DECEMBRIE 2012. PLANUL NATIONAL DE INVESTITII ARE O VALOARE MAI MARE SAU CEL PUTIN EGALA CU CONTRAVALOAREA CERTIFICATELOR DE EMISII DE GAZE CU EFECT DE SERA ALOCATE TRANZITORIU CU TITLU GRATUIT.

FINANTAREA NERAMBURSABILA SE ACORDA NUMAI BENEFICIARILOR SI INVESTITIILOR PREVAZUTE IN PLANUL NATIONAL DE INVESTITII. INVESTITIILE FINANTATE NERAMBURSABIL TREBUIE PUSE IN FUNCTIUNE PANA CEL MAI TARZIU IN SEMESTRUL I AL ANULUI 2020. PROCESULE-VERBALE DE RECEPTIE A PUNERII IN FUNCTIUNE, PENTRU INVESTITIILE DIN PLANUL NATIONAL DE INVESTITII, TREBUIE SA CONTINA REFERIRI PRIVIND REALIZAREA INDICATORILOR TEHNICI DE PERFORMANTA. INVESTITIILE INCLUSE IN PLANUL NATIONAL DE INVESTITII PRIMESC FINANTARE NERAMBURSABILAIN PROCENT DE 25% DIN VALOAREA CHELTUIELILOR ELIGIBILE, IN BAZA UNOR CONTRACTE DE FINANTARE SI IN LIMITA FONDURILOR DISPONIBILE, IN FUNCTIE DE ORDINEA IN CARE ESTE SOLICITATASI APROBATA FINANTAREA.

FINANTAREA NERAMBURSABILA SE FACE EX-POST PE BAZA DOCUMENTELOR JUSTIFICATIVE ANEXATE CERERII DE RAMBURSARE. BENEFICIARIII INVESTITIILOR PREVAZUTE IN PLANUL NATIONAL DE INVESTITII AU OBLIGATIA SA RAPORTEZE ANUAL DEPARTAMENTULUI PENTRU ENERGIE STADIUL DERULARII INVESTITIILOR SAU INTENTIILE PRIVIND DERULAREA INVESTITIILOR, PRECUM SI REDUCEREA EMISIILOR DE DIOXID DE CARBON REALIZATA CA URMARE A PUNERII IN FUNCTIUNE A INVESTITIILOR.

LA PUNEREA IN FUNCTIUNE A UNEI INVESTITII CARE REPREZINTA O NOUA CAPACITATE DE PRODUCTIE A ENERGIEI ELECTRICE, SE SCOATE DIN FUNCTIUNE O CAPACITATE EXISTENTA ECHIVALENTA CU 25% DIN CAPACITATEA PUSAIN FUNCTIUNE, CEL MAI TARZIU IN ANUL URMATOR ANULUI PUNERII IN FUNCTIUNE A NOII CAPACITATI DE PRODUCTIE A ENERGIEI ELECTRICE.

PRECIZAM CA ACEASTA DESCRIERE SE REFERA LA APLICAREA FAZEI 3, IN ROMANIA. IN CEEA CE PRIVESTE FAZA 4 (ADICA APLICAREA DIRECTIVEI 4010/2018), ROMANIA NU A STABILIT SI FUNDAMENTAT MODUL DE REALIZARE A TRANSFERULUI DE COTE INTRE MECANISMELE PREVAZUTE IN DIRECTIVA, INSA APRECIEM CA NU VOR EXISTA DIFERENTE SEMNIFICATIVE.

1.4. Programul Termoficare Confort

GUVERNUL ROMANIEI A APROBAT, IN SEDINTA DIN 25 Iunie, printr-o Ordonanta de urgenta, Programul Termoficare, program multianual de finantare a investitiilor pentru modernizarea, reabilitarea, retehnologizarea si extinderea sau infiintarea sistemelor de alimentare centralizata cu energie termica



ale localitatilor si pentru modificarea si completarea Legii serviciilor comunitare de utilitati publice nr. 51/2006.

Este vorba de instituirea unui nou program de finantare, denumit Programul Termoficare, cu caracter multianual, prin care lucrarile de investitii sa se realizeze eficient.

Astfel, se propune extinderea finantarilor acordate, de la reabilitarea sistemelor de alimentare centralizata cu energie termica, pana la modernizarea si dezvoltarea celor existente si infiintarea altora intrucat starea tehnica a centralelor de productie a energiei termice este precara, majoritatea avand durata de viata expirata si o capacitate supradimensionata, raportat la necesarul actual de consum de energie termica.

Prin Programul Termoficare vor fi finantate lucrari de investitii, pentru modernizarea/ extinderea sau infiintarea sistemelor de alimentare centralizata cu energie termica in:

- unitatea/unitatile de productie a agentului termic;
- reseaua de transport al agentului termic primar (apa fierbinte);
- punctele de termoficare sau modulele termice la nivel de imobil, acolo unde se justifica economic;
- reseaua de distributie a apei calde si a agentului termic de incalzire.

Lucrarile de investitii din Programul Termoficare vor avea finantarea asigurata din urmatoarele surse:

- transferuri de la bugetul de stat;
- transferuri din sumele gestionate de Administratia Fondului pentru Mediu, din valorificarea la licitatie a certificatelor de emisii de gaze cu efect de sera atribuite Romaniei la nivelul Uniunii Europene, potrivit prevederilor art. 10, alin. (1) din Ordonanta de urgenta a Guvernului nr. 115/2011 privind stabilirea cadrului institutional si autorizarea Guvernului, prin Ministerul Finantelor Publice, de a scoate la licitatie certificatele de emisii de gaze cu efect de sera atribuite Romaniei la nivelul Uniunii Europene; valoarea sumelor transferate de la Administratia Fondului pentru Mediu este de 400 de milioane de lei, fiind fundamentata pe disponibilul declarat in luna februarie 2019;
- bugetele locale.

Sumele vor fi alocate in baza evaluarii indeplinirii conditiilor de conformitate si eligibilitate a proiectelor care vor fi depuse de unitatile administrativ-teritoriale interesate sa participe la Program, iar proiectele depuse vor fi ierarhizate in baza urmatoarelor criterii:

- intre 0 si 40 de puncte, in functie de economia de energie/reducerea emisiilor de gaze cu efect de sera realizata ca urmare a implementarii proiectului, exprimata in tone de echivalent petrol/an si tone de dioxid de carbon echivalent /an;
- intre 0 si 20 de puncte, raportat la eficienta investitiei, respectiv raportul intre valoarea totala a investitiei si economia de energie/reducerea emisiilor de gaze cu efect de sera obtinuta prin exploatarea instalatiilor realizate in cadrul proiectului pe durata de recuperare a investitiei, exprimata in lei/tona de echivalent petrol si lei/tona de dioxid de carbon echivalent;
- intre 0 si 20 de puncte, corespunzatoare ratei de bransare la sistemul centralizat de termoficare (numarul actual de apartamente bransate/numarul de apartamente bransate initial).

- între 0 și 20 de puncte, raportat la capacitatea financiară a unității administrativ - teritoriale beneficiare, calculată potrivit formulei prevăzute la art. 33, alin. (2), lit. a) din Legea nr. 273/2006 privind finanțele publice locale, cu modificările și completările ulterioare.

Intrucât unele unități administrativ-teritoriale care au beneficiat de finanțare în cadrul programului "Termoficare 2006-2020 calduri confort" au programat investiții în derulare, prin proiectul de act normativ se prevede că, în cadrul noului program, vor fi continuate investițiile în curs.

În prezent, Programul "Termoficare 2006-2020 calduri confort" este finanțat anual, ceea ce presupune o activitate de analiză, evaluare a proiectelor și, mai ales, încheierea contractelor de finanțare în fiecare an calendaristic, fără asigurarea unei predictibilități a finalizării investițiilor.

1.5. Parteneriat public – privat (PPP)

1.5.1. Prevederi legale PPP

În România, parteneriat public-privat – PPP este reglementat prin OUG nr. 39/2018 privind PPP. Astfel, conform ordonanței, 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.

PPP 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, ținând cont de sustenabilitatea proiectului. Sustenabilitatea proiectului reprezintă posibilitatea generică a proiectului de a mobiliza resursele financiare necesare acoperirii costurilor.

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.

Durata contractului de parteneriat public-privat se stabilește, în principal, în funcție de perioada de amortizare a investițiilor ce urmează să fie realizate de către societatea de proiect și în funcție de modalitatea de finanțare a acestor investiții.

1.5.2. Aplicabilitate

Organizatia pentru Cooperare si Dezvoltare Economica (OCDE) defineste parteneriatele public-privat ca fiind „angajamente contractuale pe termen lung intre guvern si un partener privat, in temeiul carora acesta din urma presteaza si finanteaza servicii publice utilizand un activ fix, cu partajarea riscurilor asociate”. Conform acestei definitii vaste, parteneriatele public-privat pot fi concepute pentru a indeplini o gama larga de obiective in diverse sectoare si pot fi structurate sub diferite abordari.

Parteneriatele public-privat nu difera, ca natura si rezultatele pe care le produc, de proiectele atribuite in mod traditional, insa prezinta unele diferente in ceea ce priveste gestionarea proiectelor si a contractelor rezultate. Principala diferenta dintre parteneriatele public-privat si proiectele traditionale consta in faptul ca, in primul caz, riscurile sunt partajate intre partenerul public si cel privat. In principiu, riscurile aferente unui proiect realizat in cadrul unui parteneriat public-privat ar trebui alocate partii care este cea mai in masura sa le gestioneze, scopul fiind acela de a obtine un echilibru optim intre transferul riscurilor si compensatia acordata partii care isi asuma riscurile respective. Partenerul privat raspunde adesea de riscurile legate de proiectarea, constructia, finantarea, gestionarea si mentenanta infrastructurii in cauza, in timp ce partenerul public isi asuma, de regula, riscuri la nivel de reglementare sau de politica.

Cea mai frecventa forma de parteneriat public-privat este contractul de tipul „proiectare – construire – finantare – operare” (*Design-Build-Finance-Operate – DBFO*). In cadrul unui astfel de contract, toate etapele unui proiect sunt incredintate partenerului din sectorul privat, incepand cu faza de concepie pana la constructia, gestionarea si mentenanta infrastructurii, inclusiv mobilizarea de fonduri. Aceasta perspectiva pe termen lung este cunoscuta sub denumirea de „abordare bazata pe toata durata de viata”.

Acest model investitional va imbraca forma juridica a parteneriatului-public privat, intrucat finantarea investitiei se va realiza din fondurile partenerului privat. Asadar, legea aplicabila acestui model investitional este OUG nr. 39/2018, iar atribuirea contractului va fi realizata fie prin achizitie publica, fie prin concesiune, in functie de modalitatea de repartizare a riscului de operare.

In cadrul acestui model investitional, proiectul va fi derulat prin intermediul unei societati de proiect, iar nu direct de catre partenerul privat. Societatea de proiect poate avea capital integral privat sau poate avea capital mixt, privat si public, in ipoteza in care se va incheia un parteneriat institutional.

1.5.3. Pro & Cons

Parteneriatele public-privat sunt implementate in principal pentru a se obtine unele beneficii potentiale care nu pot fi obtinute prin procedurile traditionale de achizitii. Printre aceste beneficii se numara:

- concretizarea mai rapida a unui program de investitii planificate, intrucat parteneriatele public-privat pot pune la dispozitie o finantare suplimentara semnificativa, complementara pachetelor bugetare traditionale;
- posibilitatea unor castiguri de eficienta in ceea ce priveste implementarea proiectelor prin faptul ca acestea pot fi finalizate mai rapid;
- posibilitatea partajarii riscurilor cu partenerul privat si optimizarea costurilor pe toata durata de viata a proiectelor;
- posibilitatea asigurarii unui nivel mai bun privind serviciile si mentenanta fata de cel asigurat de proiectele traditionale, gratie acestei abordari bazate pe toata durata de viata;

- posibilitatea combinării expertizei din sectorul public cu cea din sectorul privat în cel mai eficient mod cu putință, în vederea realizării unei evaluări aprofundate a proiectelor și în vederea optimizării amplitudinii acestora.

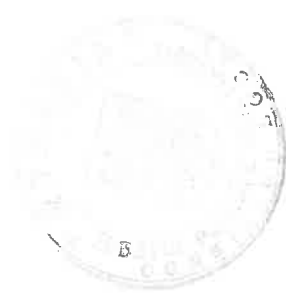
Proiectele de parteneriat public-privat care combină fonduri UE cu resurse financiare private sunt denumite parteneriate public-privat cu finanțare mixtă. Prin includerea de fonduri UE într-un astfel de parteneriat, proiectul poate fi astfel mai accesibil din punct de vedere financiar pentru sectorul public ca urmare a diminuării nivelurilor de finanțare necesare.

Cu toate acestea printr-un raport al Curții Europene de Conturi s-au identificat o serie de lipsuri și s-au formulat recomandări, după cum urmează:

- este necesară îmbunătățirea cadrului juridic și instituțional pentru gestionarea unor astfel de proiecte.
- trebuie să se identifice și să propună dispoziții contractuale standard care să limiteze posibilele costuri suplimentare care trebuie plătite de partenerul public;
- autoritățile ar trebui să evalueze orice renegociere anticipată a contractului pentru a se asigura că eventualele costuri rezultate care trebuie suportate de partenerul public sunt justificate în mod corespunzător și sunt în conformitate cu principiile optimizării resurselor.
- autoritățile ar trebui să își fundamenteze alegerea de a utiliza parteneriate public-privat pe analize comparative temeinice, precum și pe abordări adecvate care să asigure faptul că această opțiune este selectată numai dacă se dovedește a avea cel mai bun raport costuri-beneficii chiar și în condițiile unor scenarii pesimiste;
- autoritățile ar trebui să stabilească politici și strategii clare în materie de parteneriate public-privat, care să identifice în mod clar rolul pe care acestea din urmă ar trebui să îl joace în cadrul politicilor naționale de investiții în infrastructură, cu scopul de a identifica sectoarele în care aceste parteneriate public-privat sunt soluția cea mai adecvată;
- trebuie să existe o corelare a sprijinului din partea UE pentru proiectele de parteneriat public-privat justificată de considerente ce țin de raportul costuri-beneficii;
- ar trebui să se îmbunătățească transparența prin publicarea în mod periodic a unor liste cu proiectele implementate în parteneriat public-privat, liste care să includă date suficiente și pertinente cu privire la activele finanțate, la angajamentele viitoare și la tratamentul lor în bilanțul contabil, asigurând în același timp protecția datelor confidențiale și sensibile din punct de vedere comercial;
- sunt necesare măsuri de simplificarea normelor și a procedurilor relevante ale programelor UE care vin în completarea PPP.

Tabel 6 Parteneriatele public-privat realizate cu sprijinul UE în perioada 2000-2014, mil. euro

Tara	Numarul de proiecte	Costul total	Contributia UE	Procent din contributia UE
Grecia	8	6.806	3.301	58,53 %
Portugalia	3	2.379	564	10,00 %
Franta	21	9.856	324	5,74 %



Spania	4	2.422	311	5,51 %
Polonia	4	388	272	4,82 %
Germania	14	2.147	254	4,50 %
Italia	6	553	210	3,72 %
Regatul Unit	3	2 212	110	1,95 %
Belgia	2	686	101	1,79 %
Irlanda	3	1.286	81	1,44 %
Lituania	3	99	40	0,71 %
Slovenia	10	52	36	0,64 %
Croatia	1	331	20	0,35 %
Malta	1	21	12	0,21 %
Estonia	1	4	4	0,07 %
Total general	84	29.242	5.640	100,00 %

Sursa: Tabel întocmit de Curtea de Conturi Europeană, pe baza datelor furnizate de Comisie, de către statele membre selectate. Sursele contribuției din partea UE sunt următoarele: FEDR, Fondul de coeziune, Fondul Marguerite, LGTT și JESSICA. Pentru 13 state membre, nu a existat sprijin din partea UE pentru parteneriate public-privat.

1.5.4. Tendințe – studii de caz soluții WASTE TO ENERGY

Incinerarea este o metodă de eliminare a deșeurilor prin arderea lor. Este una din metodele de tratare termică a deșeurilor. În urma incinerării se obțin căldură, gaze, abur și cenă. Incinerarea poate fi practică în instalații mici, individuale sau la scară industrială. Pot fi incinerate atât deșeurile solide, cât și cele lichide sau gazoase.

Metoda este preferată în locurile unde nu se dispune de teren pentru rampe și la eliminarea anumitor deșeurilor periculoase, cum sunt cele biologice provenite din activități medicale, însă la nivel industrial este controversată, din cauza poluanților gazoși, în special dioxine (dibenzodioxine policlorinate — PCDD și benzofurani policlorinați — PCDF) produși prin ardere.

Instalațiile de incinerare sunt cuptoare prevăzute cu focare cu gratar cu împingere directă sau rasturnată, cuptoare rotative, cuptoare verticale, focare cu ardere în strat fluidizat sau cu ardere în suspensie. Ele pot trata (arde) deșeurile cu putere calorifică mică, de doar 10 MJ/kg. În ultima perioadă se discută despre co-incinerarea deșeurilor. În acest caz deșeurile sunt arse în focarele marilor cazane energetice sau în cuptoarele de ciment, în amestec cu combustibilul uzual al acestora.

Ponderele deșeurilor în amestecul combustibil este de cca. 10%. Termenul de „co-incinerare” se aplică în cazul în care arderea amestecului combustibil care conține și deșeurile nu deturneză instalația de ardere de la utilizarea sa obișnuită.

Din informatiile disponibile, Consultantul a sintetizat 2 studii de caz privind Instalatiile de Valorificare Energetica. Principalele caracteristici ce au putut fi extrase, sunt prezentate mai jos:

Tabel 7 Informatii relevante Caz 1 - Suedia

Informatii relevante Caz 1 - Suedia	Valori
categoriile deseuri / combustibil acceptate	deseuri municipale - MSW, deseuri industriale - CIW, RDF, deseuri lemnoase (pt. pornire) BIO - combustibil
cantitate deșeu/alt combustibil	480.000 tpa de MSW sortat și CIW transf. în RDF pe santier
calitatea combustibil	Umezeala nominală (interval):
(grad uscare dacă este cazul, respectiv dacă sunt disponibile facilitati necesare pentru a atinge gradul de uscare)	RDF: 41,8 (18 - 47) Lemn reciclat: 30 (20 - 40) BIO - combustibil: 45 (25 - 55)
energie rezultata	electrică: 50 MWe termică: 100 MWt de la condensatorul turbinei 30 MWth de la condensatorul gazelor de ardere

Tabel 8 Informatii relevante Caz 1 - Suedia

Informatii relevante Caz 2 – Marea Britanie și Irlanda	Valori
categoriile deseuri / combustibil acceptate	Slam, lemn Lemn demolari, scoarta Lemn reciclat, aschii de lemn Turba MSW, CIW Scoarta, rumegus
cantitate deșeu/alt combustibil	350.000 tpa
calitatea combustibil	-
(grad uscare dacă este cazul, respectiv dacă sunt disponibile facilitati necesare pentru a atinge gradul de uscare)	
energie rezultata	electrică: 1,8 MWe termică: 700 MWt

În Europa soluțiile de acest tip prezintă o serie de avantaje, precum:

- Disponibilitate ridicată a deșeurilor locale netratate și import de RDF, până la 88-90%.
- Costurile de întreținere sunt prognozate a fi mai mici.

- Eficienta semnificativ mai mare a productiei de energie, intre 30-32%.
- Cantitate mai mica de CO₂/MWh si venituri mai mari din energie.
- Pierderi minime de combustibil la pregatirea combustibilului.
- Consumabile reduse – emisii foarte mici de CO, NO_x si SO₂.

Consideram ca pentru Municipiul Ploiesti trebuie investigata optiunea arderii de deseuri si din alte judete, asa incat sa poata fi valorificata la maximum o astfel de solutie. Ca prim pas in acest demers, trebuie revazute Planurile Judetene de Gestionare a deeurilor, actualizata situatia prin re-evaluarea cantitatilor si efectuata o analiza de optiuni in cadrul unui Studiu de Fezabilitate. Daca exista interes din partea factorilor decidenti, este necesara si o analiza a cadrului institutional, mai ales daca aria de acoperire a unui astfel de proiect se intinde pe mai multe judete.

2. Revizie la analiza tehnica

2.1. Indicatori de sustenabilitate

Pentru finantarea oricarei lucrari de investitie privind inlocuirea / reabilitarea /modernizarea oricarei parti componente a SACET: surse de productie a energiei termice, retele termice primare si secundare, este necesar a se respecta anumiti indicatori de sustenabilitate.

Din punct de vedere al surselor, in strategie s-au analizat mai multe solutii de echipare pe termen scurt si termen lung, stabilindu-se investitiile necesare, tinand cont de cel mai bun raport calitate - pret. Dimensionarea surselor a tinut seama de necesitatea acoperirii curbei clasate de consum anual de energie termica pe intreaga perioada de analiza, respectiv de 20 de ani, in conditiile in care productia de energie termica se reduce anual prin implementarea masurilor de economisire a energiei termice stabilite prin Directiva 2012/27/CE. Investitiile in sursele de productie a energiei termice contribuie la realizarea indicatorilor de sustenabilitate SACET asa cum acestia au fost definiti in Directiva 2012/27/CE, si anume: randamentul global sa fie mai mare de 70%, iar economia de energie primara/combustibil trebuie sa fie de minimum 10%.

Sursele existente asigura la limita aceste cerinte, dar au durata de viata foarte mare (peste 50 de ani) si prin urmare prezinta uzura morala ridicata. In prezent exista tehnologii de productie a energiei in cogenerare cu eficienta mult mai ridicata. Solutiile propuse in cadrul acestei Strategii spre a fi instalate si puse in functiune pana in anul 2024 au randamente peste 84%, iar economia de energie primara va fi peste 20-26%. Proiectele privind sursele de productie a energiei termice, valoarea investitiilor, efectele tehnice si financiare a acestora sunt prezentate in fisele de proiect nr.1.1, 1.2, 2.1, 2.2, 2.3 si 3.

2.1.1. Rata de bransare

Indicatorii de sustenabilitate din punctul de vedere al retelelor termice sunt:

a) Nivelul pierderilor de energie termica

Retelele termice se considera ca fiind sustenabile daca pierderile de caldura sunt de maxim 15%. In respectarea acestui parametru trebuie avute in vedere intinderea retelelor si diametrul conductelor.

Exista cazuri cand, procentual, pierderea este mai mare de 15%, insa in valoare absoluta, acestea sunt la nivelul pierderilor teoretice. Aceasta situatie este posibila in cazul unui consum redus de energie termica, deci supradimensionarea conductelor, precum si in cazul unei lungimi mari de conducte termice pentru alimentarea consumatorilor.

b) Rata de bransare

1. Rata de bransare la nivelul retelelor termice

Rata de bransare reprezinta numarul de consumatori care in prezent sunt racordati la retelele termice primare si secundare, raportat la numarul de consumatori initial racordati. Rata de bransare este afectata de debransare a consumatorilor, fenomen temperat in cazul SACET Ploiesti.

Rata de bransare se va calcula/stabili pentru consumatorii casnici (apartamente) si per total pentru consumatori casnici si noncasnici, la nivelul fiecarui punct termic si modul termic, precum si la nivelul fiecarei magistrale si total SACET.

Calcululele vor fi actualizate la nivelul realizarilor din anul 2018. Pentru stabilirea influentei consumatorilor non-casnici asupra ratei de bransare, consumul aferent acestora se asimileaza unui numar de apartamente echivalente. Numarul de apartamente echivalente se stabileste prin impartirea consumului realizat de catre fiecare consumator non-casnic, la consumul mediu anual de energie termica realizat la nivel de apartament. Consumul mediu anual la nivel de apartament realizat in anul 2018 a fost de 6,92 Gcal/an.

Rezultatul calculelor este prezentat in continuare:

Tabel 9 Rate de bransare pe magistrala I

Punct termic	Nr. apt. bransate in prezent	Nr. apt. bransate initial	Grad de bransare consumatori casnici (%)	Consum en. termica consum. non-casnici Gcal/an	Nr. apt. Echiv.	Grad de bransare total (cons. Casnici si non-casnici) (%)
PT 4 NORD	1.134	1380	82,17%	283,41	41	82,69%
PT 5 NORD	759	927	81,88%	186,67	27	82,39%
PT 6 NORD	799	950	84,11%	0	0	84,11%
PT 7 NORD	1.229	1460	84,18%	20,66	3	84,21%
PT 8 NORD	442	568	77,82%	940,25	136	82,10%
PT 9 NORD	602	680	88,53%	39,57	6	88,63%
PT 10 NORD	636	760	83,68%	2,18	0	83,69%
PT 1 VEST	1.067	1184	90,12%	238,54	34	90,40%
PT 2 VEST	967	1194	80,99%	38,68	6	81,08%
PT 3 VEST	784	1015	77,24%	0,84	0	77,24%
PT 4 VEST	800	890	89,89%	197,96	29	90,20%



PT 5 VEST	531	674	78,78%	970,25	140	82,44%
PT 7 VEST	829	904	91,70%	278,83	40	92,06%
PT 14 VEST	698	876	79,68%	0	0	79,68%
PT 17 VEST	473	556	85,07%	0	0	85,07%
PT 7 MALU ROSU	681	862	79,00%	501,31	72	80,63%
PT 10 MALU ROSU	957	1159	82,57%	0	0	82,57%
PT 8-23 AUGUST	164	211	77,73%	8,50	1	77,85%
PT 22 VEST	919	1160	79,22%	31,23	5	79,30%
SPIT. JUDETEAN PLOIESTI	0	0	0	209,08	30	100,00%
Baza Sportiva Conpet II Ploiesti	0	0	0	201,73	29	100,00%
Modul Scoala Ienachita Vacarescu	0	0	0	127,82	18	100,00%
Modul Confectia Vest	0	0	0	63,73	9	100,00%
Modul Bloc Calarasi 5A	19	19	100,00%	0	0	100,00%
Total mag.I Vest	15.865	19.027	83,38%	5.735,00	829	84,08%

Tabel 10 Rate de bransare pe magistrala II

2. Rata de bransare Magistrala II Sud

Punct termic	Nr. apt. bransate in prezent	Nr.apt. bransate initial	Grad de bransare consumatori casnici (%)	Consum en.termica consum. non-casnici Gcal/an	Nr. apt. Echiv.	Grad de bransare total (cons. Casnici si non-casnici) (%)
PT 1 - 9 MAI	414	473	87,53%	37,02	5	87,67%
PT 2 - 9 MAI	844	1026	82,26%	311,40	45	83,01%
PT 3 - 9 MAI	1.167	1.306	89,36%	21,20	3	89,38%
4 - 9 MAI	1.039	1.218	85,30%	180,36	26	85,61%
5 - 9 MAI	578	677	85,38%	32,18	5	85,48%
Locomotiva	81	94	86,17%	109,57	16	88,16%
1 Calea Bucuresti	970	1.086	89,32%	368,37	53	89,82%
2 Calea Bucuresti	1.345	1.520	88,49%	54,98	8	88,55%

Bloc 32D	20	20	100,00%	0	0	100,00%
Bloc 32E	20	20	100,00%	0	0	100,00%
Bloc 32C	20	20	100,00%	0	0	100,00%
Bloc 32B	20	20	100,00%	0	0	100,00%
Bloc 30A	20	20	100,00%	0	0	100,00%
Bloc 30B	20	20	100,00%	0	0	100,00%
Bloc 30C	20	20	100,00%	0	0	100,00%
Bloc 30D	20	20	100,00%	0	0	100,00%
Bloc CFR	12	12	100,00%	0	0	100,00%
Bloc 30F	20	20	100,00%	0	0	100,00%
Bloc 30G	20	20	100,00%	0	0	100,00%
Bloc 30E	20	20	100,00%	0	0	100,00%
Bloc 32A	20	20	100,00%	0	0	100,00%
Total magistrala II SUD	6.690	7.652	87,43%	1.157,07	167	87,70%

Tabel 11 Rata de bransare magistrala III

3. Rata de bransare magistrala III Vest

Punct termic	Nr. apt. bransate in prezent	Nr.apt. bransate initial	Grad de bransare consumatori casnici (%)	Consum en.termica consum. non-casnici Gcal/an	Nr. apt. Echiv.	Grad de bransare total (cons. Casnici si non-casnici) (%)
Centrul Militar Zonal	0	0	0	435,41	63	100,00%
PT 15 Cring	66	114	57,89%	0	0	57,89%
PT 50C	40	40	100,00%	13,74	2	100,00%
2 republicii	1.058	1.167	90,66%	839,61	121	91,54%
Spitalul de boli infectioase	0	0	0	291,80	42	100,00%
4 republicii	228	272	83,82%	0	0	83,82%
5 republicii	568	665	85,41%	15,47	2	85,46%
6 republicii	530	660	80,30%	24,85	4	80,41%
7 republicii	1.281	1.510	84,83%	176,98	26	85,09%

12 republicii	465	608	76,48%	248,09	36	77,79%
PT6 VEST	985	1030	95,63%	3,84	1	95,63%
PT 15 VEST	490	538	91,08%	0	0	91,08%
PT 8 - VEST	1.030	1.176	87,59%	0	0	87,59%
PT 9 - VEST	1.265	1.404	90,10%	391,80	57	90,48%
PT 10 - VEST	1.159	1.422	81,50%	220,86	32	81,91%
PT 11 - VEST	1.219	1.547	78,80%	54,98	8	78,91%
PT 12 VEST	392	432	90,74%	15,27	2	90,79%
PT 5 MALU ROSU	744	1.005	74,03%	54,79	8	74,23%
PT 6 MALU ROSU	976	1.204	81,06%	0	0	81,06%
PT 1 MALU ROSU	1.521	1.788	85,07%	328,33	47	85,45%
PT 2 MALU ROSU	825	986	83,67%	594,81	86	84,98%
PT 3 MALU ROSU	1.116	1.308	85,32%	258,17	37	85,73%
PT 4 MALU ROSU	453	598	75,75%	319,64	46	77,49%
PT 8 MALU ROSU	1.118	1.280	87,34%	45,94	7	87,41%
PT 16 MALU ROSU	870	977	89,05%	136,24	20	89,26%
PT 17 MALU ROSU	290	320	90,63%	0	0	90,63%
PT 18 MALU ROSU	711	784	90,69%	173,13	25	90,98%
PT 11 MALU ROSU	0	0	0	1.988,62	287	100,00%
PT 12 Cring	0	0	0	339,17	49	100,00%
Total mag,III VEST	19.400	22.835	84,96%	6.971,53	1.007	85,59%

Tabel 12 Rata de bransare pe magistrala IV

4. Rata de bransare magistrala IV Centru

Punct termic	Nr. apt. bransate in prezent	Nr.apt. bransate initial	Grad de bransare consumatori casnici (%)	Consum en.termica consum. non-casnici Gcal/an	Nr. apt. Echiv.	Grad de bransare total (cons. Casnici si non-casnici) (%)
8 republicii	471	549	85,79%	138,32	20	86,29%
11 republicii	497	640	77,66%	225,69	33	78,74%
PT 1 23 AUGUST	638	761	83,84%	197,08	28	84,42%



13 DEMOCRATIEI	127	180	70,56%	495,83	72	78,94%
16 DEMOCRATIEI	296	363	81,54%	984,32	142	86,74%
18 Democratiei	902	992	90,93%	748,99	108	91,82%
1 CENTRU	347	466	74,46%	743,90	108	79,25%
PT 2 CENTRU	575	638	90,13%	403,81	58	90,95%
PT 3 CENTRU	449	515	87,18%	597,62	86	89,02%
PT 4 - CENTRU	446	564	79,08%	629,44	91	81,98%
PT 13 CENTRU	221	272	81,25%	997,87	144	87,75%
PT 12-23 AUGUST	696	855	81,40%	595,04	86	83,10%
PT 8 CENTRU	226	250	90,40%	81,78	12	90,83%
9 CENTRU	145	164	88,41%	197,29	29	90,13%
7 CENTRU	0	0	0,00%	2.458,46	355	100,00%
UZUC	333	342	97,37%	0,58	0	97,37%
3 SUD	372	421	88,36%	342,70	50	89,59%
Serviciul Public Finante Locale	0	0	0,00%	76,42	11	100,00%
5 SUD	600	788	76,14%	18,40	3	76,22%
14 Democratiei	666	798	83,46%	167,10	24	83,94%
PT 11 CENTRU	289	396	72,98%	628,52	91	78,02%
CN MIHAI VITEAZUL PLOIESTI	0	0	0,00%	674,87	98	100,00%
SPITALUL DE PEDIATRIE PLOIESTI policlinica	0	0	0,00%	94,72	14	100,00%
PT 12 Centru	52	146	35,62%	5,02	1	35,93%
A.D.P.P.	0	0	0,00%	70,69	10	100,00%
Inspectoratul Teritorial de Munca Prahova	0	0	0,00%	101,69	15	100,00%
Liceul Teoretic Alexandru Icuza	0	0	0,00%	340,59	49	100,00%
Scoala nr. 14 Sf. Vasile	0	0	0,00%	282,10	41	100,00%
SPIT.PEDIATRIE PL	0	0	0,00%	322,48	47	100,00%
Liceul de Arta	0	0	0,00%	688,24	99	100,00%
CN I.L. Caragiale	0	0	0,00%	817,05	118	100,00%



Gradinita cu Program Normal „Crai Nou”	0	0	0,00%	46,47	7	100,00%
Bloc Urban	39	39	100,00%	75,49	11	100,00%
Modul Radu Stanian	0	0	0,00%	188,33	27	100,00%
Modul Cantacuzino nr 26	16	20	80,00%		0	80,00%
SPFL Arhiva	0	0	0,00%	6,58	1	100,00%
ASSC	0	0	0,00%	932,15	135	100,00%
Modul casa sindicatelor	0	0	0,00%	170,20	25	100,00%
Total Magistrala IV Centru	8.403	10.159	82,71%	15.545,818	2.247	85,84%

Tabel 13 Rata de bransare pe magistrala V

6. Rata de bransare magistrala V Mihai Bravu

Punct termic	Nr. apt. bransate in prezent	Nr.apt. bransate initial	Grad de bransare consumatori casnici (%)	Consum en.termica consum. non-casnici Gcal/an	Nr. apt. Echiv.	Grad de bransare total (cons. Casnici si non-casnici) (%)
1 MIHAI BRAVU	881	1.070	82,34%	20,39	3	82,38%
2 MIHAI BRAVU	554	675	82,07%	106,54	15	82,47%
3 MIHAI BRAVU	801	925	86,59%	0,00	0	86,59%
5 MIHAI BRAVU	74	120	61,67%	0,00	0	61,67%
5 DEMOCRATIEI	441	532	82,89%	5,08	1	82,92%
7 DEMOCRATIEI	277	336	82,44%	275,98	40	84,30%
CAMIN FETE VIRGIL MAGEARU	0	0	0,00%	269,42	39	100,00%
Total magistrala V Mihai Bravu	3.028	3.658	82,78%	677	98	83,23%

Tabel 14 Rata de bransare pe magistrala VI

Rata de bransare magistrala VI Vest

Punct termic	Nr. apt. bransate in prezent	Nr.apt. bransate initial	Grad de bransare consumatori casnici (%)	Consum en.termica consum. non-casnici	Nr. apt. Echiv.	Grad de bransare total (cons. Casnici si non-casnici)
--------------	------------------------------------	--------------------------------	---	--	--------------------	--

				Gcal/an		(%)
PT 6 - 9 MAI	360	691	52,10%	15,37	2	52,25%
PT 2-23 AUGUST	421	769	54,75%	0,46	0	54,75%
S.C.M Confectia Cioceanu	0	0	0	85,10	12	100,00%
Total magistrala VI Vest	781	1.460	53,49%	101	15	53,95%

Din tabelele de mai sus rezulta ca cele mai scazute rate de bransare s-au realizat la PT 12 Centru (35,93%), PT 6-9Mai (52,25%), PT 2-23 August (54,75%) si PT 15 Cring (57,89%). Restul punctelor termice si module, care au retele termice secundare, au rate de bransare mari, cuprinse intre 74% si 100%. Se poate concluda ca nu este sustenabil punctul termic PT 12 Centru unde nu este oportuna reabilitarea retelelor termice secundare si nici racordul lui la reseaua primara, formata din conducte cu diametrul nominal de 100 mm si lungime de 240 m.

Intreaga magistrala VI are o sustenabilitate scazuta, rata de bransare fiind de 53,49% in cazul consumatorilor casnici si total 53,95%. Consumul non-casnic este redus, desi lungimea traseelor de retele secundare aferente celor 2 puncte termice sunt de 3.073 m (12.013 m de conducta), cu pierderi de energie termica de 1825 Gcal/an.

In plus pentru alimentarea consumatorilor precizati in tabelul 6 de mai sus, conductele primare de alimentate incepand cu pct 279 din Anexa 3, magistrala VI, pana la cele 2 punctele termice si modulul termic S.C.M Confectia Cioceanu, sunt in lungime de 6714 m, cu diametrul intre 600mm si 40mm. Pierderile in aceste conducte sunt de circa 7.580 Gcal/an. Insumand pierderile din retelele secundare si cele primare pe magistrala VI, acestea ajung la 9.405 Gcal/an, adica aproximativ la nivelul consumului anual, deci procentual pierderile sunt de 100%.

Avand in vedere cele de mai sus, nu se justifica reabilitari pentru retele primare si secundare aferente acelor PT unde rezulta ca nu sunt sustenabile. Sumarizand calculele la nivelul magistralelor, situatia se prezinta astfel:

Tabel 15 Rate de bransare pe total magistrale

Magistrala	Nr.ap. bransate in prezent	Nr.ap. bransate initial	Grad de bransare consumatori casnici (%)	Consum en.termica consumatori non-casnici Gcal/an	Nr. aparta mente echivalente	Grad de bransare total(cons. Casnici si non-casnici) (%)
Magistrala I	15.865	19.027	83,38%	5.735	829	84,08%
Magistrala II	6.690	7.652	87,43%	1.157	167	87,70%
Magistrala III	19.400	22.835	84,96%	6.973	1.007	85,59%
Magistrala IV	8.403	10.159	82,71%	5.735	829	84,02%
Magistrala V	3.028	3.658	82,78%	15.546	2.247	89,33%

Magistrala VI	781	1.460	53,49%	101	15	53,97%
Total SACET	54.167	64.791	83,60%	35.247	5.093	84,80%

Grafic - rata de bransare pe magistrale se prezinta astfel:

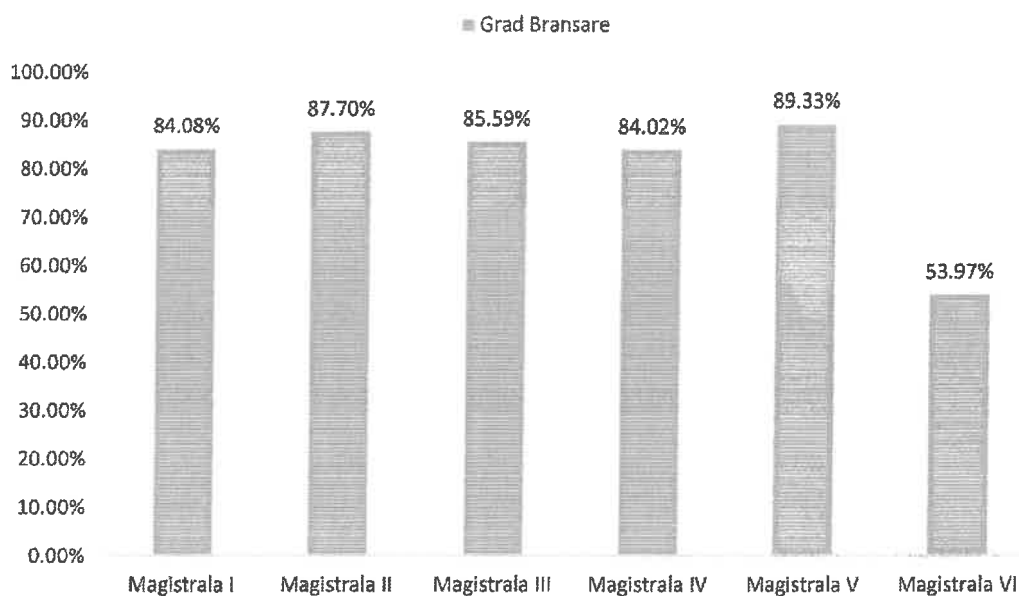


Figura 4 Evolutia ratei de bransare

Din cele de mai sus, cu exceptia magistralei VI pe care se realizeaza o rata de bransare la limita sustenabilitatii, pe celelalte magistrale rata de bransare este cuprinsa intre 84,2% si 89,33%, ceea ce arata ca SACET Ploiesti din punct de vedere, al ratei de bransare este sustenabila, justificandu-se efectuarea investitiilor.

Rata de bransare la nivel de CT-uri

Pe baza realizarilor din anul 2018, rata de bransare la centralele termice se prezinta astfel:

Tabel 16 Rata de bransare la nivel de CT-uri

Centrala termica(CT)	Nr.ap. bransate in prezent	Nr.ap. bransate initial	Grad de bransare consumatori casnici (%)	Consum en.termica consumatori non-casnici	Nr. apartamente echivalente	Grad de bransare total (cons. Casnici si non-casnici) (%)

CT Bucov	279	320	87.19%	87.07	13	87.67%
CT 23 August	140	146	95.89%	0	0	95.89%
Total CT-uri	419	466	90%	87.07	13	90.18%

Rata de bransare la centralele termice este mare, deci arata ca acestea sunt sustenabile. Marimea consumului (2.990 Gcal/an) nu justifica o investitie pentru realizarea unor surse de cogenerare in aceste centrale termice.

2.1.2. Intensitatea termica

Intensitatea termica reprezinta cantitatea de energie termica vanduta, raportata la lungimea de traseu a retelelor termice primare si secundare.

Intensitatea termica depinde de urmasorii factori:

- Conceptia retelei termice de termoficare;
- Densitatea consumatorilor si tipul constructiilor (blocuri cu un numar mai mare sau mai mic de scari si nivele, institutii publice, etc.) ce au fost alimentate din retea in zonele in care s-a realizat reteaua de termoficare;
- Debransarea consumatorilor, in general din lipsa recirculatiei apei calde de consum si a posibilitatilor reale de reglaj a consumului de energie termica pentru incalzire, astfel incat calitatea serviciului de alimentare cu energie termica in sistem centralizat nu a satisfacut cerintele consumatorilor.

In aprecierea sustenabilitatii sistemului de termoficare din punct de vedere al intensitatii termice, aceasta se calculeaza pentru lungimea traseului total al retelelor termice, adica retele termice primare si secundare. Totusi, pentru a putea constata cu usurinta care dintre sistemele de conduce (primare sau secundare) influenteaza mai mult marimea intensitatii termice, aceasta s-a calculat pentru fiecare punct termic, magistrala si total sistem de retele termice, raportat la lungimi de trasee retele primare, secundare si total sistem.

In continuare se prezinta rezultatul calculelor intocmite in baza realizarilor din anul 2018:

Tabel 17 Intensitate termica magistrala I VEST

Punct /Modul termic	Cantitate en.termica vanduta (Gcal/an)	Lungime retea primara (KM traseu)	Lungime retea secundara (Km traseu)	Total lungime retea (km traseu)	Intensitate termica retele primare (Tcal/km)	Intensitate termica retele termice secundare (Tcal/km)	Intensitate termica retele termice primare si secundare (Tcal/km)
PT 1 NORD	6.825	0,987	1,436	2,423	6,91	4,75	2,82
PT 2 NORD	4.641	0,987	1,357	2,344	4,70	3,42	1,98



PT 4 NORD	8.761	0,987	1,890	2,877	8,88	4,64	3,05
PT 5 NORD	4.381	0,987	0,658	1,645	4,44	6,66	2,66
PT 6 NORD	5.623	0,987	1,202	2,189	5,70	4,68	2,57
PT 7 NORD	8.142	0,987	1,617	2,604	8,25	5,04	3,13
PT 8 NORD	3.877	0,987	1,344	2,331	3,93	2,88	1,66
PT 9 NORD	3.959	0,987	0,758	1,745	4,01	5,22	2,27
PT 10 NORD	3.729	0,987	1,064	2,051	3,78	3,50	1,82
PT 1 VEST	7.143	0,987	1,271	2,258	7,24	5,62	3,16
PT 2 VEST	6.660	0,987	1,098	2,085	6,75	6,07	3,19
PT 3 VEST	4.829	0,987	0,983	1,970	4,89	4,91	2,45
PT 4 VEST	5.987	0,987	1,745	2,732	6,07	3,43	2,19
PT 5 VEST	5.538	0,987	1,588	2,575	5,61	3,49	2,15
PT 7 VEST	6.130	0,987	1,541	2,528	6,21	3,98	2,42
PT 14 VEST	4.642	0,987	0,922	1,909	4,70	5,03	2,43
PT 17 VEST	3.285	0,987	0,956	1,943	3,33	3,44	1,69
PT 7 MALU ROSU	4.800	0,987	1,363	2,350	4,86	3,52	2,04
PT 10 MALU ROSU	7.028	0,987	1,761	2,748	7,12	3,99	2,56
PT 8-23 AUGUST	1.328	0,987	0,310	1,297	1,35	4,28	1,02
PT 22 VEST	7.103	0,988	1,828	2,816	7,19	3,89	2,52
Modul SPIT, JUDETEAN PLOIESTI	209	0,150	0,000	0,150	1,39	0,00	1,39
Baza Sportiva Conpet II Ploiesti	202	0,115	0,000	0,115	1,76	0,00	1,76
Modul Scoala Ienachita Vacarescu	128	0,195	0,000	0,195	0,66	0,00	0,66
Modul Confectia Vest	64	0,045	0,000	0,045	1,42	0,00	1,42
Modul Bloc Calarasi 5A	20	0,015	0,000	0,015	1,33	0,00	1,33
Total magistrala I	115.034,0	21,248	26,692	47,940	4,31	4,31	2,40

Intensitatea termica totala este sub valoarea considerata minima din punct de vedere a sustenabilitatii (de 1,5 Tcal/Km traseu retea primara si secundara) la un punct termic (PT 8 -23 August) si la 4 module termice. Asa cum se poate observa intensitatea este redusa datorita cantitatii mici de energie consumata, lungimea traselor fiind scazuta.

Tabel 18 Intensitate termica magistrala II SUD

Punct /Modul termic	Cantitate en.termica vanduta (Gcal/an)	Lungime retea primara (Km traseu)	Lungime retea secundara (Km traseu)	Total lungime retea (km traseu)	Intensitate termica retele primare (Tcal/km)	Intensitate termica retele termice secundare (Tcal/km)	Intensitate termica retele termice primare si secundare (Tcal/km)
PT 1 - 9 MAI	3.156	0,772	0,797	1,569	4,09	3,96	2,01
PT 2 - 9 MAI	5.955	0,772	1,610	2,382	7,71	3,70	2,50
PT 3 - 9 MAI	8.280	0,772	1,871	2,643	10,73	4,43	3,13
4 - 9 MAI	8.224	0,772	1,990	2,762	10,65	4,13	2,98
5 - 9 MAI	4.369	0,772	1,132	1,904	5,66	3,86	2,29
PT Locomotiva	613	0,772	0,548	1,320	0,79	1,12	0,46
PT 1 Calea Bucuresti	6.951	0,772	1,020	1,792	9,00	6,81	3,88
PT 2 Calea Bucuresti	9.681	0,772	1,550	2,322	12,54	6,25	4,17
Bloc 32D	123	0,02	0	0,020	6,15	0,00	6,15
Bloc 32E	130	0,007	0	0,007	18,57	0,00	18,57
Bloc 32C	123	0,02	0	0,020	6,15	0,00	6,15
Bloc 32B	98	0,007	0	0,007	14,00	0,00	14,00
Bloc 30A	155	0,007	0	0,007	22,14	0,00	22,14
Bloc 30B	146	0,007	0	0,007	20,86	0,00	20,86
Bloc 30C	136	0,02	0	0,020	6,80	0,00	6,80
Bloc 30D	134	0,02	0	0,020	6,70	0,00	6,70
Bloc CFR	160	0,02	0	0,020	8,00	0,00	8,00
Bloc 30F	148	0,007	0	0,007	21,14	0,00	21,14
Bloc 30G	153	0,02	0	0,020	7,65	0,00	7,65
Bloc 30E	132	0,007	0	0,007	18,86	0,00	18,86

Bloc 32A	124	0,007	0	0,007	17,71	0,00	
Total magistrala II	48.991	6,349	10,518	16,867	7,72	4,66	2,90

Punctele termice si modulele termice alimentate din aceasta magistrala au intensitati termice ridicate, exceptia fiind PT Locomotiva, care are o intensitate termica redusa, in principal datorita lungimii traseului.

Tabel 19 Intensitate termica magistrala III VEST

Punct /Modul termic	Cantitate en.termica vanduta (Gcal/an)	Lungime retea primara (KM traseu)	Lungime retea secundara (Km traseu)	Total lungime retea (km traseu)	Intensitate termica retele primare (Tcal/km)	Intensitate termica retele termice secundare (Tcal/km)	Intensitate termica retele termice primare si secundare (Tcal/km)
Centrul Militar Zonal	435	0,085	0,00	0,085	6,91	0,00	5,12
PT 15 Cring	289	0,518	0,150	0,668	4,70	1,93	0,43
PT 50 C	224	0,518	0,00	0,518	8,88	0,00	0,43
PT 2 republicii	7918	0,518	2,67	3,188	4,44	2,97	2,48
Spitalul de boli Infectioase	292	0,01	0,201	0,211	5,70	1,45	1,38
PT 4 republicii	1.526	0,519	0,400	0,919	8,25	3,82	1,66
PT 5 republicii	4.000	0,520	0,751	1,271	3,93	5,33	3,15
PT 6 republicii	4.133	0,520	0,808	1,328	4,01	5,12	3,11
PT 7 republicii	8.337	0,520	2,109	2,629	3,78	3,95	3,17
PT 12 republicii	3.343	0,520	0,891	1,411	7,24	3,75	2,37
PT6 VEST	5.884	0,520	1,320	1,840	6,75	4,46	3,20
PT 15 -VEST	3.387	0,519	0,835	1,354	4,89	4,06	2,50
PT 8 – VEST	7.020	0,520	0,920	1,440	6,07	7,63	4,88
PT 9 – VEST	9.297	0,520	1,458	1,978	5,61	6,38	4,70
PT 10 – VEST	8.289	0,520	1,261	1,781	6,21	6,57	4,65
PT 11 – VEST	8.882	0,520	1,590	2,110	4,70	5,59	4,21
PT 12 VEST	1.925	0,519	0,207	0,726	3,33	9,30	2,65
PT 5 MALU ROSU	5.943	0,520	1,671	2,191	4,86	3,56	2,71



PT 6 MALU ROSU	6.961	0,520	1,720	2,240	7,12	4,05	3,11
PT 1 MALU ROSU	9.843	0,520	2,195	2,715	1,35	4,48	3,63
PT 2 MALU ROSU	6.496	0,520	1,252	1,772	7,19	5,19	3,67
PT 3 MALU ROSU	7.415	0,520	1,507	2,027	1,39	4,92	3,66
PT 4 MALU ROSU	3.836	0,520	1,026	1,546	1,76	3,74	2,48
PT 8 MALU ROSU	6.757	0,520	1,311	1,831	0,66	5,15	3,69
PT 16 MALU ROSU	6.211	0,520	0,871	1,391	1,42	7,13	4,47
PT 17 MALU ROSU	1.768	0,520	0,520	1,040	1,33	3,40	1,70
PT 18 MALU ROSU	4.321	0,520	0,503	1,023	8,31	8,59	4,22
PT 11 MALU ROSU	1.989	0,520	0,680	1,200	3,83	2,93	1,66
PT 12 Cring	339	0,520	0,000	0,520	0,65	0,00	0,65
Total magistrala III	137.060	14,126	28,830	42,956	4,31	4,75	3,19

Din tabelul de mai sus, rezulta ca in majoritatea punctelor termice intensitatea termica este ridicata, cu exceptia punctelor termice 2 si 15 Crang si PT 50 C care au un consum relativ redus, iar traseul retelelor termice depaseste 0,5 Km.

Tabel 20 Intensitate termica magistrala IV CENTRU

Punct /Modul termic	Cantitate en.termica vanduta (Gcal/an)	Lungime retea primara (KM traseu)	Lungime retea secundara (Km traseu)	Total lungime retea (km traseu)	Intensitate termica retele primare (Tcal/km)	Intensitate termica retele termice secundare (Tcal/km)	Intensitate termica retele termice primare si secundare (Tcal/km)
PT 8 republicii	3.368	0,551	0,812	1,363	6,11	4,15	2,47
11 republicii	4.074	0,551	1,174	1,725	7,39	3,47	2,36



PT 1 23 AUGUST	5.205	0,551	1,570	2,121	9,45	3,32	2,45
13 DEMOCRATIEI	1.724	0,551	0,607	1,158	3,13	2,84	1,49
16 DEMOCRATIEI	3.172	0,551	0,796	1,347	5,76	3,98	2,35
18 Democratiei	5.785	0,551	1,710	2,261	10,50	3,38	2,56
1 CENTRU	3.215	0,551	0,939	1,490	5,83	3,42	2,16
PT 2 CENTRU	4.883	0,551	1,360	1,911	8,86	3,59	2,56
PT 3 CENTRU	3.948	0,551	0,649	1,200	7,17	6,08	3,29
PT 4 - CENTRU	4.083	0,551	1,163	1,714	7,41	3,51	2,38
PT 13 CENTRU	2.661	0,551	0,934	1,485	4,83	2,85	1,79
PT 12-23 AUGUST	6.420	0,552	2,086	2,638	11,63	3,08	2,43
PT 8 CENTRU	1.644	0,551	0,363	0,914	2,98	4,53	1,80
PT 9 CENTRU	1.163	0,551	0,095	0,646	2,11	12,24	1,80
PT 7 CENTRU	2.458	0,551	0,435	0,986	4,46	5,65	2,49
PT UZUC	1.142	0,217	0,275	0,492	5,26	4,15	2,32
PT 3 SUD	2.864	0,551	0,564	1,115	5,20	5,08	2,57
Modul Serv. Public Finante Locale	76	0,25	0,000	0,250	0,30	0,00	0,30
PT 5 SUD	4.217	0,551	1,227	1,778	7,65	3,44	2,37
PT 14 Democratiei	4.504	0,551	1,420	1,971	8,17	3,17	2,29
PT 11 CENTRU	2.715	0,551	0,510	1,061	4,93	5,32	2,56
CN Mihai Viteazul	675	0,078	0,000	0,078	8,65	0,00	8,65
SP.PEDIATRIE - policlinica	95	0,045	0,000	0,045	2,11	0,00	2,11
PT 12 centru	453	0,551	0,160	0,711	0,82	2,83	0,64
ADPP	71	0,045	0,000	0,045	1,58	0,00	1,58
Inspectoratul Teritorial de Munca Prahova	102	0,025	0,000	0,025	4,08	0,00	4,08
Liceul Teoretic Alexandru I.Cuza	341	0,215	0,000	0,215	1,59	0,00	1,59
Scoala nr. 14 Sf. Vasile	282	0,085	0,000	0,085	3,32	0,00	3,32



SPIT.Pediatric	322	0,625	0,000	0,625	0,52	0,00	0,52
Liceul de Arta	688	0,422	0,000	0,422	1,63	0,00	1,63
CN I L Caragiale	817	0,39	0,000	0,390	2,09	0,00	2,09
Gradinita,,Crai Nou"	46	0,215	0,000	0,215	0,21	0,00	0,21
Bloc Urban	332	0,02	0,000	0,020	16,60	0,00	16,60
Modul Radu Stanian	188	0,215	0,000	0,215	0,87	0,00	0,87
Modul Cantacuzino nr 26	134	0,112	0,000	0,112	1,20	0,00	1,20
SPFL Arhiva	7	0,045	0,000	0,045	0,16	0,00	0,16
ASSC	932	0,149	0,000	0,149	6,26	0,00	6,26
Modul casa sindicatelor	170	0,052	0,000	0,052	3,27	0,00	3,27
Total	74.976	14,226	18,849	33,075	5,27	3,98	2,27

magistrala IV

Concluzia care rezulta in urma calculelor este ca in toate punctele termice, cu exceptia punctului termic 12 Centru, valorile intensitatii termice arata o sustenabilitatea sistemului de termoficare. In acelasi timp exista un numar de 7 module termice pentru care intensitatea este redusa datorita consumului redus de energie termica.

Tabel 21 Intensitate termica magistrala V MIHAI BRAVU

Punct /Modul termic	Cantitate en.termica vianduta (Gcal/an)	Lungime retea primara (KM traseu)	Lungime retea secundara (Km traseu)	Total lungime retea (km traseu)	Intensitate termica retele primare (Tcal/km)	Intensitate termica retele termice secundare (Tcal/km)	Intensitate termica retele termice primare si secundare (Tcal/km)
PT 1 Mihai Bravu	5.679	0,693	1,382	2,075	8,19	4,11	2,74
PT 2 Mihai Bravu	3.600	0,693	1,219	1,912	5,19	2,95	1,88
PT 3 Mihai Bravu	5.744	0,693	1,318	2,011	8,29	4,36	2,86
PT 5 Mihai Bravu	601	0,693	0,239	0,932	0,87	2,51	0,64
PT 5 Democratiei	3.279	0,693	1,018	1,711	4,73	3,22	1,92
PT 7 Democratiei	2.767	0,693	0,789	1,482	3,99	3,51	1,87

Camin Fete Virgil Magearu	270	0,024	0,000	0,024	11,25	0,00	11,25
Total	21.940	4,182	5,965	10,147	5,25	3,68	2,16

magistrala V

Intensitatea termica a punctului termic PT 5 Mihai Bravu este redusa datorita consumului relativ redus, comparativ cu lungimea traseului retelelor termice.

Tabel 22 Intensitate termica magistrala VI VEST

Punct /Modul termic	Cantitate en.termica vanduta (Gcal/an)	Lungime retea primara (KM traseu)	Lungime retea secundara (Km traseu)	Total lungime retea (km traseu)	Intensitate termica retele primare (Tcal/km)	Intensitate termica retele termice secundare (Tcal/km)	Intensitate termica retele termice primare si secundare (Tcal/km)
6 - 9 MAI	3.174	1,795	1,604	3,40	1,77	1,98	0,93
PT 2-23 AUGUST	3.807	1,800	1,469	3,27	2,12	2,59	1,16
S.C.M Confectia Cloceanu	85.1	0,190	0,000	0,19	0,45	0,00	0,45
Total	7.066	3,785	3,073	6,86	1,87	2,30	1,03

magistrala VI

In cazul magistralei VI intensitatea termica este sub valoarea de 1,5 Tcal/Km traseu total, valoare considerata minimala din punct de vedere al sustenabilitatii. Consumul de energie termica din intreaga magistrala VI este redus. Pe aceasta magistrala investitiile nu se justifica.

Sintetizand rezultatele de mai sus situatia se prezinta astfel:

Tabel 23 Sinteza Intensitate termica pe magistrale

Punct /Modul termic	Cantitate en. termica vanduta (Gcal/an)	Lungime retea primara (Km traseu)	Lungime retea secundara (Km traseu)	Total lungime retea (km traseu)	Intensitate termica retele primare (Tcal/km)	Intensitate termica retele termice secundare (Tcal/km)	Intensitate termica retele termice primare si secundare (Tcal/km)
Magistrala I	115.034	21,248	26,692	47.940	4,31	4,31	2,40
Magistrala II	48.991	6,349	10,518	16.867	7,72	4,66	2,90
Magistrala III	13.7060	14,126	28,830	42.956	4,31	4,75	3,19

Magistrala IV	74.976	14,226	18,849	33.075	5,27	3,98	2,27
Magistrala V	21.940	4,182	5,965	10.147	5,25	3,68	2,16
Magistrala VI	7.066	3,785	3.073	6.86	1,87	2,30	1,03
TOTAL SACET	405.067	63,916	93.927	157.845	6,33	4,31	2,56

Grafic, rezultatele se prezinta astfel:

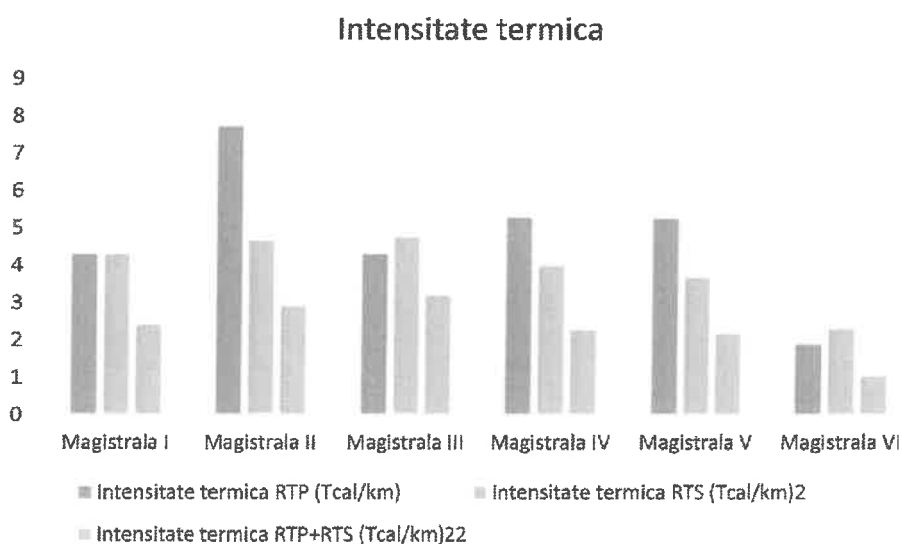


Figura 5 Evolutia intensitatii termice

2.1.3. Verificarea respectarii Directivei 2012/27/CE referitoare la cogenerarea eficienta

Directiva 2012/27/CE din punct de vedere al producerii energiei in cogenerare de inalta eficienta a inlocuit prevederile Directivei 2004/8/CE.

Directiva 2012/27/CE precizeaza despre cogenerarea de inalta eficienta si termoficarea si racirea centralizate ca detin un potential semnificativ de economisire a energiei primare. Cogenerarea de inalta eficienta este definita prin economiile de energie obtinute in urma producerii de energie termica si energie electrica combinate, in locul producerii separate.

Conform anexei II la directiva 2012/27/CE, cogenerarea de inalta eficienta trebuie sa asigure o economie de energie primara de cel putin 10% fata de valorile de referinta ale producerii separate a energiei electrice si termice. Valorile de referinta sunt stabilite de regulamentul 2015/2402/CE.

Cantitatea de economii de energie primara ce rezulta in urma producerii energiei electrice si termice in cogenerare se calculeaza cu urmatoarea formula:

$$PES = (1 - (1 / (CHP H_{\eta} / Ref H_{\eta} + CHP E_{\eta} / Ref E_{\eta}))) * 100 (\%);$$

PES - reprezinta economiile de energie primara;

CHP H_η - reprezinta eficienta termica a productiei in cogenerare definita ca raport intre productia anuala de energie termica utila si cantitatea de combustibil utilizata pentru producerea de energie termica utila si energie electrica din cogenerare;

Ref H_η- reprezinta valoarea de referinta a eficientei pentru producerea separata a energiei termice;

CHP E_η - reprezinta eficienta electrica a productiei in cogenerare, definita ca raport intre productia anuala de energie electrica produsa in cogenerare si cantitatea de combustibil utilizata pentru producerea sumei dintre productia de energie termica utila si energia electrica din cogenerare.

Ref E_η - reprezinta valoarea de referinta a eficientei pentru producerea separata de energie electrica.

Realizarile anului 2018 pe baza carora se va determina economia de combustibil realizata in cogenerare sunt:

- Productia de energie electrica: 452.328 MWh .
- Productie de energie termica: 548.263 Gcal/637.082 MWh.

Conform Regulament 2015/2402/ CE:

- eficienta de referinta a producerii separate a energiei termice, Ref H_η =87%;
- eficienta de referinta a producerii separate a energiei electrice; Ref E_η =52,5%

Tabel 24 Verificarea respectarii Directivei 2012/27/CE referitoare la cogenerarea eficienta

Nr crt	Parametru	UM	Valori
1	Productia de energie electrica	MWe	452.328
2	Productia de energie termica	MWt	637.082
3	Consum de gaze naturale	MW	1.489.610
4	Randament /eficienta prod. energie electrica = rd 1/rd 3 x 100	%	30,37%
5	Randament/eficienta/ prod. energie termica = rd 2/rd 3 x 100	%	42,77%
6	Randament global = rd 4 + rd 5	%	73,13%
7	Valoareade referintaa eficientei pentru producerea separata de energie electrica (Anexa I -Regulamentul delegat nr. 2402/2015)	%	52,5%
8	Valoareade referintaa eficientei pentru producerea separata de energie termica (Anexa II - Regulamentul delegat nr. 2402/2015)	%	87%
11	Economie de energie primara = $(1 - 1/(rd\ 4/rd\ 7 + rd\ 5/rd\ 8)) \times 100$	%	6,54%

Din calculele prezentate rezulta ca desi eficienta globala este de peste 70% si anume 73,13%, economia de energie primara este de numai 6,54%. Prin urmare, nu intreaga cantitate de energie electrica produsa in cogenerare este de inalta eficienta; aceasta se datoreaza faptului ca grupul energetic 5(C5+TA5) functioneaza partial in condensatie. Aceasta inseamna ca pentru siguranta functionarii turbinei, o cantitate de abur trebuie sa treaca prin treptele de joasa presiune pentru racirea acestora, adica tehnologic (conform tehnologiei de functionarea turbinei) se produce si o cantitate redusa de energie

electrică în condensat. Rezultatele din tabelul de mai sus ar fi fost mai slabe dacă nu ar funcționa și turbina cu gaze.

Concluzia este că, datorită tehnologiei grupului energetic nr.3 nu se poate respecta în totalitate prevederile Directivei 2012/27/CE.

2.1.4. Calcul teoretic al pierderilor pe rețele termice primare și secundare

Din realizările ultimilor 2 ani rezulta că pierderile de căldură au fost următoarele:

Tabel 25 Calcul teoretic al pierderilor pe rețele termice primare și secundare

Specificatie	UM	2017	2018
Energie termică produsă	Gcal/an	664.097	623.155
Pierderi de energie termică în rețelele termice primare	Gcal/an	158.534	147.959
	%	23,87	23,74
Pierderi de energie termică în rețelele termice secundare	Gcal/an	38.705	37.625
	%	5,83	6,03
Pierderi totale de energie termică în rețele primare și secundare	Gcal/an	197.239	185.584
	%	29,70	29,78

Din cele prezentate mai sus, rezulta că valoarea pierderilor este coroborată cu nivelul reabilitărilor efectuate până în prezent și anume 23,59 % rețele primare și 50% rețele secundare, în condițiile în care reabilitările s-au realizat la conductele cu diametre mai mici.

Pentru determinarea reducerii de pierderi care s-ar obține ca urmare a reabilitării rețelelor termice primare și secundare nereabilitate, s-au determinat pierderile teoretice la care ar trebui să se ajungă în urma reabilitărilor.

Ipotezele în care s-au calculat pierderile teoretice în rețelele de termoficare sunt următoarele:

- Sezonul de iarnă (de încălzire) durează 4300 ore/an;
- Sezonul de vară durează 4300 de ore/an,
- Temperatura tur medie în sezon de iarnă - 90° C;
- Temperatura retur medie sezon de iarnă - 60° C;
- Temperatura medie exterioară iarnă -2,3° C
- Temperatura medie tur vară - 70° C;
- Temperatura medie retur vară - 50° C;
- Temperatura medie exterioară vară -23° C;
- Conductivitatea termică a izolației (λ) (Wm⁰ K)
- Coeficient de vechime medie ponderată cu suprafața de izolație a conductei-1
- Temperatura protecției izolației (°C);
- tur -50° C;
- retur -40° C.

Grosimea izolatiei, functie de diametrul nominal al conductei, astfel:

Tabel 26 Grosimea izolatiei, functie de diametrul nominal al conductei

Dn conducta (mm)	Diametru exterior conducta (mm)	Grosime izolatie (mm)
Dn25	33,7	28
Dn32	42,4	34
Dn40	48,3	35
Dn50	60,3	37
Dn65	76,1	37
Dn80	88,9	40
Dn100	114,3	50
Dn125	139,7	50
Dn150	168,3	50
Dn200	219,1	60
Dn250	273	75
Dn300	323,9	75
Dn350	3.556	75
Dn400	4.064	80
Dn500	508	100
Dn600	610	100
Dn700	711	100
Dn800	813	100
Dn900	914	100
Dn1000	1.016	100

Pierderile de caldura prin izolatia conductelor s-a calculat cu formula:

$$Q = 0,86 \cdot 10^{-6} T (t_f - t_{ext}) \left[\frac{s^a}{\frac{\sigma_{iz}^a}{\lambda_{iz}} + \frac{1}{11,6 + 7\sqrt{w}}} + \frac{s^s}{\frac{\sigma_{iz}^s}{\lambda_{iz}} + \frac{1}{9,4 + 0,052 (t_e - t_{ext})}} \right] k_v$$



in care:

T - timpul de functionare a retelei;

t_f - temperatura fluidului medie, apa fierbinte tur, retur ($^{\circ}\text{C}$);

t_{ext} - temperatura medie exterioara ($^{\circ}\text{C}$);

s_a - suprafata conductei la diametrul exterior inclusiv izolatia si tabla de protectie la conductele amplasate aerian (m^2);

s^s - idem pentru conducte amplasate subteran (m^2);

g_{iz}^a - grosimea izolatiei conductelor amplasate aerian (mm);

g_{iz}^s - idem pentru conductele amplasate subteran (mm);

λ - conductivitatea termica a izolatiei ($\text{W}/\text{m}^{\circ}\text{C}$);

w - viteza medie lunara a vantului (m/s);

t_e - temperatura tablei de protectie a izolatiei ($^{\circ}\text{C}$);

k_v - coeficient de vechime medie ponderata cu suprafata de izolatia a conductei.

In vederea stabilirii valorii pierderilor s-au calculat suprafetele conductelor ce formeaza reseaua primara, pe tronsoane si magistrale. La calculul pierderilor s-a tinut seama ca pe tronsonul intre CET Brazi si F25 iarna se functioneaza pe conducta tur cu DN 1000 mm si retur DN 900mm, iar vara pe cele cu DN 700 mm.

Sintetizand calculul suprafetelor au rezultat urmatoarele valori:

Tabel 27 Calculul suprafetelor conductelor ce formeaza reseaua primara

Magistrala	Suprafata conducte incluzind izolatia (m^2)	Pierdere teoretica de energie termica (Gcal/an)	Pierderi actuale de caldura
Magistrala I	116.620,9	305.55	73.538
Magistrala II	47.712,32	12.501	30.086
Magistrala III	37.544,26	9.837	23.675
Magistrala IV	31.576,87	8.273	19.012
Magistrala V	9.802,71	2.568	6.181
Magistrala VI	12.381,46	3.244	7.807
Total retea primara	255.638,53	66.977	161.620

Analizand datele prezentate in tabelul de mai sus, rezulta ca pierderile de energie termica pe retelele termice primare realizate in anul 2018 sunt cu circa 58% mai mari decat valoarea teoretica a acestora.

2.1.5. Evolutia necesarului de energie termica

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 2019 consumul ramane in limitele celui realizat in anul 2018;
- rata de bransare (deci si consumul de energie termica) scade pana in anul 2024, 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 prevazut ca se izoleaza termic toate cladirile de locuit in maxim 25 de ani; scaderea consumului ca urmare a anveloparii cladirilor de locuinte cu 25%, anual 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 institutiilor publice se vor anvelopa in maxim 25 de ani, deci reducerea de consum va fi de 1% pe an.

c) pierderile se vor reduce in 7 ani, incepand cu anul 2024, functie de investitiile ce vor fi realizate pentru reabilitarea retelelor termice primare si secundare. S-a considera o reducere a pierderilor in functie de investitiile ce se vor realiza, pana la valoarea de 96.000 Gcal/an. Aceasta, reprezinta o cantitate cu 26.000 Gcal /an mai mare decat 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. Aceasta valoare se justifica avand in vedere riscurile privind executia lucrarilor si anume abateri de la tehnologia de executie a lucrarilor si cele de fabricatie a elementelor sistemului preizolat care se va monta in cadrul reabilitarilor. De asemenea, se considera ca retelele reabilitate in perioada anterioara, realizeaza pana in anul 2030 o durata de functionare peste durata de viata garantata, deci conductele montate isi vor pierde din caracteristicile de izolare, implicit conductivitatea termica a acestora va creste si, o data cu aceasta cresc pierderile de energie termica.

Tabel 28 Evolutia necesarului de energie termica

An	Consum (Gcal/an)	Pierderi in retele termice(Gcal/an)	Cantitate ce trebuie produsa(Gcal/an)
2018	403.300	197.000	663.800
2019	427.378	198.000	625.378
2010	423.104	196.600	619.104
2021	418.873	194.000	612.873
2022	414.684	192.000	606.684

2023	410.538	190.000	600.538
2024	406.432	161.000	567.432
2025	402.368	148.000	550.368
2026	398.344	140.000	538.344
2027	394.361	132.000	526.361
2028	390.417	122.000	512.417
2029	386.513	109.000	495.513
2030	382.648	96.000	478.648
2031	378.821	96.000	474.821
2032	375.033	96.000	471.033
2033	371.283	96.000	467.283
2034	367.570	96.000	463.570
2035	363.894	96.000	459.894
2036	363.894	96.000	459.894
2037	356.653	96.000	452.653

În baza ipotezelor utilizate a rezultat o reducere a consumului de energie termică între anii 2018 -2037 cu 12% și a pierderile cu circa 52% comparativ cu anul 2018. Consecința reducerii pierderilor va fi reducerea consumului de combustibil cu 13.769,27 mii mc gaze naturale și reducerea corespunzătoare a cantității de emisii de gaze cu efect de seră cu 25.843 t CO₂.

2.1.6. Intocmire curba clasată anuală și stabilirea modului de acoperire a consumului

Curba clasată a consumului anual de energie termică care a stat la baza propunerii investițiilor în sursele de producere a energiei termice, la nivelul anului 2019 (situația actuală), pentru conformare cu cerințele de mediu prevăzute de Directiva 2010/75/CE, respectiv Legea 287/2013 și a anului 2024, când ar trebui să se finalizeze investițiile care asigură creșterea eficienței energetice, sunt prezentate mai jos:

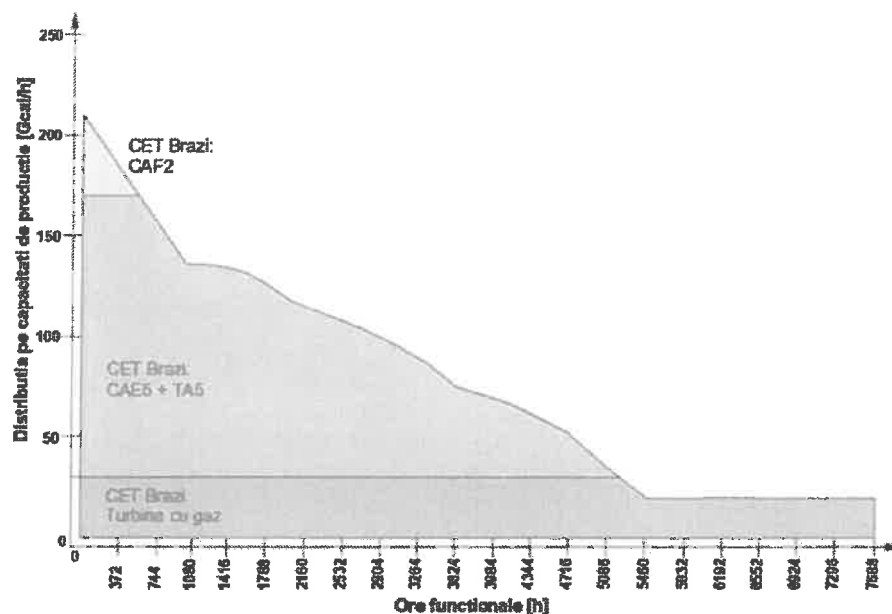


Figura 6 Curba clasata a consumului de energie termica acoperit cu sursele existente.

Incepand cu anii 2023-2024 pe masura finalizarii lucrarilor de investitii privind instalarea de surse noi, curba de consum de energie termica, se va acoperi astfel:

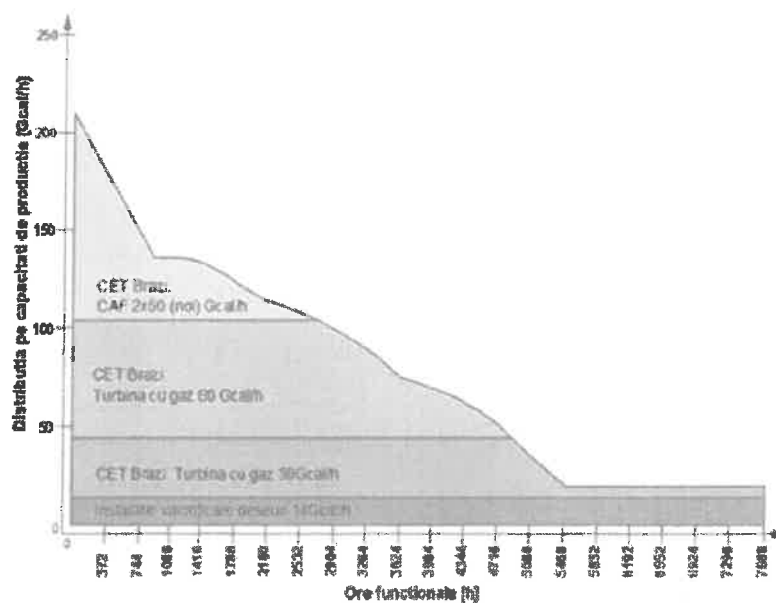


Figura 7 Curba clasata a consumului de energie termica acoperit cu sursele noi

Modul de acoperire al curbei de consum prezentat mai sus se va face incepand cu anul 2024. In Anexele 4 si 5 s-au calculat, pornind de la necesarul de consum de energie termica, pentru fiecare dintre cele doua moduri de acoperire a curbei de consum, productia de energie electrica, consumul de combustibil, cantitate CO₂, s.a., rezultand astfel beneficiile ce se pot obtine prin instalarea noilor capacitati.

2.2. Evaluarea investitiilor

2.2.1. Surse, retele termice primare; retele termice secundare

Evaluarea investitiilor s-a facut tinand seama de investitiile aprobate in 2018 din cadrul Strategiei locale si de proiecte similare realizate in tara si in Europa. Valoarea investitiilor se prezinta astfel:

Tabel 29 Evaluarea investitiilor

Investitia	Valoare (euro), fara TVA	Valoare lei fara TVA	Observatii
Inlocuire instalatie de ardere la C5-420t/h	1.850.000	8.755.680	Din SF existent se realizeaza numai aceasta lucrare, fara masurile secundare de reducere NOx
Instalare 2 CAF-uri cu sarcina nominala de 50 Gcal/h fiecare	4.700.000	22.244.160	Aceste CAF-uri vor inlocui CAF 2 existent care nu respecta cerintele Directivei 2010/75/CE, respectiv legea 278/2013
Instalarea turbinei de gaze (TG) cu putere de 25 Mwe.	12.460.000	58.858.550	Investitia presupune numai inlocuirea turbinei, restul echipamentelor, utilitatilor si partii de constructie (inclusiv fundatii) existente raman cele aferente TG existente, inchiriata de la operatorul SACET Veolia.
Instalarea turbinei de gaze (TG) cu putere de 45 MWe si ardere suplimentara	38.900.000	183.755.820	Arderea suplimentara va acoperi numai in cazuri de indisponibilitate a altor agregate si pentru durata scurta de timp o sarcina termica de 15-20 Gcal.
Realizarea instalatiei de valorificare deseuri menajere	50.000.000	232.650.000	Deseurile ramase dupa sortare vor fi uscate in instalatiile dedicate din MBT.
Reabilitarea in proportie de 20% a retelor termice primare si secundare, impreuna cu punctele si modulele termice	12.200.200	57.630.360	In cadrul prezentului proiect se propune reabilitarea numai a retelelor primare, deoarece, in aceasta retea pierderile sunt mult mai mari (cu circa 60% peste cele normate)



Curs: 4.7238lei/euro

2.2.2. Gruparea investitiilor in proiecte si corelarea cu sursele de finantare disponibile

Proiectele propuse si stabilite ca fiind necesare pentru sustenabilitatea sistemului de termoficare Ploiesti au fost analizate in cadrul strategiei intocmite in anul 2018, actualizata cu informatiile privind Directiva 410/2018. Masurile si proiectele stabilite ca solutii optime se refera la 2 aspecte fundamentale, si anume:

- conformarea surselor de productie a energiei termice la cerintele Directivei 2010/75/CE, respectiv a Legii nr.278/2013 privind emisiile industriale. In prezent numai turbina cu gaze se incadreaza in cerintele legale privind respectarea valorilor limita a concentratiilor de emisii de NOX, iar CAF 2 poate functiona in regim derogatoriu pana la finele anului 2022.

Cazanul nr.5, component al grupului energetic in cogenerare nr.5(C5+TA5), grup care asigura cea mai mare cantitate de energie termica in cogenerare, nu respecta cerintele privind valorile limita a concentratiilor emisiilor de NOX, cerinte ce trebuiau respectate incepind cu 01.01.2016. Conform autorizatiei integrate de mediu lucrarea de inlocuire a instalatiei de ardere trebuia finalizata in vara anului 2018.

- Cresterea eficientei conform cerintelor Directivei 2012/27/CE care se poate realiza prin 3 categorii de lucrari si anume:
 - lucrari de instalare in CET Brazi a unor surse de productie a energiei in cogenerare de inalta eficienta in tehnologii cu eficienta globala de peste 84%, acestea fiind 2 turbine cu gaze;
 - lucrari de instalare a unei instalatii de cogenerare de inalta eficienta utilizand resurse regenerabile si anume valorificarea deseurilor recuperate si uscate la instalatia MBT care a fost pusa in functiune. Deseurile, prin procedeul de gazeificare se transforma in syngaz care este ars in motoare cu ardere interna.
 - lucrari de reabilitare a retelelor termice primare si secundare, prin inlocuirea conductelor existente cu durata mare de functionare si cu izolatii din vata minerala care datorita vechimii si-a pierdut mult din capacitatea de izolare (garantata pentru 20 de ani).

Proiectele ce trebuie implementate sunt urmatoarele:

2.2.2.1. Proiect nr. 1.1: Inlocuirea instalatiei de ardere aferenta cazan nr. 5 (grup energetic CA5 + TA5), pentru asigurarea incadrarii in valorile limita admise pentru concentratia de NOx

Aceasta lucrare reprezinta implementarea masurii primare de conformare la cerintele de mediu.

Finantarea se face din bugetul Consiliului Judetean

I. Indicatori de eficienta energetica ai proiectului sunt urmatoarii:

- reducerea concentratiei de NOx in gazele de ardere de la circa 400 mg/Nmc de gaz uscate cu continut de O₂ de 3%. Tinand seama de durata de functionare a acestui cazan pentru acoperirea curbei anuale de sarcina, deci a consumului de gaze naturale, coroborat cu reducerea de 300mg /Nmc gaze arse, se obtine o reducere a cantitatii anuale de NOx de 356.643 t/an;
- crestere randament global de cogenerare al grupului energetic din care face parte cazanul, cu 1%(de la 68 %la 69%), datorita cresterii randamentului cazanului urmare a inlocuirii instalatiei de ardere, ceea ce conduce la reducere consum de combustibil/gaze naturale cu 777,17 mii mc/an;

II. Contributia la reducerea CO₂

Urmare reducerii consumului de combustibil, se reduce cantitatea de CO₂ aferent cantitatii de combustibil economisit; reducerea este de 1.515 t CO₂/an;

2.2.2.2. Proiect nr. 1.2: Instalarea a 2 cazane de apa fierbinte (CAF-uri) cu sarcina nominala de 50 Gcal fiecare.

Aceste cazane vor inlocui CAF-ul 2 existent, care poate functiona in regim derogatoriu pana la finele anului 2022. Datorita regimului derogatoriu, conform prevederilor legale, acest cazan, nu mai poate fi modernizat pentru conformarea cu prevederile Directivei 2010/75/CE si respectiv Legii 278/2013, fiind necesara inlocuirea.

Finantare se va asigura din bugetul Consiliului Județean.

I. Indicatori de eficienta energetica

In urma realizarii investitiei se obtine cresterea randament cu minim 4%(de la 91 %la 95%), ceea ce conduce la:

- reducere consum de combustibil/gaze naturale cu 1.412 mii mc/an;
- reducere cantitate NOx cu 13,149 t /an;

II. Contributia la reducerea CO₂

Reducerea consumului de combustibil/gaze naturale cu 1.412 mii mc/an conduce la reducerea cantitatii de emisii de gaze cu efect de sera cu 2.753 t CO₂/an.

2.2.2.3. Proiect nr. 2.1: Instalarea unei turbine cu gaze cu capacitatea de 25 MWe

Aceasta turbina va acoperi curba de sarcina pe intreg anul. In perioada de vara Instalatia de valorificare deseuri va asigura diferenta intre necesarul de consum si sarcina; in restul anului, adica in perioadele tranzitorii si in perioada de iarna va functiona la sarcina nominala.

Finantarea se va asigura astfel: 70% din imprumutul UAT cu rambursare prin mecanism ETS, iar 30% va fi asigurat din buget de stat, bugetul Consiliului Județean si /sau bugetul local.



I. Indicatori de eficienta energetica

Proiectul, consta in realizarea unei surse de cogenerare de inalta eficienta, cu eficienta globala de minim 84% si va conduce la obtinerea urmatoarelor avantaje:

- cresterea eficientei globale in cogenerare cu 10-14%, ceea ce conduce la cresterea cantitatii de energie produsa in cogenerare de inalta eficienta. Comparativ cu situatia actuala se estimeaza o reducere a consumului de gaze naturale cu 5.120.4 mii mc/an,

II. Contributia la reducerea cantitatii de CO₂

Urmare a reducerii cantitatii de combustibil (gaze naturale) se reduce cantitatea de CO₂ cu 9.982t CO₂/an comparativ cu situatia actuala.

2.2.2.4. Proiect nr. 2.2: Instalarea unei turbine cu gaze cu capacitatea de 45 MWe

Aceasta va prelua partea mediana a curbei de sarcina, iar prin arderea suplimentara va prelua sarcina TG 25 MWe si a instalatiei de valorificare deseuri in situatia indisponibilitatii acestora.

Finantarea se poate asigura din Bugetul de stat, prin Ministerul Dezvoltarii Regionale si Administratiei Publice, in cadrul Programului Termoficare si Confort 2019-2030, in cuantum de 85% din valoarea investitiei si respectiv, in cuantum de 15% din fonduri proprii/buget local al UAT Ploiesti.

I. Indicatori de eficienta energetica

- cresterea eficientei globale in cogenerare cu 10-14%, ceea ce conduce la cresterea cantitatii de energie produsa in cogenerare de inalta eficienta. Conform prevederilor Directivei 2012/27/CE si comparativ cu situatia actuala se estimeaza o reducere a consumului de gaze naturale cu 9.492,3 mii mc/an;

II. Contributii la reducerea CO₂.

Ca urmare a economiilor la cantitatea de combustibil consumata se reduc emisiile dupa cum urmeaza:

- Reducere cantitate gaze cu efect de sera: 18.505 tCO₂/an;
- Reducere cantitate NO_x: 12,9 t/an;
- Reducere cantitate SO₂: 6,23 t/an
- Reducere cantitate pulberi: 89 t/an.

2.2.2.5. Proiectnr. 2.3: Realizarea unei instalatii de valorificare a deseurilor rezultate in cadrul instalatiei MBT existenta, cu putere de 12,9 MWe si 16,5 MWt (3 motoare termice cu putere electrica unitara de 4,3 MWE si 5,5 MWt fiecare.)

Aceasta instalatie va asigura acoperirea bazei curbei de sarcina, functie de cantitatea de deseuri disponibile pentru gazeificare. Sursele de finantare ale investitiei sunt:

- 70% prin imprumut ce se va contracta de Consiliul Judetean pentru a demara lucrarile, urmand sa fie rambursat prin mecanism ETS.
- 30% buget de stat, buget judetean si buget local.

I. Indicatori de eficienta energetica

Realizarea proiectului asigura cresterea capacitatii de productie a energiei electrice si termice din resurse regenerabile, conform Directiv 2009/28/CE, obtinandu-se:

- Cresterea cantitatii de energie produsa din resurse regenerabile cu: 83.000 MWe/an si 146.801 MWt/an (126.335 Gcal);
- Reducerea consumului de combustibil conventional (gaze naturale) prin inlocuirea acestuia cu syngaz obtinut din gazeificarea deeurilor menajere ramase in urma sortarii si uscarii la instalatia MBT: 228.026 MW (23.642,687 mii mc/an gaze naturale);

II. Contributii la reducerea CO₂

Prin filtrul PARS (Plasma Assisted Reforming Scrubber – element care imbunatateste eficienta energetica a centralelor pe biomasa prin gazeificare, cu 15-20%) prevazut in cadrul instalatiei degazeificare se elimina integral emisiile de SO₂, NO_x si compusilor organici volatili (COV-uri), deci contribuie la reducerea amprentei de carbon, dar nu contribuie la reducerea cantitatii de CO₂.

2.2.2.6. Proiect nr. 3: Reabilitarea in proportie de 20% a retelelor termice primare si secundare, impreuna cu punctele si modulele termice

La nivelul studiului de fezabilitate se va face o prioritizare a executiei reabilitarilor, functie de rezultatele unei analize multicriteriale.

Finantarea se poate asigura din Bugetul de stat prin Ministerul Dezvoltarii Regionale si Administratiei Publice, in cadrul Programului Termoficare si Confort 2019-2030, in cuantum de 85% din valoarea investitiei si respectiv, in cuantum de 15% din fonduri proprii/buget local al UAT Ploiesti. Sansele de obtinere a finantarii sunt ridicate deoarece SACET Ploiesti va obtine un punctaj ridicat atat datorita eficientei energetice a proiectului cat si datorita faptului ca acesta are un grad de bransare relativ mare comparativ cu alte sisteme de termoficare din tara, situandu-se din acest punct de vedere dupa sistemul de termoficare din Bucuresti.

I. Indicatori de eficienta energetica

Ca urmare realizarii proiectului se obtin urmatoarele avantaje energetice:

- Reducerea pierderilor de energie termica cu 14.869 Gcal/an;
- Reducerea consumului de combustibil cu 1.990.1 mii mc gaze naturale;

II. Contributii la reducerea CO₂

Urmare a reducerii consumului de combustibil, cu 1.990,1 mii mc gaze naturale se obtin reduceride emisii in atmosfera, adica se reduce amprenta de carbon, astfel:

- Gaze cu efect de sera: 3.880 tCO₂/an;
- NO_x: 5,01 t/an;
- SO₂: 2,42 t /an;
- Pulberi: 0,35 t/an;

3. Revizie la analiza economico-financiara

Analiza economico-financiara a proiectelor propuse 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 proiectelor de investitii propuse a fost construit un model financiar in Excel in care au fost introduse datele de intrare (investitii, costuri de operare, venituri, etc.) si au fost calculati indicatorii financiari si economici.

In cadrul analizei au fost evaluate performantele financiare si economice ale urmatoarelor proiecte de investitii:

- Proiect nr. 1.1 Inlocuirea instalatiei de ardere aferenta CA5 + TA5, pentru asigurarea incadrarii in valorile limita admise pentru concentratia de NO_x;
- Proiect nr. 1.2 Realizarea a 2 CAF-uri noi cu debit de 50Gcal/ora care sa inlocuiasca CAF-ul 2 existent.
- Proiect nr. 2.1 Instalarea unei turbine cu gaze cu putere de 25 MWe;
- Proiect nr. 2.2 Instalarea unei turbine cu gaze cu cazan recuperator si ardere suplimentara de 14,5 Gcal/h, cu putere de 45 MWe;
- Proiect nr. 2.3 Realizarea unei instalatii de valorificare a deseurilor rezultate in cadrul instalatiei MBT existenta, putere de 12,9 MWe si 16,5 MWt (3 motoare termice cu putere electrica unitara de 4,3MWe si 5,5 MWt);
- Proiect nr. 3 Reabilitarea si modernizarea retelelor termice primare si secundare, impreuna cu punctele si modulele termice;

3.1. Analiza financiara

Analiza financiara a proiectelor 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 au fost considerati urmatoorii indicatori:

- Valoarea Actualizata Neta Financiara (VAN-F) 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;
- Rata Interna de Rentabilitate Financiara (RIR-F) calculat conform prevederilor "Ghidului 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;

Analiza financiara a fost realizata in RON utilizand preturi constante (fara inflatie).

3.1.1. Valoarea proiectelor de investitii

In cadrul analizei au fost folosite urmatoarele elemente legate de valoarea investitiilor:

- Valoarea investitiilor initiale:
 - Proiect 1.1: 8.755.680 RON;
 - Proiect 1.2: 22.244.160 RON;
 - Proiect 2.1: 58.858.550 RON;
 - Proiect 2.2: 183.755.820 RON;
 - Proiect 2.3: 232.650.000 RON;
 - Proiect 3: 57.630.360 RON;
- Reinvestitii: Pe perioada de realizare a analizei s-a considerat ca aceste proiecte nu vor avea nevoie de reinvestitii majore altele decat cheltuielile normale de intretinere;
- Valoare reziduala: Perioada de analiza considerata a fost de 20 de ani de operare iar la finalul acestei perioade s-a considerat ca valoarea reziduala a proiectelor de investitii va fi egala cu zero.

3.1.2. Impactul proiectelor pe activitatea operationala

Analiza proiectelor de investitii a fost realizata considerand o abordare incrementala care presupune luarea in calcul doar a impactului net al implementarii proiectului asupra activitatii operationale (reducere sau crestere de costuri, reducere de venituri, etc.). Aceasta abordare este in linie cu prevederile metodologice 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.

Impactul net al fiecarui proiect de investitii propuse asupra activitatii operationale este urmatorul:

- Proiect 1.1 Inlocuirea instalatiei de ardere aferenta CA5 + TA5, pentru asigurarea incadrarii in valorile limita admise pentru concentratia de NOx:
 - reducere taxa de mediu aferenta NOx redus, cu 14.265,73 lei/an;
 - reducere consum de combustibil/gaze naturale cu 777,17 mii mc/an;
 - reducere cantitate de CO₂ aferent cantitatii de combustibil redus cu 1.515 tone CO₂/an;
- Proiect 1.2 Realizarea a 2 CAF-uri noi cu debit de 50Gcal/ora care sa inlocuiasca CAF-ul 2 existent:
 - reducere taxa de mediu aferenta NOx redus, cu 526 lei/an;
 - reducere consum de combustibil/gaze naturale cu 1.412 mii mc/an;
 - reducere cantitate de CO₂ aferent cantitatii de combustibil redus cu 2.753 tone CO₂/an;
- Proiect 2.1 Instalarea unei turbine cu gaze cu putere de 25 MWe:
 - Contributia la cresterea eficientei energetice prin cresterea cantitatii de energie produsa in cogenerare de inalta eficienta. Comparativ cu situatia actuala se estimeaza o reducere a consumului de gaze naturale cu 5.120,4 mii mc/an.
 - Reducerea cantitatii de emisii de CO₂ cu 9.982t CO₂/an comparativ cu situatia actuala;
- Proiect 2.2 Instalarea unei turbine cu gaze cu cazan recuperator si ardere suplimentara de 14,5 Gcal/h, cu putere de 45 MWe:
 - Contributia la cresterea eficientei energetice: Economia de energie primara / gaze naturale s-a stabilit conform prevederilor Directivei 2012/27/CE si este de: 9.492.3 mii mc;
 - Reducere cantitate gaze cu efect de sera: 18.505 tCO₂/an cu impact pe reducerea costurilor ca urmare a neachizitionarii certificatelor de CO₂ aferente reducerii de consum de combustibil;
- Proiect 2.3 Realizarea unei instalatii de valorificare a deseurilor rezultate in cadrul instalatiei MBT existenta, putere de 12,9 MWe si 16,5 MWt (3 motoare termice cu putere electrica unitara de 4,3MWe si 5,5 MWt):
 - Cresterea cantitatii de energie produsa din resurse regenerabile cu: 83.000 MWe/an si 146.801 MWt/an (126.335 Gcal);
 - Cantitatea de combustibil fosil inlocuit de resurse regenerabile si anume syngaz obtinut din gazeificarea deseurilor menajere ramase in urma sortarii si uscarii la instalatia MBT: 228.026 MW(23.642,687 mii mc/an gaze naturale);
- Proiect 3 Reabilitarea si modernizarea retelelor termice primare si secundare, impreuna cu punctele si modulele termice;

- Reducerea pierderilor de energie termica cu 14.869 Gcal/an;
- Reducera consumului de combustibil cu 1.990,1 mii mc gaze naturale;
- Reducere cantitate gaze cu efect de sera: 3.880 tCO₂/an cu impact pe reducerea costurilor ca urmare a neachizitionarii certificatelor de CO₂ aferente reducerii de consum de combustibil

3.1.3. Indicatori financiari: Valoare Actualizata Neta Financiara (VANF) si Rata Interna de Rentabilitate Financiara (RIRF)

Indicatorii financiari obtinuti ca urmare a rularii analizei financiare a proiectelor de investitii sunt prezentati sintetic in urmatorul tabel:

Tabel 30 Indicatorii rezultati din analiza financiara

Proiecte	Analiza financiara	
	Valoarea Actualizata Neta Financiara	Rata Interna de Rentabilitate Financiara
	RON	%
Proiect 1.1: Inlocuirea instalatiei de ardere aferenta CA5 + TA5, pentru asigurarea incadrarii in valorile limita admise pentru concentratia de NOx	6.044.228	11,0%
Proiect 1.2: Realizarea a 2 CAF-uri noi cu debit de 50Gcal/ora care sa inlocuiasca CAF-ul 2 existent	3.422.921	5,8%
Proiect 2.1: Instalarea unei turbine cu gaze cu putere de 25 MWe	34.660.518	10,2%
Proiect 2.2: Instalarea unei turbine cu gaze cu cazan recuperator si ardere suplimentara de 14,5 Gcal/h, cu putere de 45 MWe	19.524.247	5,2%
Proiect 2.3: Realizarea unei instalatii de valorificare a deseurilor rezultate in cadrul instalatiei MBT existenta, putere de 12,9 MWe si 16,5 MWt (3 motoare termice cu putere electrica unitara de 4,3MWe si 5,5 MWt).	95.155.227	8,5%
Proiect 3: Reabilitarea retelelor primare si secundare, puncte si module termice, in special a zonelor care inregistreaza pierderi ridicate	6.550.898	5,3%

Toate proiectele de investitii analizate inregistreaza valori pozitive ale Valorii Actualizate Nete Financiare si valori mai mari decat factorul de actualizare de 4% pentru Rata Interna de Rentabilitate Financiara ceea ce ilustreaza clar ca proiectele sunt viabile pentru finantare. Dorim sa mentionam ca implementarea acestor proiecte va necesita ajustari de preturi pentru consumatori determinate in principal de structura de finantare finala a acestor proiecte (cu cat componenta de granturi si subventii va fi mai mare, cu atat impactul pe preturi si tarife va fi mai redus pe termen scurt si mediu).

3.2. Analiza economica

Analiza economica a proiectelor 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 economica au fost considerati urmasorii indicatori:

- Valoarea Actualizata Neta Economica (VAN-E) calculata considerand un factor de actualizare de 5.0% 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;
- Rata Interna de Rentabilitate Economica (RIR-E) calculat conform prevederilor "Ghidului 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;
- Indicatorul Beneficiu-Cost care trebuie sa inregistreze valori mai mari de 1 pentru ca proiectul sa fie viabil din punct de vedere economic.

Analiza economica a fost realizata in RON utilizand preturi constante (fara inflatie).

3.2.1. Impactul proiectelor din punct de vedere economic

Analiza proiectelor de investitii a fost realizata considerand o abordare incrementală care presupune luare in calcul doar a impactului net al implementarii proiectului asupra activitatii operationale (reducere emisiilor de CO₂, NO_x, SO₂, pulberi). Aceasta abordare este in linie cu prevederile metodologice 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.

Impactul net al fiecarui proiect de investitii propuse asupra activitatii operationale este urmasorul:

- Proiect 1.1 Inlocuirea instalatiei de ardere aferenta CA5 + TA5, pentru asigurarea incadrarii in valorile limita admise pentru concentratia de NO_x:
 - reducere cantitate NO_x cu 356.643,13 Kg/an;
 - reducere cantitate de CO₂ aferent cantitatii de combustibil redus cu 1.515 tone CO₂/an;
- Proiect 1.2 Realizarea a 2 CAF-uri noi cu debit de 50Gcal/ora care sa inlocuiasca CAF-ul 2 existent:
 - reducere cantitate NO_x cu 13.148,87 Kg/an;

- reducere cantitate de CO₂ aferent cantitatii de combustibil redus cu 2.753 tone CO₂/an;
- Proiect 2.1 Instalarea unei turbine cu gaze cu putere de 25 MWe:
 - Reducerea cantitatii de emisii de CO₂ cu 9.982t CO₂/an comparativ cu situatia actuala;
- Proiect 2.2 Instalarea unei turbine cu gaze cu cazan recuperator si ardere suplimentara de 14,5 Gcal/h, cu putere de 45 MWe:
 - Reducere cantitate gaze cu efect de sera: 18.505 tCO₂/an;
 - Reducere cantitate NOx: 12,9 t/an;
 - Reducere cantitate SO₂: 6,23 t/an
 - Reducere cantitate pulberi: 89 t/an.
- Proiect 2.3 Realizarea unei instalatii de valorificare a deseurilor rezultate in cadrul instalatiei MBT existenta, putere de 12,9 MWe si 16,5 MWt (3 motoare termice cu putere electrica unitara de 4,3MWe si 5,5 MWt):
 - Cresterea cantitatii de energie produsa din resurse regenerabile cu: 83.000 MWe/an si 146.801 MWt/an (126.335 Gcal);
 - Reducerea sumelor platite pentru depozitarea deseurilor in depozite autorizate, cu 2.149.093 lei/an;
- Proiect 3 Reabilitarea si modernizarea retelelor termice primare si secundare, impreuna cu punctele si modulele termice:
 - Reducere cantitate gaze cu efect de sera:
 - CO₂: 3.880 t/an;
 - NOx: 5,01 t/an
 - SO₂: 2,42 t /an
 - Pulberi: 0,35 t/an.

Reducerea emisiilor de gaze cu efect de sera a fost monetizata si cuantificata in analiza economica folosind prevederile din "Ghidul pentru Analiza Cost Beneficiu al proiectelor de termoficare finantate din Fonduri de Coeziune si Fondul European de Dezvoltare Regionala in perioada 2007-2013" realizate de JASPERS si Ministerul Mediului pentru sectorul de termoficare din Romania. Valorile economice recomandate in acest ghid pentru reducerea emisiilor sunt urmatoarele:

- NOx: 8,200 Euro/tona;
- SO₂: 250 Euro/tona;
- Pulberi: 51,000 Euro/tona;

3.2.2. Indicatori economici: Valoare Actualizata Neta Economica (VANE) si Rata Interna de Rentabilitate Economica (RIRE)



Indicatorii economici obtinuti ca urmare a rularii analizei economice a proiectelor de investitii sunt prezentati sintetic in urmatorul tabel:

Tabel 31 Indicatorii rezultati din analiza economica

Proiecte	Analiza economica		
	Valoarea Actualizata Neta Economica	Rata Interna de Rentabilitate Economica	Indicatorul Beneficiu-Cost
	RON	%	Indicator
Fisa 1.1: Inlocuirea instalatiei de ardere aferenta CA5 + TA5, pentru asigurarea incadrarii in valorile limita admise pentru concentratia de NOx	168.266.911	169,4%	21,18
Fisa 1.2: CAF-uri	6.959.850	8,7%	1,34
Fisa 2.1: Instalarea unei turbine cu gaze cu putere de 25 MWe	26.388.454	10,2%	1,51
Fisa 2.2: Instalarea unei turbine cu gaze cu cazan recuperator si ardere suplimentara de 14,5 Gcal/h, cu putere de 45 MWe	11.055.868	5,8%	1,05
Fisa 2.3: Realizarea unei instalatii de valorificare a deseurilor rezultate in cadrul instalatiei MBT existenta, putere de 12,9 MWe si 16,5 MWt (3 motoare termice cu putere electrica unitara de 4,3MWe si 5,5 MWt).	90.377.545	9,6%	1,77
Fisa 3: Reabilitarea retelelor primare si secundare, puncte si module termice, in special a zonelor care inregistreaza pierderi ridicate	4.549.193	6,0%	1,07

Toate proiectele de investitii analizate inregistreaza valori pozitive ale Valorii Actualizate Nete Economice si valori mai mari decat factorul de actualizare de 5% pentru Rata Interna de Rentabilitate Economica ceea ce ilustreaza clar ca proiectele sunt viabile pentru finantare. De asemenea, indicatorul beneficiu-cost inregistreaza valori mai mari decat 1 pentru toate proiectele analizate ilustrand sustenabilitatea economica a acestora.

3.3. Sustenabilitatea in exploatarea viitoare

Sustenabilitatea operarii pe termen scurt, mediu si lung a fost analizata considerand ca toate proiectele de investitii vor fi implementate intr-un prizon de timp rezonabil conforma graficului de implementare

prezentat in acest raport. A fost realizata o prognoza a activitatii operationale considerand urmatoarele ipoteze generale:

- A fost realizata o prognoza a cantitatilor facturate de energie termica;
- A fost realizata o prognoza a cantitatilor vandute de energie electrica considerand impactul implementarii proiectelor de investitii;
- A fost realizata o prognoza a impactului implementarii proiectelor de investitii asupra costurilor de exploatare;
- Prognoza a fost realizata in preturi constante (fara inflatie);
- Au fost considerate preturile din actul aditional la contractul de concesiune cu Veolia;
- Preturile unitare folosite in prognoza au fost cele inregistrate in operare in anul 2018;
- Singurele elemente de cost unitar pentru care s-au considerat cresteri in termeni reali au fost costurile cu personalul (2.0% crestere anuala in termeni reali) si CO₂ pentru care s-a considerat o crestere graduala pana la atingerea unei valori de 40 Euro/tona in anul 2030.

In graficul urmator este prezentata evolutia profitabilitatii activitatii de operare masurata prin intermediul indicatorului Rata EBITDA (rata profitului din exploatare inainte de amortizare si redeventa):

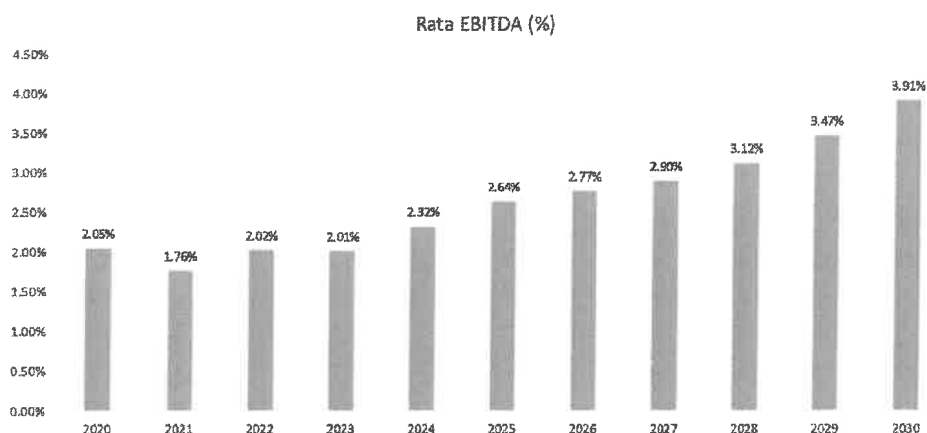


Figura 8Sustenabilitatea operarii

Rezultatele din figura anterioara ilustreaza ca activitatea va avea o dezvoltare sustenabila daca se va adopta o politica de preturi si tarife care sa fie in linie cu evolutia costurilor (sa asigure respectarea principiilor europene al "acoperirii totale a costurilor" si "poluatorul plateste").

Sustenabilitatea operarii a fost testata si din punct de vedere al suportabilitatii consumatorilor. Considerand preturile actuale, nivelul indicelui de suportabilitate este urmatorul:

- Sub 4% (3,89%) din venitul anual mediu disponibil al gospodariilor daca se considera pretul local de facturare;
- 7,6% din venitul anual mediu disponibil al gospodariilor daca se considera ca pretul platit de populatie ar fi tariful de referinta stabilit in actul aditional la contractul de concesiune cu Veolia.



Diferența între cele două abordări este importantă dar în ambele cazuri se înregistrează valori care sunt sub nivelul maxim suportabil de 8.0% dat ca referință în "Ghidul pentru Analiza Cost-Beneficiu al proiectelor de termoficare finanțate din Fonduri de Coeziune și Fondul European de Dezvoltare Regională în perioada 2007-2013" realizat de JASPERS și Ministerul Mediului pentru sectorul de termoficare din România.

4. CONCLUZII SI RECOMANDARI

Ultimul an a reprezentat pentru municipiul Ploiesti o provocare pentru sectorul termoficare. Incepand cu necesitatea identificarii unei solutii pentru operarea serviciilor si continuand cu modificarile cadrului legal pentru finantarea investitiilor (aparitia Directivei 410/2018 si a Programului nou Termoficare-Confort), toate schimbarile au condus la necesitatea actualizarii Strategiei locale si structurarii proiectelor prioritare, prin determinarea indicatorilor de rezultat si corelarea cu surse de finantare. Aceste schimbari ale cadrului institutional si legal au fost reflectate in Cap. 1 Revizie la cadrul legal si institutional.

Consultantul a pregatit la Cap. 2.3 Evaluarea investitiilor, 6 fise de proiect, dintre care una conform cerintei din Caietul de Sarcini, si anume: Fisa de proiect ce va fi depusa la Ministerul Energiei in procesul de implementare a Directivei (UE) 2018/410. De altfel, acest proiect a si fost aprobat in cadrul mecanismului specificat la art. 10c, dupa o consultare prealabila intre Ministerul Energiei si Consultant.

Trebuie precizat ca pregatirea si implementarea celor 6 proiecte trebuie astfel planificata tinand cont de perioada de extindere de timp acordata prezentului Concesionar, Veolia Energie Prahova, prin Actul Adicional nr. 4. Practic, la data lansarii procedurii de concesiune pentru continuarea operarii serviciilor de alimentare cu energie termica, proprietarul infrastructurii trebuie sa cunoasca bunurile ce vor face obiectul concesiunii. Pentru a economisi timp, o solutie viabila este de a pregati proiectele impreuna cu actualul Concesionar, urmand sa fie recunoscute in tarif costurile suportate de acesta.

O actiune importanta o reprezinta cunoasterea impactului acestor proiecte asupra rezultatelor financiare ale activitatii operationale. Au fost identificati o serie de indicatori legati de economii de combustibil si emisii reduse reflectate in economii de costuri. Impactul proiectelor poate fi determinat individual si cumulativ, asupra actualului Concesionar (Actul Adicional nr. 4) si in perspectiva noului contract de concesiune. Consultatul a realizat o simulare, in baza datelor disponibile, la Cap. 3.4 Sustenabilitatea in exploatarea viitoare. In plus, sugeram realizarea unui plan de masuri prin care Primaria sa vina in sprijinul direct al operatorului pentru cresterea cantitatii de energie termica vanduta, respectiv conectarea unor noi consumatori casnici (complexe rezidentiale finalizate/in constructie) sau non-casnici (scoli / spitale / hoteluri finalizate/in constructie).

O preconditie pentru realizarea managementului proiectelor si asigurarea managementului contractului de concesiune este intarirea institutionala a aparatului administrativ. In Anexa 2 – Calendar detaliat de implementare, Consultantul a realizat o planificare realista. Asa cum reiese din Anexa, cele doua activitati nu pot fi privite separat iar volumul de activitate, cel putin pe urmatoorii 3 ani, depaseste resursele si competentele disponibile. In conditiile in care pentru unele proiecte se sugereaza implicarea BERD, ale carei exigente profesionale sunt bine-cunoscute, consideram necesara externalizarea managementului, cel putin pentru o perioada necesara asigurarii transferului de know-how.

Concret, pana la sfarsitul anului 2019, municipalitatea poate contracta o Unitate externa de management a proiectelor care sa participe la pregatirea si implementarea investitiilor, pe de o parte, precum si la pregatirea si contractarea viitorului contract de concesiune. Echipa va acoperi mai multe specializari (ingineri, economisti, juristi, experti achizitii) iar dintre sarcinile personalului enumeram: verificare studii de fezabilitate si contributii la realizarea acestora, verificare proiecte tehnice si contributii la realizarea acestora, verificare aplicatii de finantare si contributii la realizarea acestora, realizare documentatii de atribuire pentru lucrari, echipamente si servicii, pregatire cereri de rambursare, sprijin acordat municipalitatii in misiunile de audit, transferul de know-how, promovare si publicitate, etc.

Fisa de proiect nr. 1.1 – Conformarea cu Directiva 2010/75/CE si respectiv Legii 278/2013

Sursa de finantare – bugetul CJ

1. Definirea investitiei: inlocuirea instalatiei de ardere aferenta CA5 + TA5, pentru asigurarea incadrarii in valorile limita admise pentru concentratia de NOx.
2. Obiectul investitiei: Conformarea cu Directiva 2010/75/CE si respectiv cu Legea 278/2013.
3. Efectele investitiei: Reducerea valorilor emisiilor de NOx sub limitele admise.
4. Perioada de realizare a investitiei este de 14 luni, cu precizarea ca in perioada de iarna nu se pot executa lucrarile. In aceasta perioada este inclusa si desfasurarea procedurii concurentiale de contractare a proiectarii si executiei a lucrarilor. Astfel, in maxim 60 de zile prin procedura „simplificata” se poate stabili executantul, urmand ca in perioada noiembrie 2019- martie 2020 sa se intocmeasca proiectarea si executia echipamentelor, iar in perioada aprilie - octombrie 2020 (perioada in care nu se livreaza energie termica pentru incalzire si deci cazanul nu functioneaza) sa se execute efectiv lucrarile de montaj, probe si punere in functiune a cazanului cu noua instalatie de ardere.
NB: conform actului aditional nr. 4/25.04.2019 CJ are obligatia de a realiza aceste investitii pana la data de 15.06.2020, altfel va fi penalizat de catre Veolia Energie Prahova cu eventuale costuri suplimentare de neconformare, inclusiv pierderi de venituri din exploatare
5. Valoarea investitiei, este de 1.850.000 euro, adica 8.755.680 lei, fara TVA.
Cursul leu/euro: 4,7328 lei/euro, din data de 01.07.2019.
Valoarea investitiei este aferenta numai implementarii masurii primare de reducere a concentratiei emisiilor de NOx, adica numai pentru reabilitarea /inlocuirea instalatiei de ardere a cazanului. Studiul de fezabilitate existent (realizat de Veolia) cuprinde si implementarea masurilor secundare care nu sunt necesare in prezent.
6. Indicatorii de eficienta economico-financiara (VAN, RIR)

Rezultate analiza financiara	u.m.	Indicatori
Valoare Actualizata Neta Financiara (VAN-F)	RON	6.044.228
Rata Interna de Rentabilitate Financiara (RIR-F)	%	11,0%

Rezultate analiza economica	u.m.	Valoare
Valoare Actualizata Neta Economica (VAN-E)	RON	168.266.911
Rata Interna de Rentabilitate Economica (RIR-E)	%	169,4%
Indicatorul Beneficii-Costuri (IBC)	indicator	21,18

7. Efectele proiectului: -reducere cantitate NOx cu 356.643,13 Kg/an;



- 1.7.1 reducere taxa de mediu aferenta NOx redus, cu 14.265,73 lei/an
- 1.7.2 crestere randament global cogenerare cu 1% (de la 68 % la 69%), ceea ce conduce la:
 - o reducere consum de combustibil/gaze naturale cu 777,17 mii mc/an;
 - o reducere cantitate de CO₂ aferent cantitatii de combustibil redus cu 1.515 tone CO₂/an;
- 8. Sursele de finantare ale investitiei (sursa de finantare si procentul aferent din investitie) - 100% bugetul CJ.
- 9. Beneficiar: Consiliul Judetean
- 10. Criterii de selectie a investitiei: Conformarea cu Directiva 2010/75/CE si respectiv cu Legea 278/2013.

Alte conditii:

- A. Pregatirea proiectului – se va realiza de catre CJ, care va intocmi in regim de urgenta, documentatia de atribuire si va desfasura procedura de contractare a contractului de proiectare si executie lucrari de reabilitare/inlocuire instalatie de ardere cazan energetic nr. 5(CAE 3). Pentru a scurta timpul de implementare, se poate investiga optiunea pregatirii proiectului impreuna cu Veolia Energie Prahova, urmand ca aceasta sa-si recupereze prin tarif cheltuielile efectuate.
- B. Implementarea proiectului - este obligatoriu de realizat conform programului de mai sus, fiind deja depasit termenul de conformare din Autorizatia integrata de mediu. Valorile concentratiilor de NOx din gazele arse evacuate din cazan depasesc valorile limita stabilite de Directiva 2010/75/CE si respectiv legea 278/2013. Astfel, Agentia Nationala pentru Protectia Mediului este pusa in situatia de a dispune sistarea functionarii cazanului si in consecinta, in iarna urmatoare, nu se poate asigura energia termica pentru incalzire decat in proportie de circa 50% si fara o sursa de productie a energiei termice de rezerva.

Fisa de proiect nr. 1.2 – CAF Sursa de finantare – bugetul CJ

- 1. Definirea investitiei: Realizarea a 2 CAF-uri noi cu debit de 50Gcal/ora care sa inlocuiasca CAF-ul 2 existent.
- 2. Obiectul investitiei: Conformarea cu prevederile Directivei 2010/75/CE si respectiv Legii 278/2013.
- 3. Efectele investitiei: Reducerea concentratiei emisiilor de NOx sub valorile limita admise.
- 4. Perioada de realizare a investitiei este de 16 luni, incluzand procedura concurentiala de contractare a proiectarii si executiei lucrarilor.
- 5. Valoarea investitiei, 4.700.000 Euro, respectiv 22.244.160 lei, fara TVA
Cursul leu/euro: 4,7238 lei/euro, valabil in data de 01.07.2019
- 6. Indicatorii de eficienta economico-financiara (VAN, RIR)

Rezultate analiza financiara	u.m.	Indicatori
Valoare Actualizata Neta Financiara (VAN-F)	RON	3.422.921

Rata Interna de Rentabilitate Financiara (RIR-F)	%	5,8%
--	---	------

Rezultate analiza economica	u.m.	Valoare
Valoare Actualizata Neta Economica (VAN-E)	RON	6.959.850
Rata Interna de Rentabilitate Economica (RIR-E)	%	8,7%
Indicatorul Beneficii-Costuri (IBC)	indicator	1,34

7. Efectele proiectului:

- 1.7.1 reducere cantitate NOx cu 13.148,87 Kg/an;
- 1.7.2 reducere taxa de mediu aferenta NOx redus, cu 526 lei/an
- 1.7.3 crestere randament cu minim 4% (de la 91 % la 95%), ceea ce conduce la:

- reducere consum de combustibil/gaze naturale cu 1.412 mii mc/an;
- reducere cantitate de CO₂ aferent cantitatii de combustibil redus cu 2.753 tone CO₂/an;

8. Sursele de finantare ale investitiei (sursa de finantare si procentul aferent din investitie) - 100% bugetul CJ.

9. Beneficiar: Consiliul Judetean

10. Criterii de selectie a investitiei: Conformarea cu prevederile Directivei 2010/75/CE si respectiv a Legii 278/2013.

Alte conditii:

- C. Pregatirea proiectului – se va realiza de catre CJ, care va contracta in regim de urgenta asistenta tehnica pentru intocmirea Studiului de Fezabilitate si a documentatiei de licitatie a contractului de proiectare si executie a lucrarilor. Pentru a scurta timpul de implementare, se poate investiga optiunea pregatirii proiectului impreuna cu Veolia Energie Prahova, urmand ca aceasta sa-si recupereze prin tarif cheltuielile efectuate.
- D. Implementarea proiectului este absolut necesara, cu punerea in functiune pana la 01.01.2023 deoarece, pana la aceasta data CAF 2 existent, poate functiona in regim derogatoriu. Pentru ca functioneaza in regim derogatoriu Legislatia nu mai permite reabilitarea acestuia din acest motiv fiind necesara inlocuirea cu 2 CAF-uri conform Strategiei locale.

Fisa de proiect nr. 2.1 – Investitii la sursa, finantare certa, aprobata de Ministerul Energiei

Sursa de finantare – Fondul de modernizare - de art. 10c si 10d modificate prin Directiva (UE) 2018/410 Proiect < 12,5 milioane euro – alocare directa

Propus la sedinta de lansare

- 1. Definirea investitiei: Montarea de surse noi de productie a energiei termice pentru acoperirea curbei de consum intr-o perioada de minim 20 de ani, in SACET Ploiesti.
- 2. Obiectul investitiei: Instalarea unei surse noi de productie a energie termice in cogenerare de inalta eficienta, si anume: Instalarea unei turbine cu gaze cu putere de 25 MWe.
- 3. Efectele investitiei
 - 1.3.1 Contributia la cresterea eficientei energetice



- 1.3.1.1 Contributia la cresterea eficientei energetice prin cresterea cantitatii de energie produsa in cogenerare de inalta eficienta. Comparativ cu situatia actuala se estimeaza o reducere a consumului de gaze naturale cu 5.120,4 mii mc/an;
- 1.3.2 Contributia la reducerea emisiilor de CO₂
- 1.3.2.1 Reducerea cantitatii de emisii de CO₂ cu 9.982t CO₂/an comparativ cu situatia actuala.
4. Perioada de realizare a investitiei este de 3 ani, incluzand perioada de intocmire a documentatiei de finantare, procedura concurentiala de contractare a proiectarii si executiei a lucrarilor.
5. Valoarea investitiei, in Euro si RON
- 1.5.1 Turbina cu gaze de 25 Mwe – 12.460.000 Euro, adica 58.858.550.00 lei;
Cursul lei/euro: 4,7238 lei/euro, valabil in data de 01.07.2019.
6. Indicatorii de eficienta economico-financiara (VAN, RIR)

Rezultate analiza financiara	u.m.	Indicatori
Valoare Actualizata Neta Financiara (VAN-F)	RON	34.660.518
Rata Interna de Rentabilitate Financiara (RIR-F)	%	10,2%

Rezultate analiza economica	u.m.	Valoare
Valoare Actualizata Neta Economica (VAN-E)	RON	26.388.454
Rata Interna de Rentabilitate Economica (RIR-E)	%	10,2%
Indicatorul Beneficii-Costuri (IBC)	indicator	1,51

7. Sursele de finantare ale investitiei (sursa de finantare si procentul aferent din investitie)
- 1.7.1 70% prin imprumut IFI contractat de Primaria Municipiului Ploiesti pentru a demara lucrarile, urmand sa fie rambursat prin mecanism ETS.
- 1.7.2 30% buget de stat, buget judetan si buget local.
- Adaugate in urma clarificarii**

8. Beneficiar: din SACET Ploiesti sursa si retele primare sunt in proprietatea Consiliului Judetean Prahova si punctele termice si retelele secundare sunt ale UAT Ploiesti. Tinand seama de prevederile Legii 325/2006, asa cum a fost completata si modificata, care prevede la art.8 alin(1) "Infiintarea, organizarea, coordonarea, monitorizarea si controlul serviciului public de alimentare cu energie termica constituie obligatii ale autoritatilor administratiei publice locale", serviciul de alimentare cu caldura este la nivel de municipiul Ploiesti, astfel ca responsabilitatea revine Consiliului Local. Din acest considerent, in prezent, se desfasoara activitatea de analiza a modalitatii prin care sursa de productie a energiei electrice si termice si retelele primare sa treaca de la Consiliul Judetean la UAT. Ca urmare, UAT va fi implicata direct in proiectele aferente CET Brazil.



9. Criterii de selectie a investitiei: puterile instalatiilor s-au stabilit pentru acoperirea curbei clasate a consumului anual si functionarea fiecareia dintre acestea , la o sarcina de peste 50%, altfel nu se mai respecta valorile limita a emisiilor stabilite in lege si directive.

Alte conditii:

Scenariul A

- a) Pregatirea proiectului – se poate realiza cu Asistenta Tehnica din partea BERD, caz in care in etapa de implementare a proiectului PMP se va indatora la BERD intr-o proportie ce va fi determinata prin analiza cost-beneficiu a proiectului. Intr-o prima etapa primaria va inainta o adresa de solicitare de asistenta tehnica de la BERD, care va decide daca va utiliza fonduri ELENA sau, mai degraba, memorandumul incheiat cu Guvernul Romaniei pentru dezvoltarea infrastructurii. Conditile de contractare sunt ale finantatorului (proceduri de achizitii BERD).
- E. Justificare privind incadrarea proiectului la 10c – alocare gratuita si art. 10d Fondul de modernizare - pana la 70% din valoarea proiectului. Proiect < 12,5 milioane euro – alocare directa,
 - o Va fi prezentat angajamentului din partea unei banci pentru asigurarea unui credit echivalent cu 70% din valoarea investitiei care sa faciliteze realizarea investitiei pana la primirea grantului, precum si garantiile din partea Consiliului Local privind cofinantarea, reprezentate de Hotarari ale Consiliului, din care sa rezulte angajamentul ca va asigura anual cotele corespunzatoare procentului de cofinantare de 30% din valoarea lucrarilor prevazute in graficul de executie, din bugetele anilor respectivi.
 - o Legat de clauza dezafectare 1:1 (operatorul trebuie sa demonstreze ca, el sau un asociat, a dezafectat un cuantum echivalent de capacitate de productie a energiei electrice cu nivel mai ridicat de emisii): clauza trebuie sa produca efecte dupa expirarea perioadei de garantie a instalatiilor/capacitatilor noi ce se vor instala. In plus, in cazul cogenerarii, capacitatile noi vor fi mai reduse decat cele existente, datorita restructurarii consumului de energie termica existent la data realizarii instalatiilor existente/vechi, a cresterii eficientei tehnologiilor actuale de cogenerare comparativ cu cele ale instalatiilor existente precum si ca urmare a masurilor de crestere a eficientei energetice prevazute de Directiva 2012/27/CE in cazul cladirilor alimentate cu energie termica produsa in instalatiile noi. In aceasta situatie trebuie stabilita echivalenta pentru realizarea proportiei de 1:1.
- F. Conditia asigurarii de catre solicitant a minim 30% din valoarea investitiei limiteaza accesul includerii anumitor proiecte in procesul de selectie si este necesar ca pentru toate proiectele, statul sa asigure garantarea creditelor pentru sumele corespunzatoare si in conditiile unor rambursari pe perioade lungi de timp. De asemenea, statul poate asigura cofinantarea din buget de stat prin program "Termoficare si confort" sau prin instituirea altor programe.
- G. Conditia dezafectarii 1:1, in situatia in care se realizeaza proiecte de inlocuire a instalatiilor existente si atunci cand exista echivalenta de capacitate, nu limiteaza includerea anumitor proiecte, inclusiv cele propuse de noi in procesul de selectie. Singura problema este cea legata de lipsa fondurilor necesare dezafectarii. De asemenea, intrucat in cazul proiectelor de cogenerare, capacitatile noi vor fi mai reduse datorita eficientei tehnologiilor actuale comparativ cu cele ale instalatiilor existente precum si ca urmare a masurilor de crestere a eficientei



energetice prevazuta de Directiva 2012/27/CE actualizata, indeplinirea cerintei trebuie sa se faca etapizat, adica se realizeaza investitii noi pana se ajunge la capacitate echivalenta existenta (exemplu; exista in prezent un grup energetic cu capacitate de 50MWe si 120MWt, acesta se va dezafecta numai dupa ce se vor realiza investitii noi a caror capacitatea termica insumata ajunge la 120 MWt.

- H. Licitatia sa fie publica, sa se asigure publicitatea necesara astfel incat toate persoanele interesate sa poata cunoaste conditiile de desfasurare. Este necesar sa se stabileasca criterii tehnice de departajare (exemplu: in cazul cogenerarii, sustenabilitatea SACET reprezentata prin grad de bransare a consumatorilor si faptul ca proiectele SACET a caror rata de bransare nu este peste 60% sa nu fie admise proiecte, economia de combustibil ce se obtine prin realizarea proiectelor sa fie de minim 20% comparativ cu situatia producerii separate a energiei electrice si termice si de minim 10% fata de situatia dinaintea realizarii proiectului; se poate acorda prioritate solicitantilor care nu au primit fonduri europene / nationale pentru alte lucrari in SACET-ul solicitantului, cantitatea de reduceri de emisii de gaze cu efect de sera, etc).
- I. Alte elemente- Proiectul se refera la investitii in cogenerare intr-un sistem centralizat de alimentare cu energie termica. Acesta este un serviciu de interes economic general, se supune Directivei SIEG, nu conduce la concurenta neadecvata pe piata interna, iar energia electrica ce se produce contribuie la intensificarea concurentiei pe piata interna a energiei electrice.

Fisa de proiect nr. 2.2 – Investitii la sursa

Sursa de finantare – Programul Termoficare si Confort 2019-2030

1. Definirea investitiei: Montarea de surse noi de productie a energiei termice pentru acoperirea curbei de consum intr-o perioada de minim 20 de ani, in SACET Ploiesti.
2. Obiectul investitiei: Instalarea unei turbine cu gaze cu cazan recuperator si ardere suplimentara de 14,5 Gcal/h, cu putere de 45 MWe.
3. Efectele investitiei
 - 1.3.1 Contributia la cresterea eficientei energetice: Economia de energie primara / gaze naturale se stabileste conform prevederilor Directivei 2012/27/CE si este de: 9.492.3 mii mc.
 - 1.3.2 Contributia la reducerea emisiilor ca urmare a reducerii consumului de combustibil astfel:
 - Reducere cantitate gaze cu efect de sera: 18.505 tCO₂/an;
 - Reducere cantitate NO_x: 12,9 t/an;
 - Reducere cantitate SO₂: 6,23 t/an
 - Reducere cantitate pulberi: 89 t/an.
 - 1.3.3 Reducerea costurilor ca urmare a neachizitionarii certificatelor de CO₂ aferente reducerii de consum de combustibil.
4. Perioada de realizare a investitiei este de 3 ani, incluzand perioada de intocmire a documentatiei de finantare, procedura concurentiala de contractare a proiectarii si executiei lucrarilor.
5. Valoarea investitiei, in Euro si RON

Turbina cu gaze – 38.900.000 Euro, adica 183.755.820 lei;
Cursul leu/euro: 4,7238 lei/euro, valabil la data de 01.07.2019

6. Indicatorii de eficienta economico-financiara (VAN, RIR)

Rezultate analiza financiara	u.m.	Indicatori
Valoare Actualizata Neta Financiara (VAN-F)	RON	19.524.247
Rata Interna de Rentabilitate Financiara (RIR-F)	%	5,2%

Rezultate analiza economica	u.m.	Valoare
Valoare Actualizata Neta Economica (VAN-E)	RON	11.055.868
Rata Interna de Rentabilitate Economica (RIR-E)	%	5,8%
Indicatorul Beneficii-Costuri (IBC)	indicator	1,05

7. Sursele de finantare ale investitiei (sursa de finantare si procentul aferent din investitie) - Cheltuielile eligibile ale proiectelor depuse in cadrul Programului Termoficare sunt cofinantate in cuantum de maxim 85% din fonduri provenite potrivit art.1, alin. (3), lit. a) si b) prin bugetul Ministerului Dezvoltarii Regionale si Administratiei Publice si respectiv, in cuantum de minim 15% din fonduri proprii ale unitatilor administrativ-teritoriale beneficiare.
8. Beneficiar: din SACET Ploiesti sursa si retele primare sunt in proprietatea Consiliului Judetean Prahova si punctele termice si retelele secundare sunt ale UAT Ploiesti. Tinand seama de prevederile Legii 325/2006, asa cum a fost completata si modificata, care prevede la art.8 alin(1) "Infiintarea, organizarea, coordonarea, monitorizarea si controlul serviciului public de alimentare cu energie termica constituie obligatii ale autoritatilor administratiei publice locale", astfel ca responsabilitatea prestarii serviciului de alimentare centralizata cu energie termica(SACET) la nivel de municipiul Ploiesti, revine Consiliului Local. Din acest considerent, in prezent, se desfasoara activitatea de analiza a modalitati prin care sursa de productie a energiei electrice si termice si retelele primare ca treaca de la Consiliul Judetean la UAT. Ca urmare UAT va fi implicata direct in proiectele aferente CET Brazi.
9. Criterii de selectie a investitiei: puterile instalatiilor s-au stabilit pentru acoperirea curbei clasate a consumului anual si functionarea fiecareia dintre acestea la o sarcina peste 50%, altfel nu se mai pot respecta valorile limita a emisiilor stabilite in lege si directive.

Alte conditii:

- A. Pregatirea proiectului – se va realiza de catre PMP, care va contracta in regim de urgenta asistenta tehnica de intocmire a studiul de fezabilitate si a documentatiei de atribuire , urmid desfasurarea procedurii legale de contractare a proiectarii si executiei lucrurilor, dar numai dupa aprobarea finantarii.

B. Justificare privind încadrarea proiectului – Studiul de fezabilitate va evalua investițiile prin prisma criteriilor de selecție ale programului:

- a. între 0 și 40 de puncte, în funcție de economia de energie/reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră realizată ca urmare a implementării proiectului, exprimată în tone de echivalent petrol/an și tone de dioxid de carbon echivalent /an;
- b. între 0 și 20 de puncte, raportat la eficiența investiției, respectiv raportul între valoarea totală a investiției și economia de energie/reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră obținută prin exploatarea instalațiilor realizate în cadrul proiectului pe durata de recuperare a investiției, exprimată în lei/tona de echivalent petrol și lei/tona de dioxid de carbon echivalent;
- c. între 0 și 20 de puncte, corespunzătoare ratei de bransare la sistemul centralizat de termoficare (numărul actual de apartamente bransate/numărul de apartamente bransate inițial).
- d. între 0 și 20 de puncte, raportat la capacitatea financiară a unității administrativ - teritoriale beneficiare, calculată potrivit formulei prevăzute la art. 33, alin. (2), lit. a) din Legea nr. 273/2006 privind finanțele publice locale, cu modificările și completările ulterioare.

Fisa de proiect nr. 2.3 – Investiții la sursă IVE

Sursa de finanțare – Fondul de inovare - art. 10a și 10c modificat prin Directiva (UE) 2018/410

Proiect > 12,5 milioane euro – procedura competitivă

Propus la sedința de lansare

1. Definirea investiției: Montarea de surse noi de producere a energiei termice pentru acoperirea curbei de consum într-o perioadă de minim 20 de ani, în SACET Ploiești.
2. Obiectul investiției: Realizarea unei instalații de valorificare a deșeurilor rezultate în cadrul instalației MBT existentă, putere de 12,9 MWe și 16,5 MWt (3 motoare termice cu putere electrică unitară de 4,3MWe și 5,5 MWt).
3. Efectele investiției
 - 1.3.1 Contribuția la creșterea cantității de energie electrică și termică produse în cogenerare de înaltă eficiență, din resurse regenerabile.
 - 1.3.1.1 Creșterea cantității de energie produsă din resurse regenerabile cu: 83.000 MWe/an și 146.801 MWt/an (126.335 Gcal)
 - 1.3.1.2 Cantitatea de combustibil fosil înlocuit de resurse regenerabile și anume syngaz obținut din gazeificarea deșeurilor menajere rămase în urma sortării și uscării la instalația MBT: 228.026 MW(23.642,687 mii mc/an gaze naturale).
 - 1.3.2 Reducerea sumelor plătite pentru depozitarea deșeurilor în depozite autorizate, cu 2.149.093 lei/an
4. Perioada de realizare a investiției este de 3 ani, incluzând perioada de întocmire a documentației de finanțare, procedura concurențială de contractare a proiectării și execuției lucrărilor.
5. Valoarea investiției „Instalație valorificare deșeurilor rezultate de la MBT” este de 50.000.000 Euro, adică 232.650.000 lei.
Cursul leu/euro: 4,7238 lei/euro, valabil în data de 01.07.2019

6. Indicatorii de eficienta economico-financiara (VAN, RIR)

Rezultate analiza financiara	u.m.	Indicatori
Valoare Actualizata Neta Financiara (VAN-F)	RON	95.155.227
Rata Interna de Rentabilitate Financiara (RIR-F)	%	8,5%

Rezultate analiza economica	u.m.	Valoare
Valoare Actualizata Neta Economica (VAN-E)	RON	90.377.545
Rata Interna de Rentabilitate Economica (RIR-E)	%	9,6%
Indicatorul Beneficii-Costuri (IBC)	indicator	1,77

7. Sursele de finantare ale investitiei (sursa de finantare si procentul aferent din investitie)

1.7.1 70% prin imprumut IFI contractat de Primaria Municipiului Ploiesti pentru a demara lucrarile, urmand sa fie rambursat prin mecanism ETS.

1.7.2 30% buget de stat, buget judetean si buget local.

Adaugate in urma clarificarii

8. Beneficiar: Consiliul Judetean.

9. Criterii de selectie a investitiei: puterile instalatiilor s-au stabilit pentru acoperirea curbei clasate a consumului anului, instalatia de valorificare a deeurilor functionand tot timpul anului la sarcina ce rezulta pentru valorificarea integrala a deeurilor.

Alte conditii:

- A. Pregatirea proiectului – se poate realiza cu Asistenta Tehnica din partea BERD, caz in care in etapa de implementare a proiectului CJ se va indatora la BERD intr-o proportie ce va fi determinata prin analiza cost-beneficiu a proiectului. A se vedea precizarile facute la fisa 2.1.
- B. Justificare privind incadrarea proiectului la 10c – alocare gratuita si art. 10a Fondul de Inovare pana la 60% din valoarea proiectului. Proiect > 12,5 milioane euro – procedura competitiva
 - o Va fi prezentat angajamentului din partea unei banci pentru asigurarea unui credit echivalent cu 70% din valoarea investitiei care sa faciliteze realizarea investitiei pana la primirea grantului, precum si garantiile din partea Consiliul Judetean privind cofinantarea, reprezentate de Hotarari ale Consiliului, din care sa rezulte angajamentul ca vor/va asigura anual cotele corespunzatoare procentului de cofinantare de 40% din valoarea lucrarilor prevazute in graficul de executie, din bugetele anilor respectivi.
 - o Legat de clauza dezafectare 1:1 (operatorul trebuie sa demonstreze ca, el sau un asociat, a dezafectat un quantum echivalent de capacitate de productie a energiei electrice cu nivel mai ridicat de emisii): clauza trebuie sa produca efecte dupa expirarea perioadei de garantie a instalatiilor/capacitatilor noi ce se vor instala. In



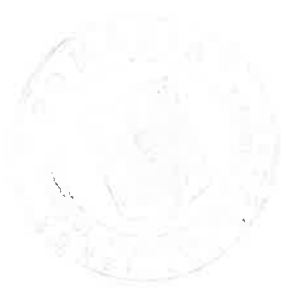
plus, în cazul cogenerării, capacitățile noi vor fi mai reduse decât cele existente datorită restructurării consumului de energie termică existent la data realizării instalațiilor existente/vechi, a creșterii eficienței tehnologiilor actuale de cogenerare comparativ cu cele ale instalațiilor existente precum și ca urmare a măsurilor de creștere a eficienței energetice prevăzute de Directiva 2012/27/CE în cazul clădirilor alimentate cu energie termică produsă în instalațiile noi. În această situație trebuie stabilită echivalența pentru realizarea proporției de 1:1.

- C. Condiția asigurării de către solicitant a minim 30% din valoarea investiției limitează accesul includerii anumitor proiecte în procesul de selecție și este necesar ca pentru toate proiectele, statul să asigure garantarea creditelor pentru sumele corespunzătoare și în condițiile unor rambursări pe perioade lungi de timp. De asemenea, statul poate asigura cofinanțarea din buget de stat prin program "Termoficare și confort" sau prin instituirea altor programe.
- D. Condiția dezafectării 1:1, în situația în care se realizează proiecte de înlocuire a instalațiilor existente și atunci când există echivalența de capacitate, nu limitează includerea anumitor proiecte, inclusiv cele propuse de noi în procesul de selecție. Singura problemă este cea legată de lipsa fondurilor necesare dezafectării. De asemenea, întrucât în cazul proiectelor de cogenerare, capacitățile noi vor fi mai reduse datorită eficienței tehnologiilor actuale comparativ cu cele ale instalațiilor existente precum și ca urmare a măsurilor de creștere a eficienței energetice prevăzute de Directiva 2012/27/CE actualizată, îndeplinirea cerinței trebuie să se facă etapizat, adică se realizează investiții noi până se ajunge la capacitate echivalentă existentă (exemplu; există în prezent un grup energetic cu capacitate de 50MWe și 120MWt, acesta se va dezafecta numai după ce se vor realiza investiții noi a căror capacitatea termică însumată ajunge la 120 MWt).
- E. Licitația să fie publică, să se asigure publicitatea necesară astfel încât toate persoanele interesate să poată cunoaște condițiile de desfășurare. Este necesar să se stabilească criterii tehnice de departajare (exemplu: în cazul cogenerării, sustenabilitatea SACET reprezentată prin grad de bransare a consumatorilor și faptul că proiectele SACET a căror rată de bransare nu este peste 60% să nu fie admise proiecte, economia de combustibil ce se obține prin realizarea proiectelor să fie de minim 20% comparativ cu situația producerii separate a energiei electrice și termice și de minim 10% față de situația dinaintea realizării proiectului; se poate acorda prioritate solicitanților care nu au primit fonduri europene / naționale pentru alte lucrări în SACET-ul solicitantului, cantitatea de reduceri de emisii de gaze cu efect de seră, etc).
- F. Alte elemente- Proiectul se referă la investiții în cogenerare într-un sistem centralizat de alimentare cu energie termică. Acesta este un serviciu de interes economic general, se supune Directivei SIEG, nu conduce la concurența neadecvată pe piața internă, iar energia electrică ce se produce contribuie la intensificarea concurenței pe piața internă a energiei electrice.

Fisa de proiect nr. 3 – Reabilitarea și modernizarea rețelelor termice primare și secundare, împreună cu punctele și modulele termice

Sursa de finanțare – Programul Termoficare și Confort 2019-2030

SAU Programul Operational Infrastructura mare 2014-2020



1. Definirea investitiei: Continuarea lucrarilor de reabilitare si modernizare a retelelor termice primare si secundare, impreuna cu punctele si modulele termice.
2. Obiectul investitiei: Reabilitarea in proportie de 20% a retelelor termice primare si secundare, impreuna cu punctele si modulele termice, in special a zonelor care inregistreaza pierderi ridicate:

In perioada 2019-2023 nu s-au prevazut lucrari ample de reabilitare, ci numai interventii prioritare, punctuale, in zonele in care apar sau sunt iminente avarii, apreciate la circa 20% 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 si secundare este de 48, 5 milioane euro fara TVA

3. Efectele investitiei
 - 1.3.1 Reducerea pierderilor de energie termica cu 14.869 Gcal/an;
 - 1.3.2 Reducerea consumului de combustibil cu 1.990,1 mii mc gaze naturale ceea ce conduce la reducerea cantitatii de emisii:
 - Gaze cu efect de sera: 3.880 tCO₂/an
 - NOx: 5,01 t/an
 - SO₂: 2,42 t/an
 - Pulberi: 0,35 t/an.
4. Perioada de realizare a investitiei este de 3 ani, pentru investitiile prioritare si inca 3 ani pentru restul lucrarilor, incluzand perioada de intocmire a documentatiei de finantare, procedura concurentiala de contractare a proiectarii si executiei a lucrarilor
5. Valoarea investitiei propusa este de 12.200.000 euro, respectiv 57.630.360 lei, fara TVA. Cursul leu/euro: 4,7238 lei/euro valabil in data de 01.07.2018.
6. Indicatorii de eficienta economico-financiara (VAN, RIR)

Rezultate analiza financiara	u.m.	Indicatori
Valoare Actualizata Neta Financiara (VAN-F)	RON	6.550.898
Rata Interna de Rentabilitate Financiara (RIR-F)	%	5,3%

Rezultate analiza economica	u.m.	Valoare
Valoare Actualizata Neta Economica (VAN-E)	RON	4.549.193
Rata Interna de Rentabilitate Economica (RIR-E)	%	6,0%
Indicatorul Beneficii-Costuri (IBC)	indicator	1,07

7. Sursele de finantare ale investitiei (sursa de finantare si procentul aferent din investitie) - Cheltuielile eligibile ale proiectelor depuse in cadrul Programului Termoficare si Confort 2019-2030 sunt cofinantate in cuantum de maxim 85% din fonduri provenite potrivit art.1, alin. (3), lit. a) si b) prin bugetul Ministerului Dezvoltarii Regionale si Administratiei Publice si respectiv, in cuantum de minim 15% din fonduri proprii ale unitatilor administrativ-teritoriale beneficiare.
8. Beneficiar: PMP. Retelele primare vor trece din proprietatea Consiliului Judetean la UAT Ploiesti. In acest fel, PMP poate pregati un proiect integrat Sursa + Retele pentru finantare din Programul Termoficare- Confort.
9. Criterii de selectie a investitiei: Reabilitarea zonelor care inregistreaza pierderi ridicate si care in caz, de avarie afecteaza cel mai mare numar de consumatori.

NB: Proiectul este eligibil si pe **Programul Operational Infrastructura mare 2014-2020** insa in decembrie 2019 expira timpul de depunere. Pentru ca Municipiul sa poata accesa finantarea trebuie urmatoarele:

- contractata asistenta de pregatire SF – dureaza minim 3 luni.
- realizat SF si Aplicatiei de finantare, inclusiv procedura EIA, cu obtinere avize si acorduri – dureaza minimum 6 luni.

Singura solutie, este ca PMP sa transmita o noua cerere de prelungire a termenului de depunere, ca si anul trecut, dar sa faca de aceasta data dovada ca a lansat procedura de achizitie a asistentei tehnice de pregatire a studiului de finantare si a aplicatiei. Considerand ca Autoritatea de Management va accepta, graficul de implementare realizat este obligatoriu indiferent de sursa de finantare.

Alte conditii:

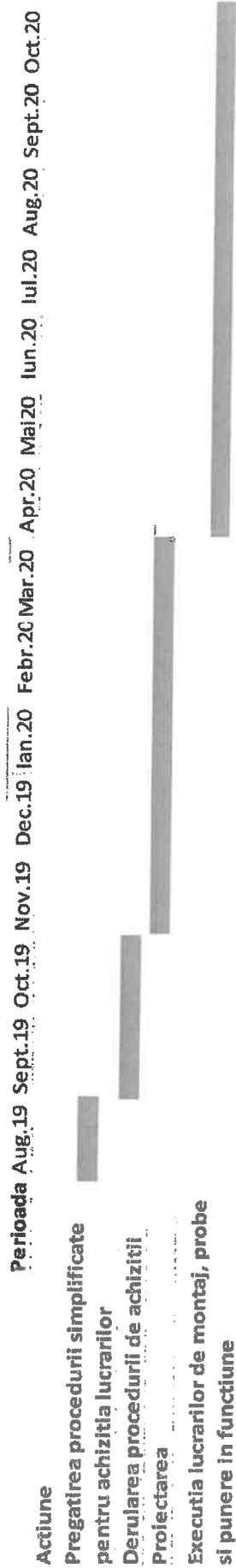
- A. Pregatirea proiectului – se va realiza de catre PMP, care va contracta in regim de urgenta asistenta tehnica de intocmire a documentatiei de finantare. Veolia Energie Prahova poate sa conditioneze pregatirea proiectului de realizarea investitiilor la arzatoare.
- B. Justificare privind incadrarea proiectului – Studiul de fezabilitate va evalua investitiile si prin prisma criteriilor de selectie ale programului:
 - a. intre 0 si 40 de puncte, in functie de economia de energie/reducerea emisiilor de gaze cu efect de sera realizata ca urmare a implementarii proiectului, exprimata in tone de echivalent petrol/an si tone de dioxid de carbon echivalent /an;
 - b. intre 0 si 20 de puncte, raportat la eficienta investitiei, respectiv raportul intre valoarea totala a investitiei si economia de energie/reducerea emisiilor de gaze cu efect de sera obtinuta prin exploatarea instalatiilor realizate in cadrul proiectului pe durata de recuperare a investitiei, exprimata in lei/tona de echivalent petrol si lei/tona de dioxid de carbon echivalent;
 - c. intre 0 si 20 de puncte, corespunzatoare ratei de bransare la sistemul centralizat de termoficare (numarul actual de apartamente bransate/numarul de apartamente bransate initial).
 - d. intre 0 si 20 de puncte, raportat la capacitatea financiara a unitatii administrativ - teritoriale beneficiare, calculata potrivit formulei prevazute la art. 33, alin. (2), lit. a) din Legea nr. 273/2006 privind finantele publice locale, cu modificarile si completarile ulterioare.

Anexa 2 Calendar detaliat de implementare

Grafic de implementare privind preluarea proprietatii asupra infrastructurii si pregatire documentatiei de atribuire pentru concesiunea serviciului la expirarea contractului cu Veolia Energie Prahova SA

Actiune	Perioada	TrimIII2019	TrimIV2019	TrimI2020	TrimII2020	TrimIII2020	TrimIV2020	TrimI2021	TrimII2021	TrimIII2021	TrimIV2021	TrimI2022	TrimII2022
Investitii in sarcina Consiliului Judetean													
Preluare infrastructura													
Pregatirea si contractarea asistentei tehnice pentru pregatirea caietelor de sarcini pentru concesiune													
Pregatirea documentatiei pentru concesiunea serviciilor (caiet de sarcini, fisa de date, regulament si caiet servicii, contract etc)													
procedura atribuire - lansare procedura si asistenta in derularea acesteia (evtl dialog competitiv)													
Contractarea concesiunii													
Predarea-Preluarea Infrastructurii si operarii de la un concesionar la altul, dupa caz													

Proiect nr. 1.1 – Conformarea cu Directiva 2010/75/CE si respectiv cu Legea 278/2013



Proiect nr. 1.2 – CAF



Proiect nr. 2.1 – Investiții la sursă, finanțare certă, aprobată de Ministerul Energiei cf. Art. 10c și 10d Directiva 410

Acțiune	Perioada	Trim I 2019	Trim II 2019	Trim III 2019	Trim IV 2019	Trim I 2020	Trim II 2020	Trim III 2020	Trim IV 2020	Trim I 2021	Trim II 2021	Trim III 2021	Trim IV 2021	Trim I 2022	Trim II 2022	Trim III 2022	Trim IV 2022
Achiziția asistentei tehnice de pregătire a proiectului, de către BERD																	
Pregătirea proiectului / a studiului de fezabilitate, evaluarea și aprobarea lui																	
Contractarea lucrărilor de proiectare																	
Execuția lucrărilor de montaj, probe și punere în funcțiune																	

Proiect nr. 2.2 – Investiții la sursă, Programul Termoficare Confort

Actiune	Perioada	Trim IV 2019	Trim I 2020	Trim II 2020	Trim III 2020	Trim IV 2020	Trim I 2021	Trim II 2021	Trim III 2021	Trim IV 2021	Trim I 2022	Trim II 2022	Trim III 2022
Achizitia asistentei tehnice de pregatire a proiectului, de catre PMP													
Pregatirea proiectului / a studiului de fezabilitate, evaluarea si aprobarea lui													
Contractarea lucrarilor													
Proiectarea													
Executia lucrarilor de montaj, probe si punere in functiune													

Proiect nr. 2.3 -- Investitii la sursa -Instalatii de Valorificare Energetica

Actiune	Perioada	Trim IV 2019	Trim I 2020	Trim II 2020	Trim III 2020	Trim IV 2020	Trim I 2021	Trim II 2021	Trim III 2021	Trim IV 2021	Trim I 2022	Trim II 2022	Trim III 2022
Achizitia asistentei tehnice de pregatire a proiectului, de catre BERD													
Pregatirea proiectului / a studiului de fezabilitate, evaluarea si aprobarea lui													
Contractarea lucrarilor													
Proiectarea													
Executia lucrarilor de montaj, probe si punere in functiune													

Proiect nr. 3 – Reabilitarea si modernizarea rețetelor termice primare si secundare, impreuna cu punctele si modulele termice, Programul Termoficare Confort SAU Programul Operational Infrastructura Mare

Actiune	Perioada	TrimIII2019	TrimI2020	TrimII2020	TrimIII2020	TrimIV2020	TrimI2021	TrimII2021	TrimIII2021	TrimIV2021	TrimI2022	TrimII2022	TrimIII2022
Achizitia asistentei tehnice de pregatire a proiectului, de catre PMP													
Pregatirea proiectului / a studiului de fezabilitate, evaluarea si aprobarea lui													
Contractarea lucrarilor proiectate													
Executia lucrarilor de montaj, probe si punere in functiune													

Anexa 3 Calcul suprafete conducte inclusiv izolatia termica retele termice primare



Anexa 4 Realizări în perioada 2019-2023-2037, acoperirea curbei de sarcină cu echipamentele existente

Anexa 5 Realizari in perioada 2024-2037, acoperirea curbei de sarcina cu echipamentele noi





Anexa 3. Calcul suprafete conducte inclusiv izolatie termica retele termice primare



Mag. I Vest	Tronson	Dn(mm)	Gr.izolatie (mm)	Lung.cond. (m)	suprafata izol.(mp)	
	CET Brazi-F25	1016tur	100	4,129	15,766	
		914 retur	100	4,129	14,443	
	CET Brazi-F25	711	100	4,129	11,811	
		711	100	4,129	11,811	
	F25-F33	711	100	2,500	7,151	
		914	100	1,250	4,372	
	F33-CV -Racord MT Mall West	89	40	350	186	preiz.
	F33-F35	711	100	700	2,002	
	F35-F38	711	100	860	2,460	
	F38-F41	711	100	800	2,288	
	F41-F42	711	100	400	1,144	
	F42-F43	610	100	182	463	
	F43-F44	610	100	304	773	
	F44-F53	610	100	2,646	6,730	
	F53-F56	610	100	652	1,658	
	F56-F58	508	100	848	1,885	
	F58-Cs1	508	100	406	903	
	Cs1-C3	508	100	624	1,387	
	C3-C2	356	70	352	548	
	C'5 (Cs1-232) -Cs 2				1,007	
	tur(2*250)	273	75	454	603	
	retur (400)	406	80	227	404	
	Cs2 - Fs5				1,543	
	tur(2*250)	273	75	696	924	
	retur (400)	407	80	348	619	
	Fs5 - F7Y				965	
	tur*2*200)	219	60	494	526	
	retur (400)	407	80	247	439	
	FTY - F11Z				1,534	
	tur(2*200)	219	60	848	903	
	retur(300)	324	75	424	631	
	F35 - F1	273	75	48	64	
	F1 - C1 F2	273	75	238	316	
	racord PT17 VEST	168	50	30	25	
	racord PT7 VEST	168	50	400	337	
	F38-C2	273	75	140	186	
	racor PT4-vest	219	60	40	43	
	racord PT 5 vest	219	60	726	773	
	F41 - PT 3 VEST	219	60	260	277	
	F42-CB	508	100	952	2,116	
	C3 - C4 TUR (PT 1 Vest - PT 2 V	508	100	350	778	
	C4 - F8	324	75	1,054	1,568	
	F8 (CV OGA)- C16-4 (CV 7 MR)	324	75	546	812	
	C16-4(CV 7 MR) - 353 (CV 22 PC	324	75	160	238	
	353 (CV 22 PC) - C16-4'	219	60	480	511	
	racord PT OGA	140	50	80	60	
	racord PT 7 Malu Rosu	168	50	184	155	
	PT 1 VEST	219	75	300	348	
	214(C3) - PT 2 VEST	219	75	400	464	



F20(278) - F29(291)				
-tur (2*500)	508	100	2,226	
- retur (700)	711	100	1,113	
F29 (291) - F33 SUD (292)				
- tur (2*500)	508	100	970	2,156
- retur (700)	711	100	485	1,387
272(F7) - 273(C2 - F8)	407	80	1,000	1,779
355 - Racord PT SPITAL CFR (12	114	50	100	67
273 (C2 - F8) - PT 1-9MAI	219	60	30	32
	407	80	354	630
274(C4-F10) - PT 2 - 9MAI	219	60	450	479
274(C4-F10) - 276(F15)	324	75	820	1,220
275(C5F) - PT 3-9MAI (66)	219	60	112	119 Preiz
276(F15) - PT 4-9MAI (67)	219	60	750	799
276(F15) - PT 5-9MAI (69)	168	50	516	435
276.1.(F15) - PT Imobil Sondela	60	37	240	101 Preiz
272(F7) - PT GARA DE VEST	89	40	180	95
277(F17) - PT LOCOMOTIVA	89	40	200	106
277(F17) -295(C2 - F8)	407	80	834	1,484
295(C2-F8) - 296(C3-F11)	324	75	570	848 Prez
296(C3-F11) - 369 "A"	273	75	660	877 Preiz
369("A") - 370("B")	168	50	580	489 Preiz
294(C1 -F7) - PT 2 Calea Bucure	168	50	74	62
296(C3-F11) - PT 1 Calea Bucur	168	50	160	135
356 - 357	168	50	120	101
357 - PT OGA SUD (132)	114	50	80	54
358 - PT METROLOGIE (133)	76	37	140	66
369"A" - PT Liceu 1 Mai (146)	140	50	570	429 Preiz.
370("B") - PT Liceu "Chimie"	140	50	350	263
370.1("B") - 370.2("B") CV UP	114	50	130	87
370.2("B") CV UPG - 370.3("B"	273	75	1,030	1,368
370.2("B") CV UPG - 370.3("B"	168	50	650	548
370.4("B") - MT Imobil Hipodr	168	50	410	345
Racord PT Liceu Politie	140	50	970	730
292(F33 SUD) - PT UPETROM	508	100	980	2,179
292(F33 SUD) - PT TIMKEN (13	324	75	320	476
Racord PT MICROPRODUCTIE	60	37	240	101
272.2(F7) - MT BLOC CFR	60	37	110	46 Preiz
272.2 (F7) - MT ELECTRIFICARE	60	37	80	34 Preiz
272.2(F7) - MT C.N. CF CFR S.A	89	40	180	95 Preiz
274.1(CF15 - 2) - MT BLOC 30 A	60	37	14	6 Preiz
274.1(CF15 - 3) - MT BLOC 30 B	60	37	14	6 Preiz
274.1(CF15 - 3) - MT BLOC 30 C	60	37	40	17 Preiz
274.1(CF15 - 6) - MT BLOC 30 D	60	37	40	17 Preiz
274.1(CF15 - 6) - MT BLOC 30 E	60	37	40	17 Preiz
274.1(CF15 - 6) - MT BLOC 30 F	60	37	14	6 Preiz
274.1(CF15 - 7) - MT BLOC 30 F	60	37	40	17 Preiz
274.1(CF15 - 7) - MT BLOC 30 G	60	37	14	6 Preiz
274.1(CF15 - 16) -MT BLOC 32	60	37	14	6 Preiz
274.1 (CF15 - 17) -MT BLOC 32	60	37	14	6 Preiz
274.1(CF15 - 17) -MT BLOC 32	60	37	40	17 Preiz
274.1(CF15 - 15) - MT BLOC 32	60	37	40	17 Preiz
CF15(15) - MT BLOC 32 E	60	37	14	6 Preiz
PT LICEU 1 MAI - MT POLICLINI	76	37	296	140 Preiz
274.1(CF15) - 274.1(CF15 - 4)	140	50	134	101 Preiz
274.1(CF15 - 4) - 274.1(CF15 - 8	114	50	190	128 Preiz

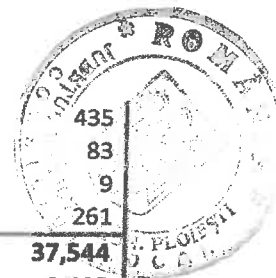


274.1(CF15 - 8) - 274.1(CF15 -	89	40	194
Total mag.II Sud, din care			26,518
Conducta preizolata			

103
47,712
3,652

Mag.III Vest	Tronson	DN (mm)	Gr.izolatie (mm)	Lung.cond. (m)	suprafata izolatie (mp)	
	F33(204)-C13 (254)	610	100	2,124	5,574	
	C13(254)-327(CA-S)	508	100	5,900	13,534	
	327(CA-S) - 326(F-CD)	406	80	450	826	
	327(CA-S) - 327.2.(CA-S')	168	50	90	78	
	327.1.(CA-S') - PT 16 Malu Rosu	168	50	84	73	
	C11(249) - C4F3(250)	273	75	260	356	Preiz.
	250(C4F3) - C5(251)	219	75	298	356	Preiz.
	250(C4F3) - PT 8 Vest (51)	168	50	190	165	Preiz.
	251(C5) - PT 9 VEST (52)	168	50	200	174	Preiz.
	251(C5) - PT 10 VEST (53)	168	50	500	435	
	251(C5) - PT 10 VEST (53)	168	50	1,950	1,695	Preiz.
	246(CB) - PT 15 VEST (58)	140	50	296	230	
	252(CF24) - 253(F6)	219	75	610	729	
	253(F6) - PT UM 0756 (61)	168	50	280	243	
	253(F6) - 253.1 (F6)	168	50	900	782	
	253.1(F6) - PT UM 01566(63)	168	50	480	417	
	253(F6) - PT UM 01375 (62)	140	50	360	280	
	249(C11) - 249.1.(C11) (127) 6	168	50	100	87	Preiz.
	249.1.(C11) - PT 16 VEST (127)	168	50	400	348	
	249.1.(C11) - PT 6 VEST	168	50	300	261	Preiz.
	254(C13) - PT 12 VEST (55)	140	50	280	217	Preiz.
	254.1.(C13) - Camin Batrani	89	40	240	131	Preiz.
	255(C 14) -256(CII)	273	75	100	137	
	256(CII) - PT8 Malu Rosu (36)	219	75	40	48	
	259.1(C2) - PT 2 Malu Rosu	168	50	240	209	Preiz.
	257(C 15) - 258	168	50	84	73	
	258 - PT 15 CRANG (106)	89	40	300	164	Preiz.
	255(C14) -259(C2)	324	75	580	891	
	259(C2) - PT 4 Malu Rosu(32)	168	50	1,042	906	Preiz.
	259(C 2) -260 (C3) Malu Rosu	273	75	240	329	
	260 (C3) - PT 5 Malu Rosu(33)	219	60	360	396	Preiz.
	260 (C3) - PT 6 Malu Rosu(34)	219	60	600	659	
	261(G`29) - PT 1 Malu Rosu (30)	219	60	140	154	
	262(GC1) - PT 3 Malu Rosu (42)	219	60	1,140	1,252	
	262.1(CMB50C) - MT bloc 50C	76	37	30	15	Preiz.
	263(F5) - PT 17Malu Rosu (40)	168	50	104	90	
	265 (G`40) - PT 18 Malu Rosu (4)	219	60	450	494	Preiz.
	266 (C4) - PT 12 Republici (29)	168	50	100	87	
	267(CB) - PT 6 Republici (25)	168	50	52	45	
	268(C5) - PT 7 Republici (26)	168	50	40	35	
	268(C 5) - 271(C2G)	273	75	988	1,354	Preiz.
	270(C1G) - PT 2 Republicii (21)	168	50	60	52	
	271(C2G) - PT 4 Republicii (23)	168	50	796	692	
	271(C2G) - PT 5 R epublicii(24)	168	50	1,316	1,144	Preiz.
	271.1. - BISERICA SF.ANDREI T	34	28	50	15	Preiz.
	254.2. (F6 -4/CPAS) - 221(A) (1	114	50	130	90	
	RAC. GEN PT 12CRANG+ PAS(2	273	75	260	356	Preiz.
	221(A) - PT12 CRANG(95)	140	50	100	78	

221(A) - PT PAS (CRANG)(87)	168	50	500	435
249.1(CMZ) - MT Centru Milita	76	37	170	83
263.1(SM) - PT SP.MOVILA	60	37	20	9
254.1(F5-4/C11MR)-PT 11MR(3	168	50	300	261
Total magistrala III VEST			26,624	37,544
Conducute preizolate				8,495



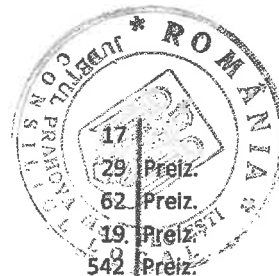
Mag.IV Centru	Tronson	DN (mm)	Gr.izolatie (mm)	Lung.cond. (m)	suprafata izolatie (mp)	
	292(F33SUD) - 313(F17-4)(C6-4	508	100	3,928	8,732	
	313(F17-4)(C6-4) -326(F-CD)	406	80	3,670	6,527	
	298(C2-4) -300(CI-2)	324	75	212	315	
	300(CI-2) - 301(CI-3)	273	75	606	805	
	301(CI-3) -361(CI-5)	219	75	430	498	
	PT 3SUD	219	60	10	11	
	361(CI - 5) - PT 5SUD (139)	219	60	338	360	Preiz
	361(CI - 5) - PT Spiru Haret (140)	168	50	800	674	Preiz
	PT Garsoniere UZUC	89	40	434	230	Preiz.
	366 - 367	89	40	10	5	
	367 - PT Politie SUD(134)	60	37	120	51	
	367 - PT IPCUP (135)	60	37	210	89	
	302(F6-4) (C3 - 4) - 303 (C1)	168	50	206	174	
	303(C1) - PT 18 Democratie (78)	168	50	140	118	
	299(CI - 1) PT 14 Democatie(13)	168	50	80	67	
	305 (F9 - 4) - PT 16 Democratie	219	60	200	213	
	306(F11- 4) - 307	219	60	200	213	
	307 - PT 13 Democratie	168	50	100	84	
	309(C5 -4)(F16-4) - 310(NF1)	324	75	170	253	
	309.1.(C5 -4)(f16-4) - Imobil Dr.	42	34	50	17	Preiz
	310(NF1) - 311(NF6)	273	75	586	778	
	310(NF1) - PT RASP	60	37	120	51	Preiz
	310.1.(NF1) - Muzeul de Arta (1)	69	37	122	55	Preiz
	310(NF1) - PT 12 Centru(137)	114	50	240	161	Preiz
	311(NF6) - PT 17 Centru	114	50	160	108	
	359 - PT 7 Centru (138)	168	50	70	59	Preiz
	315(C9-4) - PT 11 Centru (5)	168	50	138	116	Preiz
	316(C10-4) - PT 13 Centru (6)	219	60	82	87	
	316(C10-4) - 316.1.(C10-4) (1)	168	50	520	438	Preiz
	316.1.(C10-4) - PT 1 Centru (1)	219	60	130	138	
	317(C11-4) - PT 2 Centru	219	60	408	434	
	PT 2 Centru (R2) - R2.1 (PT 2CE	219	60	108	115	Preiz
	R2.1(PT 2 Centru) - R2.2 (PT 2 C	219	60	260	277	Preiz
	R2.2(PT 2 CENTRU) - R2.3(PT 2	219	60	80	85	Preiz
	R2.1(PT 2 CENTRU) - MT BLOC	60	37	224	94	Preiz
	R2.2(PT 2 CENTRU - MT COFETA	60	37	10	4	Preiz
	R2.3(PT 2 CENTRU - MT OMNIA	138	50	30	22	Preiz
	318(F2-4) - 319(F2-4B)	273	75	300	398	
	318(F2-4) - 319(F2-4B)	138	50	200	149	Preiz.
	319(F2-4B) - 320(F1)	273	75	440	584	
	319.1.(F2-4B) - MT Halele Cent	138	50	60	45	Preiz.
	320(F1) - PT 4 CENTRU (4)	219	60	700	745	
	362(F5) - PT 8 CENTRU (142)TU	138	50	250	187	Preiz
	362.1(F5) - MT Sediul ASSCTUR	138	50	298	222	Preiz.
	362.2(F5) - MT Casa Sindicatel	76	37	60	28	



362.2(F5) - MT Casa Sindicatelor	76	37	44	
363(F8-KN) - 323(C1-ZC)	273	75	322	
323(C1 - ZC) - PT 3 CENTRU (3)	168	50	220	
323(C1-ZC) - 364	219	60	480	
364 - 365	114	50	100	
365 - PT BCR (144)	89	40	140	
365 - PT PECO (143)	114	50	140	
322(F8) - PT 12-23AUG.	219	60	300	
324(F10 - KN) - 324.2	273	75	660	
324.2. - PT 11 Republici	168	50	82	
325(F4-N-CE) - PT 1-23AUG.(70)	219	60	228	
326(F-CD) - PT 8 Republici(27)	219	60	104	
311(NF6) - MT DGFP (ANAF)	114	50	500	
311(NF6)n - PT Liceul Mihai Viteazu	114	50	156	
310.2(NF1) - 310.4.(cv biserica cv policlinica copii)B-dul Independentei	140	50	540	406 Preiz.
310.3(NF1) - MT ADM, FINANC	89	40	90	48 Preiz.
310.4 - MT POLICLINICA COPII	89	40	80	42 Preiz.
310.5(NF1) - MT ITM (Insp. Ter	60	37	50	21 Preiz.
311.1 - MT A.VLAICU , nr. 17B	42	34	40	14 Preiz.
365 - MT Dir. Tehnica Primarie	60	37	90	38 Preiz.
317.1 - MT Liceu``Al. Ioan Cuza	89	40	430	228 Preiz.
325.1. MT Scoala ``Sf Vasile``nr	76	37	170	80 Preiz.
320.1. - MT Liceu``I.L. Caragiale	114	50	780	525 Preiz.
320.2. - MT Directia Sanatate P	60	37	470	198 Preiz.
Racord Spitalul de Pediatrie (M	89	40	1,250	663 Preiz.
PT 5 Sud (139) - 139.1.	114	50	122	82 Preiz.
Racord Scoala ``Radu Stanian``	60	37	176	74 Preiz.
139.1. - MT Liceu``Arta``+ Grad	114	50	844	568 Preiz.
139.2 - MT``Anexa Radu Stania	60	37	430	181 Preiz.
324.1. MT - Bloc ``URBAN``	89	40	80	42 Preiz.
323(C1 - ZC) - 323.1.	168	50	62	52 Preiz.
323.1. - MT Bl. Republicii/Mitu,	60	37	122	51 Preiz.
Total magistraia IV, din care			26,812	31,577
Conducte preizolate.				8,202

13,406

Mag.V Mihai Viteazu	Tronson	DN (mm)	Gr.izolatie (mm)	Lung.cond. (m)	suprafata izolatie (mp)	
	305(F9-4) - 401(F2-5)	324	75	2,950	4,390	Preiz
	400 - PT 7 Democratie (75)	168	50	130	110	
	417(F3-5) - 402(CS1)	324	75	354	527	
	402(CS1) - 402.1.(CS1)	219	60	310	330	
	402.1(CS1) - 412(F2-3)	610	100	620	1,577	
	412(F2-3) - 412.1.(FC1)	273	75	100	133	
	412.1.(F2-3) - 413(FC1)	114	50	570	384	Preiz.
	402(CS1) - 404(C2-F8)	219	60	766	816	Preiz.
	404(C2-F8) - 405(C3-F10)	114	50	260	175	Preiz.
	404C2-F8) - PT 3 Mihai Bravu	219	60	16	17	
	403(C1-F4) - PT 2 Mihai Bravu(4	219	60	130	138	
	410(CI-3) - PT 1 MB (411)	168	50	20	17	
	413(FCI) - PT 5 MB (414)	168	50	170	143	
	417(F3-5) - PT 5 Democratie (40	219	60	54	57	
	405(C3- F10) - PT MATERNITAT	168	50	380	320	



405(C3)F10 - BISERICA SF.NICOLAE	34	28	60	
401.1. - MT Plus Discount/LIDL	48	35	78	
400.1. - 400.2.	60	37	148	
400.2. - MT Virgil Madgearu	60	37	46	
400.C1-5 - MT SERE ADPP (SGU)	140	50	720	
Total mag.V Mihai Viteazu			7,882	9,803
Conducte preizolate				6,417

3,941

Mag.VI Vest	Tronson	DN (mm)	Gr.izolatie (mm)	Lung.cond. (m)	suprafata izolatie (mp)	
	400.C1-5 - MT SERE ADPP (SGU)	508	100	140	311	
	278.1 - 279 (C - IUC)	508	100	280	622	
	279(C-IUC)-279.1	610	100	1,316	3,347	
	279.1-279.2(str,Venus)	324	75	340	506	
	279.2. (Str. Venus) - 280.2.(F9)	610	100	1,032	2,625	
	280.2.(F9) - 285(FVI)	324	75	1,846	2,747	
	281.4.(F15) - 281.5. (F15)	219	60	192	204	preiz.
	281.5.(F15)-285(FVI)	324	75	808	1,202	
	281(F15) - PT 6 - 9MAI (68)	168	50	500	421	
	285(FVI) - PT 2 - 23AUG. (71) TUL	168	50	300	253	
	283(Cioceanu) - MT Cplx. Cioce	60	37	140	59	Preiz.
	Racord MT "Centru Sanatate Mintala"					
		42	34	240	83	Preiz
	Total magistrala V Mihai Viteazu			7,134	12,381	
	Conducte preizolate				347	

Magistrala	Supraf(mp)	reabilitat cu preiz.(mp)	nereabilit(m)	lungime conducta total(m)
mag.I	116,621	3,243	113,378	56,563
mag.II	47,712	3,652	44,060	26,518
mag.III	37,544	8,495	29,049	26,624
mag.IV	31,577	8,202	23,375	26,812
mag.V	9,803	6,417	3,386	7,882
mag.VI	12,381	347	12,035	7,134
Total	255,639	30,356	225,282	151,533



Anexa 4 Realizări în perioada 2019-2023-2037, acoperirea cererii de sarcină cu echipamentele existente

Specificatie	UM	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Cantitate energie termică livrată/vendută	Gcal/an	427.378,00	423.104,22	418.873,48	414.884,45	410.537,60	406.432,00	402.367,68	398.344,00	394.360,56	390.416,96	386.512,79	382.647,66	378.821,18	375.032,97	371.281,64	367.569,82	363.894,12	360.255,18
Pierderi rețele termice	Gcal/an	198.000,00	196.000,00	194.000,00	192.000,00	190.000,00	188.000,00	186.000,00	184.000,00	182.000,00	180.000,00	178.000,00	176.000,00	174.000,00	172.000,00	170.000,00	168.000,00	166.000,00	164.000,00
Cantitate energie termică produsă	Gcal/an	625.378,00	619.104,22	614.873,48	606.884,45	600.537,60	596.432,00	592.367,68	588.344,00	584.360,56	580.416,96	576.512,79	572.647,66	568.821,18	565.032,97	561.281,64	557.569,82	553.894,12	550.255,18
Consum energie electrică produsă	MWe/an	401.667,37	401.224,00	399.639,96	402.345,96	405.081,70	398.676,72	393.661,05	375.124,24	365.616,00	356.716,04	344.714,08	332.759,84	320.023,04	307.333,41	294.670,68	282.034,57	319.424,82	316.861,18
Consum energie electrică	MWe/an	55.925,04	55.870,05	55.702,47	55.895,15	56.092,58	54.529,94	54.013,99	53.229,45	52.447,53	51.537,71	50.494,71	49.334,26	48.084,58	46.837,40	45.592,69	44.350,43	48.110,59	47.873,15
Cantitate de energie electrică produsă prin primărie bonus	MW/an	345.542,33	345.353,95	343.937,48	346.449,80	348.989,12	334.146,78	329.647,06	321.894,80	314.168,47	305.178,33	294.279,37	283.405,38	280.938,46	278.456,01	276.077,98	273.694,14	271.314,23	268.968,02
Cantitate de energie termică produsă în cogenerare	Gcal/an	565.447,00	565.104,22	562.873,48	566.884,45	570.537,60	547.432,00	540.367,68	528.344,00	516.360,56	502.416,96	485.512,79	468.647,66	464.821,18	461.032,97	457.282,54	453.569,82	449.894,12	446.255,18
- recuperari	Gcal/an	59.931,00	54.000,00	50.000,00	40.000,00	30.000,00	20.000,00	10.000,00	10.000,00	10.000,00	10.000,00	10.000,00	10.000,00	10.000,00	10.000,00	10.000,00	10.000,00	10.000,00	10.000,00
Cantitate de combustibili consumat în cogenerare	MW/an	1.542.166,83	1.511.250,14	1.505.283,70	1.515.476,12	1.525.780,56	1.463.989,58	1.445.097,57	1.412.942,82	1.380.895,68	1.348.606,49	1.298.889,91	1.253.297,74	1.243.064,65	1.234.933,69	1.222.504,44	1.211.975,28	1.203.145,41	1.193.413,84
Cantitate combustibili consumat pentru producere en.termică în cogenerare	MW/an	782.111,93	781.637,81	778.551,88	783.823,53	789.153,12	757.194,04	747.822,85	730.792,01	714.216,82	694.830,38	671.548,96	648.221,54	642.928,86	637.689,10	632.501,74	627.366,25	622.282,12	617.248,83
Cantitate combustibili consumat pentru producere în surse de varf	MW/an	730.054,90	729.612,34	726.731,81	731.652,58	736.627,44	706.795,54	697.674,72	682.150,81	666.678,86	648.676,12	626.850,96	605.076,20	600.135,79	595.244,79	590.402,70	585.609,03	580.863,29	576.165,02
Total consum combustibili pentru producerea en.termice	MW/an	77.377,58	69.720,00	64.555,56	51.644,44	38.729,33	25.822,22	12.911,11	12.911,11	12.911,11	12.911,11	12.911,11	12.911,11	12.911,11	12.911,11	12.911,11	12.911,11	12.911,11	12.911,11
Total consum combustibili	MW/an	807.432,48	799.332,34	793.287,37	793.297,03	775.360,77	732.617,76	710.585,83	695.061,92	679.589,97	661.587,23	639.762,07	617.987,31	613.046,51	608.155,90	603.313,81	598.520,14	593.774,40	589.076,13
Pret combustibili (gaze naturale)	mil/mwh	1.589.544,41	1.580.970,14	1.569.889,25	1.567.120,58	1.564.513,09	1.489.811,80	1.468.008,68	1.425.853,93	1.393.806,79	1.356.517,60	1.311.111,02	1.266.208,85	1.255.975,76	1.245.845,50	1.235.815,55	1.225.836,39	1.216.056,52	1.206.324,55
Cheltuieli cu combustibilul	mil/mwh	164.811,85	163.222,83	162.768,73	162.486,84	162.216,57	154.477,08	151.173,58	147.899,61	144.516,81	140.650,48	135.563,24	131.286,82	130.215,80	129.175,39	128.135,49	127.105,99	126.086,78	125.077,76
Cantitate CO2	t CO2/an	155.775,35	154.935,07	153.604,25	153.577,82	153.322,36	146.001,56	142.894,85	139.733,69	136.593,07	132.938,73	128.508,48	124.089,47	123.085,62	122.092,81	121.089,92	120.136,87	119.173,54	118.219,85
Cantitate CO2 alocația gratuit	t CO2/an	32.641,88	-	-	316.768,04	316.741,14	301.141,33	294.712,84	288.213,28	281.735,47	274.198,06	265.860,29	255.943,61	253.875,16	251.827,39	249.800,10	247.793,08	245.806,13	243.839,05
Cantitate CO2 de cumpărat	t CO2/an	288.658,78	319.567,51	317.317,58	316.768,04	316.241,14	301.141,33	294.712,84	288.213,28	281.735,47	274.198,06	265.860,29	255.943,61	253.875,16	251.827,39	249.800,10	247.793,08	245.806,13	243.839,05
Valoare investiție pentru aratoarea și pentru montarea 2 CAF-uri de 50 Gcal/h fiecare	mil euro	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Valoare investiție turbină cu gaze 25MWe	mil euro	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Schemă de funcționare:
 Turbină cu gaze 25 MWe (cea a Veolia și opoziția nouă) + CAF 2, până în anul 2023 și opoziția CAF-urile noi





Anexa 5 Realizări în perioadele 2024-2037, acoperirea curbei de sarcină cu echipamentele noi

Specificatie	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2033	2034	2035	2036	2037
UIM												
Gcal/an	406,432.00	402,367.68	398,344.00	394,360.56	390,416.96	386,512.79	382,647.66	378,821.18	371,282.64	367,569.82	363,894.12	360,255.18
Gcal/an	161,000.00	148,000.00	140,000.00	132,000.00	122,000.00	109,000.00	96,000.00	96,000.00	96,000.00	96,000.00	96,000.00	96,000.00
Gcal/an	567,432.00	550,367.68	538,344.00	526,360.56	512,416.96	495,512.79	478,647.66	474,821.18	467,282.64	463,569.82	459,894.12	456,255.18
MWe/an	473,000.00	473,000.00	473,000.00	473,000.00	473,000.00	473,000.00	473,000.00	473,000.00	473,000.00	473,000.00	473,000.00	473,000.00
MWe/an	37,249.32	37,156.07	37,089.94	37,024.03	36,947.34	36,854.36	36,762.31	36,668.27	36,574.51	36,480.99	36,387.87	36,293.86
MWe/an	416,200.08	416,293.93	416,380.06	416,425.97	416,502.66	416,595.64	416,620.69	416,662.57	417,015.49	417,035.91	417,056.13	417,076.14
Gcal/an	488,468.16	488,468.16	488,468.16	488,468.16	488,468.16	488,468.16	488,115.32	488,115.32	447,762.48	447,762.48	447,762.48	447,762.48
Gcal/an	78,963.84	61,899.52	49,975.84	37,892.40	23,948.80	7,044.63	10,532.34	2,917.65	19,520.16	15,807.34	12,131.64	8,492.70
MWh/an	1,238,809.52	1,238,809.52	1,238,809.52	1,238,809.52	1,238,809.52	1,238,809.52	1,210,654.76	1,210,654.76	1,182,500.00	1,182,500.00	1,182,500.00	1,182,500.00
MWh/an	608,142.86	608,142.86	608,142.86	608,142.86	608,142.86	608,142.86	606,265.87	606,265.87	604,388.89	604,388.89	604,388.89	604,388.89
MWh/an	630,666.67	630,666.67	630,666.67	630,666.67	630,666.67	630,666.67	604,388.89	604,388.89	578,111.11	578,111.11	578,111.11	578,111.11
MWh/an	100,830.75	79,040.93	63,687.62	48,385.69	30,580.77	8,995.45	13,448.99	3,725.62	24,925.75	20,184.75	15,491.17	10,844.52
MWh/an	731,497.42	709,707.59	654,354.28	679,052.35	661,247.44	639,662.12	617,837.86	608,114.51	603,036.86	598,295.86	593,602.28	588,955.63
MWh/an	1,339,640.28	1,317,850.45	1,302,497.14	1,287,195.21	1,269,590.30	1,247,804.97	1,224,103.75	1,219,217.64	1,207,425.75	1,202,684.75	1,197,991.17	1,193,344.52
MWh	1,111,614.29	1,089,824.47	1,074,471.15	1,059,169.22	1,041,364.31	1,019,778.99	996,077.77	991,191.65	986,354.39	974,658.77	969,965.18	965,318.54
t CO2/an	115,257.69	112,998.41	111,406.50	109,819.92	107,973.82	105,735.75	103,278.29	102,771.67	101,549.03	101,057.46	100,570.80	100,089.02
t CO2/an	224,694.82	220,290.36	217,186.94	214,093.90	210,494.93	206,131.81	201,340.99	199,375.57	197,569.80	197,011.48	196,062.75	195,123.51
t CO2/an	46,091.76	46,092.00	46,092.00	46,092.00	46,092.00	46,092.00	46,092.00	46,092.00	46,092.00	46,092.00	46,092.00	46,092.00
t CO2/an	270,786.58	266,382.36	263,278.94	260,185.90	256,586.93	252,223.81	247,432.99	246,445.34	244,061.80	243,103.48	242,154.75	241,215.51
t CO2/an	270,786.58	266,382.36	263,278.94	260,185.90	256,586.93	252,223.81	247,432.99	246,445.34	244,061.80	243,103.48	242,154.75	241,215.51
preț CO2	34.00	35.00	36.00	37.00	38.00	39.00	40.00	40.00	40.00	40.00	40.00	40.00
Valoare investiție	308,455 mil euro											

* contine investitiile ce trebuie realizate în prima etapa (2019-2023) de 6,55 mil. lei si valoarea investitiilor turbinelor cu gaze de 25 MW, deci 12,46 mil euro, adica total 19,01 mil euro

Specificatie	UM	An 2024
Capacitate decuiri	t	80,000.00
Pondere calorifică decuiri	kJ/kg	13,000.00
Capacitate de combustibil - gazele rezultate din gazeificare	MW	228,025.99
Capacitate de energie obținută în cogenerare	MW	186,981.31
Capacitate en. el. produsă	MW	77,528.84
Capacitate en. el. consumată	Mw	9,066.00
Capacitate en. electrică livrată	MW	68,462.84
Capacitate en. termică produsă	MW	109,452.47
Capacitate en. termică livrată	Gcal	109,979.85
Venituri din decuiri (evitare plata taxa depozitare)	euro	2,149,093.35
Valoare investiție realizată în anul 2023		50,0 mil euro

Instalatii valorificare decuiri + turbina gaze 25 Mwe + turbina gaze 45 Mwe + 2 CAF-uri noi

Pentru a se putea compara rezultatele functionarii echipamentelor existente cu cele care se vor monta în cadrul investitiilor, am prezentat acoperirea acestor consumatori de energie termica, în ambele variante de functionare: cu echipamentele vechi si noi.

Efectele pozitive ale noilor instalatii sunt:

- randamentul global al grupului de cogenerare existent (C3+TA3) este de 70-71.5%;
- randamentul global al grupului de cogenerare existent (C3+TA3) este de 70-71.5%;
- randamentul global al turbinelor cu gaze si a motorului termic din cadrul instalatiei de valorificare decuiri este de 84-86%;
- coeficient de termoficare este mult mai mare si anume: 0.9-1.2 MWe/Gcal, deci productie de energie electrica mai mare pentru aceiasi productie de energie termica.

Trebuie avut în vedere ca în cazul cogenerarii necesarul de energie termica impune restul.

Impact: Reducerea concentrației emisiilor de NOx sub valorile limite zonale

[illegible]

Indicator	Unit	Value
Realizări activelor fixe	L.m.	3 427 292
Valoarea Activului Net Realizabil (VAN-F)	RON	5,86%
Realizări activelor fixe	L.m.	3 427 292
Valoarea Activului Net Realizabil (VAN-F)	RON	5,86%

Indicator	Unit	Value
Realizări activelor fixe	L.m.	3 427 292
Valoarea Activului Net Realizabil (VAN-F)	RON	5,86%
Realizări activelor fixe	L.m.	3 427 292
Valoarea Activului Net Realizabil (VAN-F)	RON	5,86%

Impact: Contributia la cresterea eficientei energetice si Contributia la reducerea emisiilor de CO2

ANALIZA FINANCIARA	u.m.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
COSTURI		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Investitii	RON	-	(5,885,855)	(17,657,565)	(23,543,420)	(11,771,710)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Reinvestitii	RON	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Valoare reziduala	RON	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
IMPACT																									
Reducere consum de combustibil/gaze naturale	m3/an	-	-	-	5,120	5,120	5,120	5,120	5,120	5,120	5,120	5,120	5,120	5,120	5,120	5,120	5,120	5,120	5,120	5,120	5,120	5,120	5,120	5,120	5,120
Pret unitar gaz (inclusiv transport)	RON/m3	-	-	1,066	1,066	1,066	1,066	1,066	1,066	1,066	1,066	1,066	1,066	1,066	1,066	1,066	1,066	1,066	1,066	1,066	1,066	1,066	1,066	1,066	1,066
Valoarea costului de combustibil	RON	-	-	-	5,459,444	5,459,444	5,459,444	5,459,444	5,459,444	5,459,444	5,459,444	5,459,444	5,459,444	5,459,444	5,459,444	5,459,444	5,459,444	5,459,444	5,459,444	5,459,444	5,459,444	5,459,444	5,459,444	5,459,444	5,459,444
Reducere cantitate de CO2 aferent cantitatii de combustibil redus	ton/an	-	-	-	9,982	9,982	9,982	9,982	9,982	9,982	9,982	9,982	9,982	9,982	9,982	9,982	9,982	9,982	9,982	9,982	9,982	9,982	9,982	9,982	9,982
Pret unitar CO2	RON/t	-	-	141	146	155	160	165	170	174	179	184	189	194	199	204	209	214	219	224	229	234	239	244	249
Reducere costuri cu achiziția CO2	RON	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
FLUX NET DE NUMERAR FINANCIAR	RON	-	(5,885,855)	(17,657,565)	(23,543,420)	(11,771,710)	1,657,582	7,894,977	7,151,992	7,159,007	7,146,023	7,153,038	7,160,053	7,167,068	7,174,083	7,181,098	7,188,113	7,195,128	7,202,143	7,209,158	7,216,173	7,223,188	7,230,203	7,237,218	7,244,233
Valoarea Actualizata Netă Financiară (VAN-F)	RON	-	34,660,518	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rata Internă de Rentabilitate Financiară (IRR-F)	%	-	10.2%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

ANALIZA ECONOMICA	u.m.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
Fluxuri de numerar costuri financiare nete	RON	-	(5,885,855)	(17,657,565)	(23,543,420)	(11,771,710)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fluxuri de numerar beneficii financiare nete	RON	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Reducere cantitate de NOx	kg/an	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Valoarea economica unitara	RON/kg	-	-	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39
Valoarea economica reducerea emisiilor de Nox	RON	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
FLUX NET DE NUMERAR ECONOMIC	RON	-	(5,885,855)	(17,657,565)	(23,543,420)	(11,771,710)	1,657,582	7,894,977	7,151,992	7,159,007	7,146,023	7,153,038	7,160,053	7,167,068	7,174,083	7,181,098	7,188,113	7,195,128	7,202,143	7,209,158	7,216,173	7,223,188	7,230,203	7,237,218	7,244,233
Valoarea Actualizata Netă (VAN-E)	RON	-	26,388,434	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rata Internă de Rentabilitate (IRR-E)	%	-	10.2%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Indicatorul Beneficiu-Costuri (B/C)	Indicator	-	1.51	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Indicatorele analizei financiare	u.m.	Valoare
Valoarea Actualizata Netă Financiară (VAN-F)	RON	34,660,518
Rata Internă de Rentabilitate Financiară (IRR-F)	%	10.2%
Indicatorele analizei economice	u.m.	Valoare
Valoarea Actualizata Netă (VAN-E)	RON	26,388,434
Rata Internă de Rentabilitate (IRR-E)	%	10.2%
Indicatorul Beneficiu-Costuri (B/C)	Indicator	1.51



[illegible][illegible][illegible]

ANALIZA ECONOMICA		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
RCN	flouri de numere casturi franduse toate	5	1	2	9	9	5		7	5	9		10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
RCN	flouri de numere casturi franduse nara		(23,265.000)	(69,795.000)	(93,069.000)	(64,530.000)																			
RCN	flouri de numere casturi franduse nara																								
RCN	flouri de numere casturi franduse nara																								
RCN	flouri de numere casturi franduse nara																								
RCN	flouri de numere casturi franduse nara																								
RCN	flouri de numere casturi franduse nara																								
RCN	flouri de numere casturi franduse nara																								
RCN	flouri de numere casturi franduse nara																								
RCN	flouri de numere casturi franduse nara																								
RCN	flouri de numere casturi franduse nara																								
RCN	flouri de numere casturi franduse nara																								
RCN	flouri de numere casturi franduse nara																								
RCN	flouri de numere casturi franduse nara																								
RCN	flouri de numere casturi franduse nara																								
RCN	flouri de numere casturi franduse nara																								
RCN	flouri de numere casturi franduse nara																								
RCN	flouri de numere casturi franduse nara																								
RCN	flouri de numere casturi franduse nara																								
RCN	flouri de numere casturi franduse nara																								
RCN	flouri de numere casturi franduse nara																								
RCN	flouri de numere casturi franduse nara																								
RCN	flouri de numere casturi franduse nara																								
RCN	flouri de numere casturi franduse nara																								
RCN	flouri de numere casturi franduse nara																								
RCN	flouri de numere casturi franduse nara																								
RCN	flouri de numere casturi franduse nara																								
RCN	flouri de numere casturi franduse nara																								
RCN	flouri de numere casturi franduse nara																								
RCN	flouri de numere casturi franduse nara																								
RCN	flouri de numere casturi franduse nara																								
RCN	flouri de numere casturi franduse nara																								
RCN	flouri de numere casturi franduse nara																								
RCN	flouri de numere casturi franduse nara																								
RCN	flouri de numere casturi franduse nara																								
RCN	flouri de numere casturi franduse nara																								
RCN	flouri de numere casturi franduse nara																								
RCN	flouri de numere casturi franduse nara																								
RCN	flouri de numere casturi franduse nara																								
RCN	flouri de numere casturi franduse nara																								
RCN	flouri de numere casturi franduse nara																								
RCN	flouri de numere casturi franduse nara																								
RCN	flouri de numere casturi franduse nara																								
RCN	flouri de numere casturi franduse nara																								
RCN	flouri de numere casturi franduse nara																								
RCN	flouri de numere casturi franduse nara																								
RCN	flouri de numere casturi franduse nara																								
RCN	flouri de numere casturi franduse nara																								
RCN	flouri de numere casturi franduse nara																								
RCN	flouri de numere casturi franduse nara																								
RCN	flouri de numere casturi franduse nara																								
RCN	flouri de numere casturi franduse nara																								
RCN	flouri de numere casturi franduse nara																								
RCN	flouri de numere casturi franduse nara																								
RCN	flouri de numere casturi franduse nara																								
RCN	flouri de numere casturi franduse nara																								
RCN	flouri de numere casturi franduse nara																								
RCN	flouri de numere casturi franduse nara																								
RCN	flouri de numere casturi franduse nara																								
RCN	flouri de numere casturi franduse nara																								
RCN	flouri de numere casturi franduse nara																								
RCN	flouri de numere casturi franduse nara																								
RCN	flouri de numere casturi franduse nara																								
RCN	flouri de numere casturi franduse nara																								
RCN	flouri de numere casturi franduse nara																								
RCN	flouri de numere casturi franduse nara																								
RCN	flouri de numere casturi franduse nara																								
RCN	flouri de numere casturi franduse nara																								
RCN	flouri de numere casturi franduse nara																								
RCN	flouri de numere casturi franduse nara																								
RCN	flouri de numere casturi franduse nara																								
RCN	flouri de numere casturi franduse nara																								
RCN	flouri de numere casturi franduse nara																								
RCN	flouri de numere casturi franduse nara																								
RCN	flouri de numere casturi franduse nara																								
RCN	flouri de numere casturi franduse nara																								
RCN	flouri de numere casturi franduse nara																								
RCN	flouri de numere casturi franduse nara																								
RCN	flouri de numere casturi franduse nara																								
RCN	flouri de numere casturi franduse nara																								
RCN	flouri de numere casturi franduse nara																								
RCN	flouri de numere casturi franduse nara																								
RCN	flouri de numere casturi franduse nara																								
RCN	flouri de numere casturi franduse nara																								
RCN	flouri de numere casturi franduse nara																								
RCN	flouri de numere casturi franduse nara																								
RCN	flouri de numere casturi franduse nara																								
RCN	flouri de numere casturi franduse nara																								
RCN	flouri de numere casturi franduse nara																								
RCN	flouri de numere casturi franduse nara																								
RCN	flouri de numere casturi franduse nara																								
RCN	flouri de numere casturi franduse nara																								
RCN	flouri de numere casturi franduse nara																								
RCN	flouri de numere casturi franduse nara																								
RCN	flouri de numere casturi franduse nara																								
RCN	flouri de numere casturi franduse nara																								
RCN	flouri de numere casturi franduse nara																								
RCN	flouri de numere casturi franduse																								

	Uraan	Value
Keuntungan Analisa Keuangan	RON	95.155.227
Modal Awal Dana Nita Financiere (VAN-F)		

ROUPE ACTUALIZADA PARA 1998-99	RON	50,377,545
VALOR INTERNO DE REPARAÇÕES (RIR-E)	%	9.696
INDICADOR DE BENEFÍCIO-CUSTO	Indicador	1.77



1.5. Un tabel nr. 3 - Rezultatele și îndemnul la eliberarea etel lor termice primare
 Rezultatele rețetelor primare, în special a scindelor care înveștărează piodori ridicate

ANALIZA FINANCIARA	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
Costuri	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Investiții																								
Revenituri																								
Valoare reală																								
Impact																								
Reducere consum de combustibil/gaze naturale																								
Preț unitar gaz (inclusiv transport)																								
Reducerea costului de combustibil																								
Reducerea cantității de CO2 alant cantității de																								
emisiilor de CO2																								
Preț unitar CO2																								
Reducerea costului de achiziția CO2																								
Costuri suplimentare necesare din creșterea de unități																								
FLUX NET DE NUMERAR FINANCIAR																								
Valoare Actualizată Netă Financiară (VAN-E)																								
Rata Internă de Rentabilitate (RIR-E)																								

ANALIZA ECONOMICA	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
Fluxuri de numerar costuri financiare nete																								
Fluxuri de numerar beneficii financiare nete																								
Reducerea cantității de NOx																								
Valoarea economică unitară																								
Reducerea emisiilor de NOx																								
Reducerea cantității de CO2																								
Valoarea economică unitară																								
Reducerea emisiilor de SO2																								
Valoarea economică unitară																								
Reducerea emisiilor de Pulberi																								
Valoarea economică unitară																								
FLUX NET DE NUMERAR ECONOMIC																								
Valoare Actualizată Netă (VAN-E)																								
Rata Internă de Rentabilitate (RIR-E)																								
Indicatorul Beneficii-Costuri (IBC)																								

Rezultate analiza financiară	Valoare	1,07
Valoarea Actualizată Netă Financiară (VAN-E)	RON	6,350,258
Rata Internă de Rentabilitate (RIR-E)	%	5,3%
Indicatorul Beneficii-Costuri (IBC)		

Rezultate analiza economică	Valoare	1,07
Valoarea Actualizată Netă (VAN-E)	RON	4,549,193
Rata Internă de Rentabilitate (RIR-E)	%	6,0%
Indicatorul Beneficii-Costuri (IBC)		

Proiecte	Analiza financiara		Analiza economica		
	Valoarea Actualizata Neta Financiara	Rata Interna de Rentabilitate Financiara	Valoarea Actualizata Neta Economica	Rata Interna de Rentabilitate Economica	Indicatorul Beneficiu-Cost
	RON	%	RON	%	Indicatorul
Fisa 1.1: Inlocuirea instalatiei de ardere aferenta CA5 + TA5, pentru asigurarea incadrarii in valorile limita admise pentru concentratia de NOx	6,044,228	11.0%	168,266,911	169.4%	21.18
Fisa 1.2: CAF-uri					
Fisa 2.1: Instalarea unei turbine cu gaze cu putere de 25 MWe	3,422,921	5.8%	6,959,850	8.7%	1.34
Fisa 2.2: Instalarea unei turbine cu gaze cu cazan recuperator si ardere suplimentara de 14,5 Gcal/h, cu putere de 45 MWe	34,660,518	10.2%	26,388,454	10.2%	1.51
Fisa 2.3: Realizarea unei instalatii de valorificare a deseurilor rezultate in cadrul instalatiei MBT existenta, putere de 12,9 MWe si 16,5 MWt (3 motoare termice cu putere electrica unitara de 4,3MWe si 5,5 MWt).	19,524,247	5.2%	11,055,868	5.8%	1.05
Fisa 3: Reabilitarea retelelor primare, in special a zonelor care inregistreaza pierderi ridicate	95,155,227	8.5%	90,377,545	9.6%	1.77
	6,550,898	5.3%	4,549,193	6.0%	1.07



[illegible]



214(C3) - PT 2 VEST -racord				
MT sala sport	114	50	230	
PT 14 VEST	168	50	240	
213.1(C2F1) - racord MT SCM	60	37	90	
353 - PT 22	219	75	800	
353.1. - racord Imobil Calarasi,	48	35	30	11 Preiz.
219(C16-4') - 219,1,(C16 - 4')	168	50	152	128 Preiz.
219(C16-4') - 219,2(C16 - 4')	168	50	684	576
219(C16-4') - Scoala gen. nr. 2	60	37	390	164 Preiz.
219,2 (C16 - 4') - PT 8 Podul Ina	168	50	686	578 Preiz.
219.1(Vointa) - Imobil "Inapo	60	37	20	8 Preiz.
F56 - F17	273	75	674	895
Racord PT ICERP	219	75	800	927
C'5-C6	219	75	492	570
Racord PT 4 Nord	168	50	288	243
C2-C7 (NORD)	324	75	1,090	1,622
racord PT 2 Nord	168	50	32	27
racord PT 1 N ord	168	50	160	135
C7 - C8	219	75	326	378
Racord PT 5 Nord	168	50	300	253
C7-C9	273	75	682	906
Racord PT 8 Nord	168	50	20	17
C9-C10	219	75	100	116
Racord PT 6 Nord				947
tur(2*150)	168	50	666	561
retur(200)	219	75	333	386
242.1.(F7Y) - 243(CQ)	324	75	242	360
242(F7Y) - 242.1.(F7Y)	324	75	14	21
242(F7Y) - 242.1.(F7Y) -Racord	168	50	56	47
Racord PT 9 Nord	168	50	534	450
245(F11Z) - 245.1.(F11Z)	219	75	986	1,143
245.1.(F11Z) - 352 racord SP.JU	219	75	300	348
Racord PT 7 Nord	168	50	470	396
Racord PT APA NOVA NORD	34	28	50	14
Racord MT UPU TUR	76	37	200	94 Preiz.
Racord Apa Nova Vest	60	37	300	127
Racord PT AS.BLOC 86	89	40	798	423
Racord PT INCAF	168	50	1,000	842
Racord PT CONSPROIECT	89	40	60	32
Racord Strand VOINTA(Conpet,	76	37	200	94 Preiz.
Racord MT Showroom Autokat	48	35	82	30 Preiz.
Total mag.I Vest, din care:			56,563	116,621
Cond. Preizolata				3,243
Lungime fara CET-F25			40,047	

Mag.II Sud	Tronson	DN (mm)	Gr.izolatie (mm)	Lung.cond. (m)	suprafata izolatie (mp)
	F25-NS(203) - F7(272)				
	-tur (2*700)	711	100	1,268	3,627
	-retur (900)	914	100	634	2,218
	F7(272) - F20 (278)				
	- tur(2*600)	610	100	3,120	7,935
	-retur (800)	813	100	1,560	4,962

Raspunsuri la comentariile PMP la Strategia revizuita

Comentariu	Raspuns	Responsabil
1. Nu este precizat daca valorile de buget mentionate sunt pentru echipamente sau includ si lucrarile de montaj si racorduri ?	Valorile de buget acopera proiectare, achizitie echipamente si executie lucrari, contracte la cheie/tip FIDIC Galben. S-au efectuat corecturile.	Irina Duica
2. TG 45MW apare cu putere de 44 si 40MW in pagini diferite ale strategiei (pag 18- TG 45MWe , pag 63- TG 44MWe, pag 66 -TG 40MWe.		Irina Duica
3. Unele puncte termice se pot imbunatati ca si indicatori de eficienta prin modificari racordare. De ex: - PT5 Mihai Bravu – consumatorii existenti ar putea fi transferati ptr racordare in secundar la PT1 Mihai Bravu. - PT12 Republicii - se poate reproiecta racordul de agent primar astfel incat lungimea racordului sa se reduca cu aprox 50% fata de existent.	La nivelul Studiului de Fezabilitate (SF) se vor analiza mai multe solutii printre care si cea propusa de dvs. Reproiectarea se va stabili tot la nivelul SF daca se vor gasi trasee noi care trec prin domeniul public	Irina Duica
4. Magistrala VI a fost gandita ptr o dezvoltare nefinalizata a zonei deservite. Aceasta rezulta ca ineficienta datorita gradului mic de bransare si a intensitatii energetice. Pentru consumatorii racordati se pot aplica masuri de implementare a unor surse locale ca pompe de caldura, cazan sau motoare termice.	Sugeram ca la nivelul SF sa se analizeze mai multe solutii. Acestea vor tine cont de faptul ca retele secundare au lungime mare, deci densitate redusa a consumatorilor, precum si de faptul ca investitia in surse (geotermale, cazane, motoare termice) este ridicata. Acestea se dimensioneaza la nivelul consumului maxim de 300-400 ore/an iar in realitate functioneaza circa 3700 ore/an la 50% din sarcina si peste 4000 ore/an la circa 15-20% din sarcina .	Irina Duica



5. Includerea de planuri de amplasament ptr obiectivele de investitii si schitarea in cazul sursei de valorificare deseuri a solutiei de racordare in retea de termoficare.

- Disponibilitatea de racordare in retea de medie sau inalta tensiune a fost verificata cel putin la nivel teoretic ?
- Dar racordarea la SACET astfel incat sa se poata asigura alimentarea cu energie termica ptr cel mai indepartat punct al retelei vis a vis de punctul de racordare al acesteia ?

Recomandam ca in cadrul SF sa se analizeze posibilitatea de racordare la retea termica primara, precum si la retea de medie/inalta tensiune.
De altfel, planurile de amplasament sunt obligatorii la nivelul SF.

Irina Duica

6. Strategia mentioneaza ipoteza scaderii cererii de energie termica pe baza aplicarii masurilor de crestere eficienta energetica. Nu este mentionata nici o perspectiva de dezvoltare a unor zone (ex legatura Gara de Vest – Gara de Sud) sau intentiile Primariei de constructie si racordare la SACET a unor institutii publice, scoli, spitale etc..

Irina Duica

In calculul evolutiei consumului de energie termica s-a considerat ca eventualele racordari ar putea sa acopere reducerile de consum care in prezent sunt prea mare (peste 7 Gcal/an si ap.). Astfel, s-a avut in vedere cel mai plauzibil scenariu existent la aceasta data, anume reducerea cu numai 12% intr-o perioada de 19 ani.

7. Reabilitarea instalatiei de ardere cazan 5 este estimata cu o crestere de 1% ca randament pe grup (cazan+ turbina). VEP considera nesustenabila cresterea de randament global de 1%.

Irina Duica

Cazanul nu realizeaza in prezent randamentul sau nominal la functionarea pe gaze naturale. Orice imbunatatire a arderii, conduce la cresterea randamentului cazanului. Masurile precizate de catre dvs. sunt corecte dar trebuie aplicate in cadrul programului de mentenanta. In cadrul lucrarii de reabilitare a instalatiei de ardere nu s-a avut in vedere si executia recirculatiei de gaze arse. Intrucat este o masura secundara de reducere NOx, aceasta nu este obligatorie si in plus nu este nici necesara, deoarece din reabilitarea instalatiei de ardere se obtine concentratia de NOx ceruta (100mg/Nmc gaze arse cu continut de O2 de 3%.)

Nota: in discutiile cu potentialii furnizori ptr instalatia de ardere cazan 5, conditia pusa de VEP a fost de pastrare a randamentului existent intrucat calculul termic realizat in cadrul studiului de fezabilitate indica doar o usoara crestere a randamentului arderii dar nu si a randamentului cazan. Randamentul cazan s-ar putea imbunatati prin marirea suprafetelor de schimb de caldura. (eliminarea infiltratiilor in cazan si mentinerea curata a suprafetelor de schimb de caldura fiind masuri de pastrare a performantelor existente). Mai mult, recirculatia de gaze de ardere aduce o modificare la regimul de functionare supraincalzitoare cazan si o crestere a debitelor de injectie.

8. CAF 50MW. Randamentul de 95%. Din informatiile culese de VEP se pare ca poate fi atins acest nivel de performanta.
9. Pretul combustibilului a fost considerat fix pe intreaga perioada (2040) de 98lei/MWh. Pretul unitar CO2 s-a considerat o variatie intre 141-188 (2030) dupa care valori constante 188lei/tona. Pe ce baza ? VEP sugereaza mentionarea ipotezelor de calcul luate in considerare la intocmirea strategiei.

Acest nivel de randament asa cum precizati si dvs.poate fi atins.

Irina Duica

Pentru pretul gazului natural s-a folosit in analiza financiara a proiectelor un pret de 1066 RON/milNmc care este pretul mediu inregistrat de VEP in anul 2018 (164.637.362 RON cheltuieli cu gazele, 154.413 mii Nmc de gaze). Deoarece analiza proiectelor propuse a fost realizata in preturi constante (fara inflatie) conform metodologiei din Ghidul de Analiza Cost-Beneficiu emis de catre Comisia Europeana si tinand cont de incertitudinile privind prognoza pe termen lung (perioada prognozei) a inflatiei, pretului gazelor si a evolutiei cursului de schimb, s-a considerat ca pretul gazelor va fi constant in termeni reali pe intreaga perioada de analiza.

Pentru pretul CO2, deoarece diferite prognoze arata o crestere semnificativa a valorii acestuia, s-a considerat o crestere in termeni reali a pretului de tranzactionare al CO2 de la valoarea de 28 Euro/tona din prezent la o valoarea de 40 Euro /tona in anul 2030.

Initial s-a pornit de la prognozele Thomson Reuters folosite si in raportul Bancii Mondiale "Raport privind metodologia utilizată pentru identificarea și evaluarea proiectelor ce valorifică prevederile referitoare la mecanismele de piață din cadrul Protocolului de la Kyoto și Convenției Cadru a Organizației Națiunilor Unite privind Schimbările Climatice, și în concordanță cu cerințele Sistemului UE de Comercializare a Certificatelor de Emisii (ETS)". Scenariul cel mai pesimist prevedea un pret al carbonului de 80 euro/tCO2 in 2030. De asemenea, in Raportul Bancii Mondiale "Report on High-Level Commissions on Carbon Prices", se estimeaza un pret pe tona de CO2 pentru anul 2030 intre 50-100 USD. In contextul mentionat mai sus si tinand cont de nivele de pret actuale, s-a considerat ca un pret de 40 Euro/tona este o tinta posibila pentru anul 2030 pentru care sa se faca evaluarea financiara si economica a proiectelor propuse.

10. Costurile de RK echipamente noi nu par a fi fost considerate pe

In realizarea analizei au fost incluse doar investitia initiala si

Augustin Boer



durata de viata a investitiei.

impactul incremental al implementarii proiectelor asupra costurilor si veniturilor de exploatare. Reparatii capitale (RK) nu au fost considerate in analiza considerand ca acestea vor fi finantate din veniturile generate (preturi si tarife) si ca acestea se realizeaza si in prezent la instalatiile existente deci implementarea proiectelor nu va avea un impact incremental semnificativ asupra analizei.

11. Se poate estima un cost de productie/livrare al energiei termice pe noua schema de functionare ?

Augustin Boer

Tinand cont ca nu se stie in acest moment schema de finantarea a proiectelor propuse, este dificil de estimat un pret de livrare al energiei termice dupa finalizarea acestora. In cazul in care cea mai mare parte a surselor de finantare vor fi asigurate prin granturi si subventii, consideram ca tariful de referinta stabilit in actul aditional la contractul de concesiune cu Veolia este un tarif care asigura sustatenabilitatea pe termen scurt, mediu si lung inclusiv considerand noua schema de exploatare dupa implementarea proiectelor (cu conditia ca acest tarif de referinta sa fie ajustat corespunzator conform evolutiei elementelor de cost).

Irina Duica

12. Curba de sarcina

- cu sursele noi se considera ca regimul de baza acoperit cu instalatia de valorificare deseuri si diferenta cu TG25MW e cu functionare in sarcina partial. A fost luat in calcul randamentul instalatiei TG25MW in sarcina partiala ??
- In descrierea regim functionare TG25MW se face referire la functionarea in banda TG si completarea cererii in regimul de vara cu instalatia de valorificare deseuri (pag 65) aspect care contrazice curba de sarcina.
- Daca solutia pentru asigurarea rezervei este utilizarea C5 reabilitat, atunci acest lucru inseamna ca rezerva va fi asigurata de Grupul 5 care inseamna C5+TA5 + instalatii auxiliare (degazori, SRR , compresor aer , pompe de alimentare, pompe de condensat , pompe de drenaj , ...etc). Este vorba de intreaga centrala. In

Regimul de functionare se va stabili functie de sarcina termica efectiva din perioada de vara, de cantitatea de deseuri ce va rezulta de la MBT, etc. Exista si posibilitatea ca instalatia de valorificare deseuri sa preia varfurile de sarcina si baza TG25 MW. Variantele se vor analiza la nivel de SF. Oricum , nu se va functiona cu TG25 MW la sarcina sub 50% atat datorita scaderii randamentului cit si datorita faptului ca nu va mai putea realiza valoarea limita impusa pentru emisii Odata cu reducerea pierderilor pe retelele termice primare se creeaza premiza functionarii numai a instalatiei de valorificare deseuri si eventual a unui CAF pentru acoperirea unui virf saptaminal de 10-15 ore, care se produce in general in zilele de vineri.

In prezent, pentru o perioada de circa 1420 ore/an, nu exista sursa de rezerva pentru situatia in care C5+TA5 nu ar putea functiona, astfel ca puterea termica disponibila ar ramine de numai 125 Gcal/h. In schema de echipare viitoare, in cazul defectarii celei mai mari surse(TG45 MW), in perioada de virf a consumului care este



acest caz trebuie luate in calcul cheltuielile de mentenanta cu aceste echipamente si cheltuieli cu personalul de exploatare aferent.

pentru o durata de circa 500-600 ore/an,ar trebui folosit grupul 5 ; deci fiind vorba de o perioada scurta de timp nu sunt necesare cheltuieli de mentenanta suplimentare, iar personalul trebuie sa fie numai partial mentinut fiindca acesta se completeaza cu cel aferent sursei care nu functioneaza. In plus, reducerea necesarului de energie termica ce trebuie produsa in perioada urmatoare, prin reducerea consumului la consumatori dar si datorita reducerii pierderilor in retelele termice primare, face ca dependenta de grupul 5, drept sursa de rezerva sa se reduca/elimine intr-o perioada de 5-6 ani. Nu este fezabila instalarea unei surse de rezerva care ar putea sa functioneze intr-o perioada de circa 100-200 ore/an. Costurile cu mentenanta s-au mentinut la nivelul actual.

13. Nu sunt mentiuni privind sursele de productie apa demineralizata si dedurizata pe durata de viata a investitiei.

Irina Duica

14. Pag 58. Diametre conducte Dn300, 350 si 400 – eroare de redactare.

Irina Duica

15. Reutilizare fundatie existenta TG25 MWe – VEP considera neaplicabila aceasta solutie fara modificari de adaptare a fundatiei existente pentru noul echipament. Ce se va intampla cu productia de energie pe durata scoaterii din functiune a TG 25MWe existent pana la punerea in functiune a noii TG25MWe?

Irina Duica

16. In caietul de sarcini se cere Instrumente de finantare puse la dispozitie prin Mecanismul - art 10c si Fondul de modernizare - art 10d in conditiile specificate de Directiva Revizuita (Directiva 2018/410 – rentabilizarea reducerilor emisiilor de dioxid de carbon si sporirii investitiilor.

Cristina Badica

In revizia la strategie regasim:

1.1. Inlocuirea instalatiei de ardere aferenta CA5 + TA5, pentru asigurarea incadrarii in valorile limita admise pentru concentratia de NOx.- finantare Consiliul Judetean Prahova.

Comentariul bifeaza indeplinirea obligatiilor din caietul de sarcini



- 1.2. Realizarea a 2 CAF-uri noi cu debit de 50Gcal/ora care sa inlocuiasca CAF-ul 2 existent- finantare Consiliul Judetean Prahova.
- 2.1. Instalarea unei turbine cu gaze cu putere de 25 MWe – Finantare 70% imprumut UAT cu rambursare prin mecanismul ETS; 30% buget de stat + buget CJ sau CL.
- 2.2. Instalarea unei turbine cu gaze cu cazan recuperator si ardere suplimentara de 14,5 Gcal/h, cu putere de 45 MWe – Finantare buget stat prin MDRAP (Progr Termoficare si confort 2019-2030) -85%; 15% fonduri proprii – buget UAT Ploiesti.
- 2.3. Realizarea unei instalatii de valorificare a deseurilor rezultate in cadrul instalatiei MBT existenta, putere de 12,9 MWe si 16,5 MWt (3 motoare termice cu putere electrica unitara de 4,3MWe si 5,5 MWt). Finantare 70% imprumut CJ Prahova returnabil prin ETS; 30% buget de stat, judetean si local.
3. Reabilitarea retelelor primare, in special a zonelor care inregistreaza pierderi ridicate. Finantare – buget de stat (prin MDRAP - Progr Termoficare si confort 2019-2030) – 85% + buget local UAT – 15%.
17. Scenariul prin care se modifica proprietarul infrastructurii si operarea serviciului public de alimentare cu energie termica – impactul deciziei autoritatilor.

In revizia la strategie regasim:

Etape transfer de proprietate de la Consiliul Judetean la Consiliul Local:

1. CJ si CL aproba prin HCL si HCl numirea unei comisii mixte de identificare a bunurilor SPAET si desemneaza membrii acestei comisii.
2. Comisia procedeaza la inventarierea in mod complet si detaliat a tuturor bunurilor SPAET Ploiesti identificand natura juridica si proprietarul curent al fiecarui bun , respectiv Judetul Prahova sau Municipiul Ploiesti.
3. Rezultatul inventarierii se consemneaza intr-un Proces verbal care se inainteaza atat Consiliului Judetean Prahova, cat si Consiliului Local Ploiesti.
4. Pe baza inventarului realizat de comisia mixta, Consiliul Local Ploiesti efectueaza o analiza din punct de vedere juridic si economic a

Comentariul bifeaza indeplinirea obligatiilor din caletul de sarcini

Adrian Ciurtin



bunurilor SPAET.

5. In urma analizei efectuate, Consiliului Local Ploiesti aproba, prin HCL necesitatea preluarii bunurilor aferente SPAET aflate in administrarea Consiliului Judetean Prahova.

Ulterior adoptarii HCL Prahova de trecere a bunurilor in domeniul public al Municipiului Ploiesti, partile (CJ Prahova si CL Ploiesti) vor incheia un proces verbal de predare-primire a bunurilor transferate

18. Alte modificari identificate pe parcursul derularii contractului. Impactul Actului Adicional nr 4 (AA4)

Evitarea riscului incetarii serviciului si al prejudiciilor ce pot fi solicitate de concesionar implica urmatoarele actiuni:

Pe termen scurt:

- Realizarea investitiilor in sarcina Concedentului – actiune critica obligatorie – investitii de mediu (arzatoare NOx) si consolidare si reabilitare retele termice.

- Pregatire Studii de fezabilitate pentru reabilitare retele termice.

Pe termen mediu: Demararea actiunilor necesare pentru delegarea serviciului, incepand cu 15.05.2022.

Pe termen lung: Atragerea de fonduri necesare pentru reabilitarea sistemului de productie – transport - distributie – furnizare.

19. Pregatire fisa/propunere de proiect – depus la ME in procesul de implementare Directiva 2018/410.

Lista proiecte 10c- Municipiul Ploiesti – instalarea unei turbine de gaze cu putere de 25 MWe – 12,46 mil Euro

20. Refacere fise de proiect astfel incat sa reflecte posibilitatea accesarii de fonduri pentru:

- asistenta tehnica;
- intocmire studii de fezabilitate (Programul termoficare 2019-2020)
- modernizare CET;
- modernizare retea secundara;
- modernizare PT;
- modernizare retea transport;

Comentariul bifeaza indeplinirea obligatiilor din caietul de sarcini

Cristina Cremeneșcu

Comentariul bifeaza indeplinirea obligatiilor din caietul de sarcini

Cristina Badica

Fisele de proiect au fost corectate. Tinand cont de urmatoarele urmatoarele:

- asistenta tehnica. In fisele pregatite se precizeaza, atat in text cat si in grafic ca e necesar intai sa se realizeze un studiu de fezabilitate. Este de inteles ca e vorba de asistenta tehnica, a carei contractare am reflectat-o in graficele fiecarei fise. Daca va referiti la asistenta tehnica BERD cum este precizata in fisa 2.1, dupa ce primaria va inainta o adresa de solicitare catre BERD, aceasta va decide



cu precizarea etapelor pe care Municipiul Ploiesti le are de parcurs, a sumelor max ce pot fi accesate, termene, alte surse, etc.

daca va merge pe finantare ELENA sau, mai degraba, memorandumul incheiat cu Guvernul Romaniei pentru dezvoltarea infrastructurii. Conditile de contractare sunt ale finantatorului (proceduri de achizitii BERD).

- b) **intocmire studii de fezabilitate** (Programul termoficare 2019-2020). Contractarea acestuia este reflectat in planul de actiuni in Trim IV 2019, iar realizarea lui in trim I si II 2020. Sursa de finantare trebuie sa fie locala.
 - c) **modernizare CET**. Este acoperita de fisele 1.1 si 1.2 pe termen scurt si 2.1, 2.2, 2.3 pe termen mediu. Consultantul a identificat pentru fiecare componenta CET investitiile necesare conform strategiei aprobata in 2018 si cea mai potrivita sursa de finantare, date fiind constrangerile de timp cu care va confruntati.
 - d) **modernizare retea secundara**. Dintr-o eroare, la modernizare retele primare, vorbim de fapt si de cele secundare, asa cum se precizeaza inca din strategia aprobata in anul 2018. Am corectat textul.
 - e) **modernizare PT**. Sunt de regula incluse obligatoriu in proiectele care includ retele. Pentru a fi mai expliciti am precizat peste tot in text.
 - f) **modernizare retea transport**. A se vedea punctul d)
- Legat de etapele pe care municipiul Ploiesti le are de parcurs, acestea sunt enumerate in graficele de implementare / planurile de actiune aferente fiecarei fise de proiect. Nu am dat sumele maxime aferente fiecarui program, criterii de eligibilitate si selectie, termene si alte date specifice pentru ca nu este cazul si nici obiectul acestei consultante. Investitiile propuse prin fisele dezvoltate se incadreaza ca eligibilitate in sursele precizate de Consultant. Singura sursa neluata in calcul este POIM intrucat in decembrie 2019 expira termenul de depunere a proiectelor. Pentru ca Municipiul sa poata accesa finantarea trebuie urmatoarele:
- contractata asistenta de pregatire SF – dureaza minim 3



21. Alte observatii legate de situatia activelor

luni.

- realizat SF si Aplicatiei de finantare, inclusiv procedura EIA, cu obtinere avize si acorduri – dureaza minimum 6 luni.

Singura solutie, este ca PMP sa transmita o noua cerere de prelungire a termenului de depunere, ca si anul trecut, dar sa faca de aceasta data dovada ca a lansat procedura de achizitie a asistentei tehnice de pregatire a studiului de finantare si a aplicatiei. Considerand ca Autoritatea de Management va accepta, am revizuit fisa legata de retele (si puncte termice) in consecinta.

In ceea ce priveste situatia actuala a terenurilor, o parte importanta a suprafetei identificata la punctele 1 (CET Brazi 1) si 2 (CET Brazi 2) din "Recapitulatia terenurilor" din *Protocolul de predare – primire a bunurilor concesionate cu terenurile aferente, din domeniul public al Consiliului Judetean Prahova si administrarea S.C. Termoelectrica Ploiesti S.A. catre S.C. Dalkia Termo Prahova S.A.* este in prezent intabulata in proprietatea Parc Industrial Brazi S.A.

Prin protocolul semnat la data de 26.10.2009 intre Parc Industrial Brazi S.A. si Veolia Energie Prahova S.A. dreptul de folosinta/ concesiune al acesteia din urma asupra terenurilor afectate de infrastructura de termoficare este recunoscut si, pe cale de consecinta, este inscris in cartile funciare ale terenurilor listate mai sus.

Inscrierile din aceleasi carti funciare indica derularea mai multor proceduri la data acestor extrase cu privire la aceste terenuri a caror impact in desfasurarea nestingherita a activitatii de productie si alimentare cu energie termica a Municipiului Ploiesti este necesar a fi investigat (natura si intinderea drepturilor si pretentiilor unor terti dobanditori, altii decat Parc Industrial Brazi S.A. etc).

Adrian Ciurtin

