

STUDIU DE FEZABILITATE

- (Volum 1) -

Proiect:

”Sursa de producere energie termica si electrica prin cogenerare de înaltă eficienta”

Implementare proiect la sursă CETH Arad

R02 / 01.09.2022

Beneficiar:

UAT Municipiul Arad

Beneficiar final/ Operator

S.C. „Centrala Electrică de Termoficare Hidrocarburi S.A.“

Elaborator:

Proarcor SRL

Contract:

26D/ 17.08.2022

1 LISTĂ DE SEMNĂTURI

Proiectant general:

SC PROARCOR SRL

Proiectat:

ing. ec. energetician Anton Dan Tamasiu

Expert tehnic termoficare

ing. Andrei Szen

Expert tehnic instalații termice

ing. Botond Biro

Coordonator de proiect, Instalații termice

ing. Bogdan Ciursaș

Proiectant, Inginerie civilă

ec. Ala Baltag

Expert economico-financiar

Verificat și aprobat:

ing. ec. energetician Anton Dan Tamasiu

2 Notă explicativă

Prezenta documentie reprezintă VOLUMUL 1 a documentației tehnice predate în cadrul contractului de prestări servicii nr. 26D din 17.08.2022: Servicii de elaborare studiu de fezabilitate (SF) pentru proiectul de investiții:

„ Sursă de producere energie termică și electrică prin cogenerare de înaltă eficiență”

Volumul 1 : Studiu de fezabilitate (Piese scrise, piese desenate și anexe)

Volumul 2 : Analiza cost beneficiu (Capitol 9 Studiu de fezabilitate),

Cuprins din 2 documente distincte:

Volum 2.1- Memoriu justificativ

Volum 2.2- Anexe

3 Cuprins general

1	LISTĂ DE SEMNĂTURI.....	2
2	Notă explicativă	3
3	Cuprins general	4
4	Cuprins Tabele	8
5	Cuprins Figuri	11
6	Termeni și abrevieri	14
7	Unități de măsură	15
A.	PIESE SCRISE	16
1	INFORMAȚII GENERALE PRIVIND OBIECTIVUL DE INVESTIȚII.....	16
1.1	Denumirea obiectivului de investiții.....	16
1.2	Ordonator principal de credite/investitor.....	16
1.3	Ordonator de credite (secundar/terțiar).....	16
1.3.1	Beneficiarul investiției	16
1.3.2	Beneficiarul final / Operatorul	16
1.4	Elaboratorul studiului de fezabilitate.....	16
2	SITUAȚIA EXISTENTĂ ȘI NECESITATEA REALIZĂRII OBIECTIVULUI / PROIECTULUI DE INVESTIȚII.....	17
2.1	Concluziile studiului de prefezabilitate	17
2.2	Sinteza „ Strategia de Alimentare cu Energie Termică a Municipiului Arad 2020-2030” .21	
2.3	Prezentarea contextului: politici, strategii, legislație, acorduri relevante, structuri instituționale și financiare.....	28
2.4	Analiza situației existente și identificarea deficiențelor	32
2.5	Analiza cererii de bunuri și servicii, inclusiv prognoze pe termen mediu și lung privind evoluția cererii, în scopul justificării necesității obiectivului de investiții	42
2.5.1	Obiective preconizate a fi atinse prin realizarea investiției publice.....	46
3	Prezentarea scenariilor tehnico-economice propuse	49
3.0	Scenariile și configurațiile tehnice fezabile prezentat	49
3.0.1	Soluția A.....	52
3.0.2	Soluția B1 și B2.....	53
3.1	Particularități ale amplasamentului:	58
3.2	Descrierea din punct de vedere tehnic, constructiv, funcțional-arhitectural și tehnologic:..69	
3.2.1	Scenarii și configurații tehnice fezabile identificate și prezentate	69
3.2.2	Justificarea alegerii scenariilor și a opțiunilor în cadrul scenariilor:	101
3.2.3	Condiții de referință pentru cogenerarea de înaltă eficiență.....	105
3.3	Costurile estimative ale investiției:.....	115

3.4	Studii de specialitate, în funcție de categoria și clasa de importanță a construcțiilor, după caz:	117
3.5	Grafice orientative de realizare a investiției	117
4	ANALIZA FIECĂRUI SCENARIU TEHNICO-ECONOMIC PROPUȘ	119
4.1	Prezentarea cadrului de analiză, inclusiv specificarea perioadei de referință și prezentarea scenariului de referință	119
4.2	Analiza vulnerabilităților cauzate de factori de risc, antropici și naturali, inclusiv de schimbări climatice, ce pot afecta investiția	120
4.3	Situația utilităților și analiza de consum:.....	122
4.4	Sustenabilitatea realizării obiectivului de investiții:.....	122
4.5	Analiza cererii de bunuri și servicii, care justifică dimensionarea obiectivului de investiții	122
4.6	Analiza financiară, inclusiv calcularea indicatorilor de performanță financiară: fluxul cumulat, valoarea actualizată netă, rata internă de rentabilitate; sustenabilitatea financiară	123
4.7	Analiza economică, inclusiv calcularea indicatorilor de performanță economică: valoarea actualizată netă, rata internă de rentabilitate și raportul cost-beneficiu sau, după caz, analiza cost-eficacitate	124
4.8	Analiza de senzitivitate.....	125
4.9	Analiza de riscuri, măsuri de prevenire/diminuare a riscurilor	126
4.9.1	Analiza de risc financiară	126
4.9.2	Analiza de risc economică: Generalități.....	126
5	SCENARIUL TEHNICO-ECONOMIC OPTIM, RECOMANDAT	130
5.1	Comparația scenariilor/opțiunilor propuse, din punct de vedere tehnic, economic, financiar, al sustenabilității și riscurilor.....	130
5.2	Selectarea și justificarea scenariului optim recomandat.....	133
5.3	Descrierea scenariului optim recomandat.....	137
5.3.0	Preambul. Informații generale	137
5.3.1	Obiect 1 – MT : Instalație de cogenerare de înaltă eficiență cu motoare pe gaz.....	143
5.3.2	Obiect 2 – CB : Centrală termo-electrică pe biomasă	152
5.3.3	Obiect 3 – CA : Instalație de producere a energiei termice cu cazane pe gaz.....	160
5.3.4	Obiect 4 – AC : Acumulator de căldură.....	173
5.3.5	Obiect 5 – SP : Stație de pompare agent termic	176
5.3.6	Obiect 6 – DT : Degazor termic pentru apă de termoficare	179
5.3.7	Obiect 7 – SE : Stație electrică și sistem de control distribuit	182
5.3.8	Obiect 8 – SG : Servicii generale, demolări, rețele în incintă și racorduri.....	187
5.4	Principalii indicatori tehnico-economici aferenți obiectivului de investiții:	193
5.5	Prezentarea modului în care se asigură conformarea cu reglementările specifice funcțiunii preconizate din punctul de vedere al asigurării tuturor cerințelor fundamentale aplicabile construcției, conform gradului de detaliere al propunerilor tehnice.....	199

5.6	Nominalizarea surselor de finanțare a investiției publice, ca urmare a analizei financiare și economice: fonduri proprii, credite bancare, alocații de la bugetul de stat/bugetul local, credite externe garantate sau contractate de stat, fonduri externe nerambursabile, alte surse legal constituite	203
6	URBANISM, ACORDURI ȘI AVIZE CONFORME.....	205
6.1	Certificatul de urbanism emis în vederea obținerii autorizației de construire.....	205
6.2	Extras de carte funciară, cu excepția cazurilor speciale, expres prevăzute de lege.....	205
6.3	Actul administrativ al autorității competente pentru protecția mediului, măsuri de diminuare a impactului, măsuri de compensare, modalitatea de integrare a prevederilor acordului de mediu în documentația tehnico-economică	205
6.4	Avize conforme privind asigurarea utilităților	205
6.5	Studiu topografic, vizat de către Oficiul de Cadastru și Publicitate Imobiliară	205
6.6	Avize, acorduri și studii specifice, după caz, în funcție de specificul obiectivului de investiții și care pot condiționa soluțiile tehnice	205
7	IMPLEMENTAREA INVESTIȚIEI	206
7.1	Informații despre entitatea responsabilă cu implementarea investiției.....	206
7.2	Strategia de implementare, cuprinzând: durata de implementare a obiectivului de investiții (în luni calendaristice), durata de execuție, graficul de implementare a investiției, eșalonarea investiției pe ani, resurse necesare.....	206
7.3	Strategia de exploatare/operare și întreținere: etape, metode și resurse necesare	206
7.4	Recomandări privind asigurarea capacității manageriale și instituționale	206
8	Concluzii și recomandări	210
8.1	Folosirea maximă a potențialului de cogenerare la nivelul SACET Arad	210
8.2	Dezvoltarea proiectului conform Scenariului S2.....	210
8.3	Dezvoltarea proiectului.....	210
8.4	Strategie	210
8.5	Anexa debransări / rebransări	212
8.6	Recomandarea consultantului.....	212
8.7	Sistemul de identificare a elementelor (SIE).....	214
8.8	Programe de mentenanță	216
8.9	Curba de reglaj temperatură tur/retur pentru rețeaua de termoficare	216
8.10	Criterii de atribuire	217
8.11	Recomandări privind respectare prevederilor legislative privind SPAET și eficiența energetică.....	218
8.12	Recomandări privind folosirea datelor conform cerințelor din cererea de finanțare PNRR	220
9	ACB : Analiza Cost/ Beneficiu si anexe aferente	231
	PIESE DESENATE.....	232
	ANEXE:	233

STUDIU DE FEZABILITATE
Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență
Implementare proiect la sursă CETH Arad

4 Cuprins Tabele

Tabel 1.	Investiții propuse în strategia de termoficare.....	22
Tabel 2.	Evoluția energiei termice necesară pentru SACET ARAD – conform Strategiei de termoficare	25
Tabel 3.	Situația economică a CETH.....	42
Tabel 4.	Situație SACET Arad 2020.....	44
Tabel 5.	Proiecția anuala pe orizontul strategic de timp privind evoluția necesarului local de încălzire, acc și răcire	44
Tabel 6.	Estimarea cererii la nivelul municipiului Arad.....	44
Tabel 7.	Tabel Cererea de energie la nivelul municipiului Arad estimată raportat la un grad de branșare de 100%	45
Tabel 8.	Estimarea evoluție necesarului de energie termica pe o perioadă de 20 ani.....	46
Tabel 9.	Soluții fezabile identificate	51
Tabel 10.	Exemplu Performanțe motor 10,4 MWe + 8,9MWt be baza unei simulări făcute de producător	56
Tabel 11.	Factorii de care depinde riscul geotehnic	66
Tabel 12.	Scenarii și configurații tehnice fezabile identificate și prezentate	69
Tabel 13.	Necesar gaz CHP motare scenariu 1	79
Tabel 14.	Consum gaz CHP Motoare Scenariu 2.....	95
Tabel 15.	Analiza SWOT Motor cu combustie versus Turbină cu gaz.....	105
Tabel 16.	Datele tehnice comparative pentru selecție scenariu (1).....	110
Tabel 17.	Datele tehnice comparative pentru selecție scenariu (2).....	110
.....	111
Tabel 18.	Date operare scenarii S1 si S2.....	112
Tabel 19.	Criterii de eficiența pentru cogenerare	112
Tabel 20.	Date economice pentru scenarii identificat	113
Tabel 21.	Comparativ principalii indicatori calitativi si cantitativi S1 versus S2 sunt prezentati sintetic mai jos :.....	113
Tabel 22.	Costuri investiție scenarii S1 și S2.....	115
Tabel 23.	Costurile de investiti pe obiecte pentru cele doua scenarii fezabile analizate.....	115
Centralizatorul pe capitole pentru S1 si S2 este redat mai jos :	115
.....	Fehler! Textmarke nicht definiert.
Tabel 24.	Centralizator deviz general.....	115
Tabel 25.	Valoarea de investiție pentru opțiunea optimă.....	116
Tabel 26.	Date economice pentru scenariile analizate	117
Tabel 27.	Graficul de realizare a sursei de producție cu cogenerare de înaltă eficiență	118
Tabel 28.	Cererea de energie finală pe sectoare de activitate în 2017 și 2030.....	119

Tabel 29.	Consumul de energie pe m2 în clădiri (în 2009, climat normal) –.....	120
Tabel 30.	Matricea de management a riscurilor	129
Tabel 31.	Datele comparative de analiză pentru scenariile selectate	134
Tabel 32.	Criterii de înaltă eficiență a cogenerării	135
Tabel 33.	O comparație directă cu date actuale (prețuri Bursa EEX din 24.02.2022)	136
Tabel 34.	Obiecte principale scenariu S2	138
Tabel 35.	Indicatori maximali	193
Tabel 36.	Indicatori minimali	194
Tabel 37.	Indicatori energetici comparativi	194
Tabel 38.	Indicatori emisii.....	194
Tabel 39.	Indicatori de eficiență.....	195
Tabel 40.	Indicatori de eficiență/ energetic - comparativ.....	195
Tabel 41.	Indicatori financiari	196
Tabel 42.	Indicatori economici.....	196
Tabel 43.	Principalele parametrii utilizati în analiza financiară.....	196
Tabel 44.	Rezultatele analizei financiar	196
Tabel 45.	Rezultatele analizei financiare	197
Tabel 46.	Beneficii și costuri economice	198
Tabel 47.	Principalii indicatori ai analizei economice	198
Tabel 48.	Durata estimată de execuție și de recuperare a investiției.....	198
Tabel 49.	Eficiența investiției.....	198
Tabel 50.	Economia de energie și reducerea de emisii GES.....	199
Tabel 51.	Finanțare posibilă prin PNRR	204
Tabel 52.	Exemplu sistem de identificare alfa-numeric.....	215
Tabel 53.	Variații temp. Tur/ returni termoficare funcție de temp. exterioară.....	217
Tabel 54.	Deviz general scenariu recomandat.....	220
Tabel 55.	Comparație scenarii.....	225
Tabel 56.	Indicatori de emisii.....	225
Tabel 57.	Indicatori de eficiență Scenariu 2.....	225
Tabel 58.	Evoluția pierderilor de energie termică în perioada analizată.....	226
Tabel 59.	Evoluția consumului mediu lunar de energie termică și producția de energie pentru primul an de operare.....	226
Tabel 60.	Indicatorii obligatorii de proiect :.....	227
Tabel 61.	Indicatorii fizici	228
Tabel 62.	Contribuția proiectului la obiectivele PNRR, măsura de investiții 3	229
Tabel 63.	Economia energie primară	229
Tabel 64.	Indicatori financiari	229

Tabel 65. Praguri emisii PNRR.....	229
Calculul randamentului de mai jos este pentru primul an de operare redat sintetic mai jos in tabelul 65 (anexa 38) . Randamentul pentru sursele de energie termica este de 91,24 % iar randamentul global este de 90,16 % :	229
Tabel 66. Randament sursa	230

5 Cuprins Figuri

Figura 1.	PROGNOZA 2024 – curba de sarcina clasata conform strategiei de termoficare.....	26
Figura 2.	PROGNOZA 2027 – curba de sarcina clasata conform strategiei de termoficare.....	26
Figura 3.	Schema simplificată CETH – varianta propusă prin strategia de termoficare.....	27
Figura 4.	Schemă de evaluare.....	30
Figura 5.	Reteaua de termoficare de transport SACET Arad.....	40
Figura 6.	Număr de locuințe debranșate de la SACET 2021	43
Figura 7.	Situație consumatori SACET ARAD.....	44
Figura 8.	Schemă generală de principiu CHP cu motor termic.....	54
Figura 9.	Exemplu Schemă ansamblu motor 10,4 MWe + 8,9MWt pe baza unei simulări făcute de producător.....	56
Figura 10.	Județul Arad	58
Figura 11.	Plan amplasament propus.....	59
Figura 12.	Nr. cadastral 307811 – 9470 mp	60
Figura 13.	Nr. cadastral 307809 – 9522 mp	60
Figura 14.	Nr. cadastral 359603 – 1700 mp	61
Figura 15.	Harta zone seismice 1.....	64
Figura 16.	Harta zone seismice 2.....	65
Figura 17.	Prognoza curba de sarcina clasată –după sarcinina medie lunară- S1 - 2024	81
Figura 18.	Prognoza curba de sarcina clasată –după sarcinina medie lunară- S1 - 2025	81
Figura 19.	Prognoza curba de sarcina clasată –după sarcinina medie lunară- S1 - 2026	82
Figura 20.	Prognoza curba de sarcina clasată –după sarcinina medie lunară- S1 - 2027	82
Figura 21.	Prognoza curba de sarcina clasată –după sarcinina medie lunară- S1 - 2028	83
Figura 22.	Prognoza curba de sarcina clasată –după sarcinina medie lunară- S1 – 2029-2041	83
Figura 23.	Prognoza curba de sarcina clasată –după sarcinina medie lunară- S2 – 2024	98
Figura 24.	Prognoza curba de sarcina clasată –după sarcinina medie lunară- S2 – 2025	98
Figura 25.	Prognoza curba de sarcina clasată –după sarcinina medie lunară- S2 – 2026	99
Figura 26.	Prognoza curba de sarcina clasată –după sarcinina medie lunară- S2 – 2027	99
Figura 27.	Prognoza curba de sarcina clasată –după sarcinina medie lunară- S2 – 2028	100
Figura 28.	Prognoza curba de sarcina clasată –după sarcinina medie lunară- S2 – 2029-2041 ..	100
Figura 29.	Plan amplasament propus.....	140
Figura 30.	Schema funcțională Motore Termice	144
Figura 31.	Schema de proces CB.....	153
Figura 32.	Schema simplificată de proces CA pentru cazanele de apă caldă și auxiliarele principale 161	
Figura 33.	Schema simplificată de proces CA pentru cazanele de abur și auxiliarele principale 162	

Figura 34.	Schemă de proces sistem de tratare chimică apă.....	172
Figura 35.	Schema de proces acumulare de căldură.....	174
Figura 36.	Schema de proces SP.....	177
Figura 37.	Schema de proces DT.....	181
Figura 38.	Schema electrică simplificată.....	184
Figura 39.	Curba de reglaj actual.....	216
Figura 40.	Curba de reglaj propus	217
Figura 41.	Raport energie termică produsă pentru termoficare - surse	227

STUDIU DE FEZABILITATE

**Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență
Implementare proiect la sursă CETH Arad**



Informații privind confidențialitatea

Drepturi de autor : -

Reguli de publicare a documentului : -

6 Termeni și abrevieri

AC / AKU	ACUMULATOR DE CĂLDURĂ / HEAT ACCUMULATOR
TG / GT	TURBINĂ PE GAZ / GAS TURBINE
CR / HRB	CAZAN RECUPERATOR DE CĂLDURĂ / HEAT RECOVERY BOILER
CRAB / HRSG	CAZAN RECUPERATOR DE CĂLDURĂ CU ABUR / HEAT RECOVERY STEAM GENERATOR
CHP	PRODUCERE COMBINATĂ DE CĂLDURĂ ȘI PUTERE / COMBINED HEAT & POWER
CV	CERTIFICAT VERDE (PENTRU 1 MWe PRODUS DIN ENERGIE REGENERABILĂ)
CCGT	CICLU COMBINAT CU TURBINA CU GAZE / COMBINED CYCLE GAS TURBINE
DH	ÎNCĂLZIRE CENTRALIZATĂ / DISTRICT HEATING
DHW	APĂ CALDĂ MENAJERĂ / DOMESTIC HOT WATER
GES / GHG	GAZE CU EFECT DE SERĂ / GREENHOUSE GASES
IRR	INTERNAL RATE OF RETURN / RATĂ INTERNĂ A PROFITULUI
R & M	REPAIR & MAINTANANCE / REPARAȚII ȘI MENTENANȚĂ
SACET	SISTEM DE ALIMENTARE CENTRALIZATĂ CU ENERGIE TERMICĂ
ANRE	AGENȚIA NAȚIONALĂ DE REGLEMENTARE ÎN DOMENIUL ENERGIEI
ANRSC	AGENȚIA NAȚIONALĂ DE REGLEMENTARE PENTRU SERVICIILE COMUNITARE DE UTILITATI PUBLICE
PLR	PREȚUL LOCAL DE REFERINȚĂ / PRICE LOCAL REFERENCE
ACC	APĂ CALDĂ DE CONSUM
APM	AGENȚIA DE PROTECȚIE A MEDIULUI
SEN	SISTEMUL ENERGETIC NAȚIONAL
STCA	STAȚIE DE TRATARE CHIMICĂ A APEI
SE	STAȚIE ELECTRICĂ
Ucog = CHP	UNITATE / INSTALAȚIE DE COGENERARE DE ÎNALTĂ EFICIENȚĂ
UfCog = CA	UNITATE DE PRODUCȚIE ENERGIE TERMICĂ FĂRĂ COGENERARE (CU CAZANE)
CHPbio = BCHP	UNITATE / INSTALAȚIE DE COGENERARE CU BIOMASĂ LEMNOASĂ
CB	CENTRALĂ TERMO-ELECTRICĂ PE BIOMASĂ
CAF	CAZAN DE APĂ FIERBINTE
CAS	CAZAN DE ABUR SATURAT
BE	BLOC ENERGETIC
GN	GAZ NATURAL
H2 "READY"	PREGATIT PENTRU UTILIZAREA HIDROGENULUI
SP	STAȚIE DE POMPARE
DT/DEG	DEGAZOR TERMIC
CLM	CONSILIUL LOCAL AL MUNICIPIULUI
SF	STUDIU DE FEZABILITATE
UM	UNITATE DE MĂSURĂ

7 Unități de măsură

° C	Grad Celsius	UM pentru temperatură
bar(g)	Bar (relativ)	UM pentru presiunea relativă
bar(a)	Bar (absolut)	UM pentru presiunea absolută
Gcal	Gigacalorie, 1 Gcal = 1,163 MWh	UM pentru energie
MWh	MegaWatt-oră	UM pentru energie
kW	kiloWatt, 1 kW = 1.000 W	UM pentru putere
MW	MegaWatt, 1 MW = 1.000 kW	UM pentru putere
MWe	MegaWatt electric	UM pentru putere electrică
MWm	MegaWatt mecanic	UM pentru putere mecanică
MWt	MegaWatt termic	UM pentru putere termică / căldură
MWf	MegaWatt combustibil	UM pentru putere termică de combustie
h	Oră	UM pentru timp
s	Secundă	UM pentru timp
rpm	Rotații pe minut	UM pentru turație
kg/h	Kilogram pe oră	UM pentru debit masic
t/h	Tone pe oră	UM pentru debit masic
l/h	Litri pe oră	UM pentru debit volumetric
m ³ /h	Metri cubi pe oră	UM pentru debit volumetric
m ²	Metri pătrați	UM pentru suprafață
m ³	Metri cubi	UM pentru volum

A. PIESE SCRISE

1 INFORMAȚII GENERALE PRIVIND OBIECTIVUL DE INVESTIȚII

1.1 Denumirea obiectivului de investiții

Sursa de producere energie termica si electrica prin cogenerare de înalta eficiență

1.2 Ordonator principal de credite/investitor

UAT Municipiul Arad

Adresa: Bd. Revoluției nr. 75, Arad, RO 310130

Tel: +40 257 281850, Fax: +40 257 284744, E-mail: primarie@primariaarad.ro

CUI: 3519925

1.3 Ordonator de credite (secundar/terțiar)

1.3.1 Beneficiarul investiției

UAT Municipiul Arad

1.3.2 Beneficiarul final / Operatorul

S.C. „Centrala Electrică de Termoficare Hidrocarburi S.A.“

Adresa: Bd. Iuliu Maniu nr. 65-71, Arad

Tel: +40 257 307766, Fax: +40 257 270407

CUI: RO 26176052

1.4 Elaboratorul studiului de fezabilitate

SC Proarcor SRL, cu sediul în Cluj-Napoca, str. Fabricii, nr. 2, Ap.77,
pe baza contractului nr. 26D/17.08.2022

2 SITUAȚIA EXISTENTĂ ȘI NECESITATEA REALIZĂRII OBIECTIVULUI / PROIECTULUI DE INVESTIȚII

2.1 Concluziile studiului de fezabilitate

Beneficiarul nu a efectuat un studiu de fezabilitate.

Investițiile analizate în prezentul studiu de fezabilitate se bazează pe scenariile de dezvoltare identificate în ”Strategia de Alimentare cu Energie Termică a Municipiului Arad 2020-2030” și de asemenea pe tema de proiectare și nota conceptuală elaborate de beneficiarul proiectului.

Propunere de structura

Primăria Arad dorește construirea unei surse noi de energie termică în cadrul SACET Arad, care să înlocuiască sursa existentă aflată în operarea CET Hidrocarburi (CETH), cu respectarea ultimelor standarde și reglementări în materie de eficiență energetică, protecția mediului și schimbări climatice. Sursa existentă la CETH, formată din două cazane de apă fierbinte CAF4 și CAF5 (2 x 116 MWt) operaționale cu număr de ore de operare limitat, două cazane de abur CAE 6 și CAE 7 (75 t/h + 90 t/h, 34 bar, 450°C) operaționale în rezervă neutilizate din 2018, respectiv o turbină de abur TA1 (12 MWe) în conservare din 2010, nu mai poate fi utilizată de la momentul când expiră avizul de funcționare pentru numărul de ore limită permise, moment preconizat să apară în perioada 2022-2023. Din acest motiv, este o prioritate strategică pentru Municipiul Arad construirea acestei surse noi. Această sursă va fi dezvoltată pe un amplasament alocat special pentru acest proiect, în incinta CETH. Din considerente de continuitate a serviciului public de încălzire și furnizare apă caldă, noul proiect va presupune păstrarea funcțională a capacităților de producere a energiei termice astfel încât acestea să poată fi retrase definitiv din exploatare doar după finalizarea și punerea în funcțiune a noilor capacități.

În prima etapă de dezvoltare sunt prevăzute instalații de producție a energiei electrice și termice cu tehnică de ultimă generație cu capacitatea termică totală de cca. **130 MW** destinate să asigure necesarul de căldură al SACET-ului.

Noua sursă este compusă din următoarele elemente: ***Etapă 1 de dezvoltare (tratată în prezentul studiu de fezabilitate)***

- Instalație de producție a energiei electrice și termice în cogenerare de înaltă eficiență cu motoare termice pe gaz, de ultimă generație, cu capacitatea electrică nominală de cca. 31,2 MWe și capacitatea termică nominală de cca. 27 MWt sub formă de apă caldă / fierbinte, denumită în continuare **Ucog** (abrevieri echivalente: **CHP, MT**)
- Instalație de producție a energiei termice cu funcționare bazată pe gazeificarea biomasei, inclusiv cogenerarea energiei electrice, cu o capacitate electrică nominală de cca. 1,8 MWe și o capacitate termică nominală de cca. 5 MWt sub formă de abur saturat și apă caldă, denumită în continuare **Ucog.bio** (abrevieri echivalente: **CB, CTEB, B-CHP, SG-CHP**)
- Toate echipamentele și instalațiile auxiliare pentru realizarea instalațiilor de cogenerare, respectiv:

- Instalație de producție a energiei termice cu cazane pe gaz, de ultimă generație, cu capacitatea termică nominală de 100 MWt sub formă de apă caldă, la care se adaugă 3,7 MWt sub formă de abur tehnologic pentru degazare (6 t/h), denumită în continuare **Ufcog** (abrevieri echivalente: **CAF, CA**), necesară pentru completarea energiei termice produse în cogenerare în sezonul rece și regimurile de vârf, respectiv pentru asigurarea continuității serviciului public atunci când instalația de cogenerare devine indisponibilă.
- Stație de pompare agent termic controlată cu convertizoare de frecvență
- Degazor termic pentru prepararea apei de adaos necesară în rețeaua de termoficare
- Acumulator de căldură pentru optimizarea funcționării instalației de cogenerare MT

Pe lângă folosirea unei părți din infrastructura existentă în incinta CETH (stație de tratare chimică a apei, degazor apă de termoficare, pompe de apă de adaos, stații electrice 6/0,4 kV, stație și rețea de apă pentru PSI, conducte tur/retur pentru apa de termoficare, conductă de alimentare cu gaz), vor fi prevăzute toate lucrările de construcție și montaj necesare, inclusiv realizarea racordurilor de alimentare cu gaz natural, apă, energie electrică respectiv a racordurilor de livrare a agentului termic și energiei electrice.

Etapa 2 de dezvoltare (nu face obiectul prezentului studiu) prevede continuarea procesului de eficientizare prin:

- folosirea energiei electrice și termice solare și a energiei geotermale
- folosirea hidrogenului verde în amestec cu gazul natural
- dezvoltarea unui ciclu combinat Ucog CC inclusiv utilizarea cu hidrogen verde

Obiectivele vizate de investiție sunt:

- Înlocuirea în cel mai scurt timp posibil a capacităților actuale de producție de energie termică din cadrul sursei existente CETH cu o sursă nouă, flexibilă, eficientă și prietenoasă cu mediul;
- Transformarea SACET Arad într-un sistem modern, sustenabil, cu eficiență energetică ridicată;
- Asigurarea capacității de producere a energiei termice pe tot parcursul anului, pentru o durată de viață a agregatelor de minim 15-20 ani, **cu satisfacerea necesităților de încălzire centralizată a municipiului Arad conform evoluției cererii de energie termică preconizată a fi produsă pentru SACET;**
- Conformarea noilor instalații de producere a energiei cu cerințele impuse de **legislația națională și europeană în domeniul protecției mediului și schimbărilor climatice;**
- **Obținerea unei eficiențe globale înalte, asigurând astfel sustenabilitatea serviciului de termoficare;**
- **Flexibilitate ridicată a noilor unități de producție astfel încât acestea să se poată adapta cu ușurință la variațiile de sarcină termică previzibile;**
- Creșterea gradului de digitalizare cu scopul unei exploatare autonome și cu cheltuieli minime, ca rezultat al controlului îmbunătățit al mentenanței predictive.

Etapa 1 de dezvoltare (tratată în prezentul studiu de fezabilitate)

- Instalație de producție a energiei electrice și termice în cogenerare de înaltă eficiență cu motoare termice pe gaz, de ultimă generație, cu capacitatea electrică nominală de cca. 31,2

MWe și capacitatea termică nominală de cca. 27 MWt sub formă de apă caldă / fierbinte, denumită în continuare **Ucog** (abrevieri echivalente: **CHP, MT**)

- Instalație de producție a energiei termice cu funcționare bazată pe gazeificarea biomasei, inclusiv cogenerarea energiei electrice, cu o capacitate electrică nominală de cca. 1,8 MWe și o capacitate termică nominală de cca. 5 MWt sub formă de abur saturat și apă caldă, denumită în continuare **Ucog.bio** (abrevieri echivalente: **CB, CTEB, B-CHP, SG-CHP**)
- Toate echipamentele și instalațiile auxiliare pentru realizarea instalațiilor de cogenerare, respectiv:
 - Instalație de producție a energiei termice cu cazane pe gaz, de ultimă generație, cu capacitatea termică nominală de 100 MWt sub formă de apă caldă, la care se adaugă 4,5 MWt sub formă de abur tehnologic pentru degazare (6 t/h), denumită în continuare **Ufcog** (abrevieri echivalente: **CAF, CA**), necesară pentru completarea energiei termice produse în cogenerare în sezonul rece și regimurile de vârf, respectiv pentru asigurarea continuității serviciului public atunci când instalația de cogenerare devine indisponibilă.
 - Stație de pompare agent termic controlată cu convertizoare de frecvență
 - Degazor termic pentru prepararea apei de adaos necesară în rețeaua de termoficare
 - Acumulator de căldură pentru optimizarea funcționării instalației de cogenerare MT

Pe lângă folosirea unei părți din infrastructura existentă în incinta CETH (stație de tratare chimică a apei, degazor apă de termoficare, pompe de apă de adaos, stații electrice 6/0,4 kV, stație și rețea de apă pentru PSI, conducte tur/retur pentru apa de termoficare, conductă de alimentare cu gaz), vor fi prevăzute toate lucrările de construcție și montaj necesare, inclusiv realizarea racordurilor de alimentare cu gaz natural, apă, energie electrică respectiv a racordurilor de livrare a agentului termic și energiei electrice.

Etapa 2 de dezvoltare (nu face obiectul prezentului studiu) prevede continuarea procesului de eficientizare prin:

- folosirea energiei electrice și termice solare și a energiei geotermale
- folosirea hidrogenului verde în amestec cu gazul natural
- dezvoltarea unui ciclu combinat Ucog CC inclusiv utilizarea cu hidrogen verde

Obiectivele vizate de investiție sunt:

- Înlocuirea în cel mai scurt timp posibil a capacităților actuale de producție de energie termică din cadrul sursei existente CETH cu o sursă nouă, flexibilă, eficientă și prietenoasă cu mediul;
- Transformarea SACET Arad într-un sistem modern, sustenabil, cu eficiență energetică ridicată;
- Asigurarea capacității de producere a energiei termice pe tot parcursul anului, pentru o durată de viață a agregatelor de minim 15-20 ani, **cu satisfacerea necesităților de încălzire centralizată a municipiului Arad conform evoluției cererii de energie termică preconizată a fi produsă pentru SACET;**
- Conformarea noilor instalații de producere a energiei cu cerințele impuse de **legislația națională și europeană în domeniul protecției mediului și schimbărilor climatice;**
- **Obținerea unei eficiențe globale înalte, asigurând astfel sustenabilitatea serviciului de termoficare;**

- **Flexibilitate ridicată a noilor unități de producție astfel încât acestea să se poată adapta cu ușurința la variațiile de sarcină termică previzibile;**
- Creșterea gradului de digitalizare cu scopul unei exploatare autonome și cu cheltuieli minime, ca rezultat al controlului îmbunătățit al mentenanței predictive.

În etapa 2 (nu face obiectul prezentului SF) este prevăzută continuarea procesului de eficientizare prin

- **folosirea energiei solare și a energiei geotermale**
- **dezvoltarea unui Ciclu combinat Ucog CC inclusiv utilizarea ca și combustibil a hidrogenului verde.**

Obiectivele investiției :

- Transformarea SACET Arad într-un sistem cu eficiență energetică ridicată
- Asigurarea capacității de producție a energiei electrice și termice pe tot parcursul anului, pentru o durată de viață a agregatelor de minim 25 ani, **cu satisfacerea necesităților de încălzire centralizată a municipiului Arad conform evoluției cererii de energie termică preconizată a fi produsă pentru SACET.**
- Conformarea noilor unități de producție cu cerințele impuse de **legislația națională și europeană în domeniul protecției mediului**
- **Obținerea unei eficiențe globale înalte, asigurând astfel sustenabilitatea serviciului de termoficare**
- **Flexibilitate ridicată a noilor unități de producție astfel încât acestea să se poată adapta cu ușurința la variațiile de sarcină termică previzibile**
- Un grad avansat de digitalizare ce va permite o exploatare autonomă și minimizarea cheltuielilor ca rezultat al mentenanței predictive

În conformitate cu „Strategia de Alimentare cu Energie Termică a Municipiului Arad 2020-2030” actualizată în anul 2021 în prezentul document de SF s-a ținut cont și de următoarele documente :

- Strategia de Alimentare cu Energie Termică a Municipiului Arad 2020-2030 actualizată, aprobată conform HCLM în data de 31.08.2022;
- Strategia Integrată de Dezvoltare Urbană a Municipiului Arad pentru perioada 2014- 2030, aprobată prin HCLM 258/2017;
- Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, actualizată;
- Legea serviciului public de alimentare cu energie termică nr. 325/2006, actualizată;
- Ordonanța de Urgență nr. 53/2019 privind aprobarea Programului multianual de finanțare a investițiilor pentru modernizarea, reabilitarea, re tehnologizarea și extinderea sau înființarea sistemelor de alimentare centralizată cu energie termică a localităților și pentru modificarea și completarea Legii serviciilor comunitare de utilități publice nr. 51/2006;
- Ordinul 3194/1084/3734/2019 pentru aprobarea Regulamentului privind implementarea Programului Termoficare.
- datele furnizate de proprietarul infrastructurii care face obiectul proiectului (Unitatea Administrativ Teritorială Primăria Municipiului Arad), și operatorul infrastructurii (SC CET Arad SA și SC CET Hidrocarburi Arad SA)
- **Investițiile cuprinse în Planul Național, eligibilitatea investițiilor cuprinse în Planul Național, eligibilitatea investițiilor din Planul Național, echilibrul între valoarea de piață a cotelor de emisie cu titlu gratuit și valoarea investițiilor, cote non-transferabile**

- Raportul decalajelor emisiilor din noiembrie 2018 elaborat de Programul de Mediu al Națiunilor Unite
- “Emissions Gap Report 2018” United Nations Environment Programme November 2018
- Ordinul nr. 3194/1084/3734/2019 pentru aprobarea Regulamentului privind implementarea Programului Termoficare

De asemenea s-a ținut cont în special și de recomandările și instrucțiunile din următoarele documente:

- *Manualul CE privind ACB (“Guide to Cost-benefit Analysis of Investment Projects - Economic appraisal tool for Cohesion Policy 2014-2020”)*;
- *Regulamentul (UE) nr. 207/2015*;
- *Regulamentul (UE) nr. 408/2014*;
- *Ghidul Solicitantului – Dezvoltarea infrastructurii de termoficare – iunie 2016*.
- **REGULAMENT din 20 noiembrie 2019 privind implementarea Programului Termoficare (MONITORUL OFICIAL nr. 988 din 9 decembrie 2019**

2.2 Sinteza „ Strategia de Alimentare cu Energie Termică a Municipiului Arad 2020-2030”

Conform prevederilor din „ Strategia de Alimentare cu Energie Termică a Municipiului Arad 2020-2030” în prezentul document de SF s-a ținut cont de următoarele date orientative :

a. Pentru necesarul de energie termica _ Acoperirea curbei de sarcina _

- **Baza curbei de sarcina între 0-20 MWt** cu încărcare de 8760 ore/an, reprezintă în principiu necesarul de energie termica pentru asigurarea apei calde de consum , prepararea apei de adaos pentru rețeaua de termoficare, acoperirea pierderilor de energie în rețeaua de termoficare și a necesarului de energie pentru uscarea biomasei

- **Restul curbei de sarcina în intervalul 20-110 MWt** reprezintă necesarul de energie termica pentru asigurarea căldurii necesare consumatorilor branșați pentru un an cu un consum mediu mediu de energie termica .

- **Diferența de sarcină până la 130 MWt** asigură vârful curbei de sarcină pentru cazul temperaturilor foarte scăzute și pentru situațiile de avarie.

b. Producția combinată de energie electrică și termică la un randament global de peste 88%

c. **Rentabilitatea investiției:** se poate obține exclusiv din producția de energie în cogenerare

d. **Dimensionarea sursei de producție** se va efectua asigurând sarcina termică, astfel încât să se maximizeze numărul de ore de funcționare în cogenerare de înaltă eficiență _ cerința esențială pentru finanțarea prin ajutor de stat _ coroborată cu folosirea optimă a resurselor locale de energie regenerabilă .

e. **Dezvoltarea etapizată** presupune dezvoltarea investiției în funcție de importanța obiectelor și prioritatea acestora

În strategia de termoficare au fost identificate următoarele investiții propuse: Investiții propuse în strategia de termoficare :

Sursa	2022	2023	2024	2025	2026
-------	------	------	------	------	------

CETH Arad	Cofinanțare	Capital propriu	Cofinanțare	Capital propriu	Cofinanțare	Capital propriu	Cofinanțare	Capital propriu	Cofinanțare	Capital propriu
	mii lei cu TVA	mii lei cu TVA	mii lei cu TVA	mii lei cu TVA	mii lei cu TVA	mii lei cu TVA	mii lei cu TVA	mii lei cu TVA	mii lei cu TVA	mii lei cu TVA
Proiecte actuale										
Modernizare instalații de pompare termoficare primară cu convertizoare de frecvență (1)	459,00	81,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Modernizare parc de contoare	85,68	15,12	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Propuneri strategice reactualizată										
1.1. Unitate de cogenerare de înaltă eficiență cu gazeificare de Biomasă 1,8 MWe (CB)	10.514,54	1.855,51	24.533,93	4.329,52	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1.2. Bloc energetic 31,2 MWe + Cazane 100 MWt + Acumulator căldură + Utilități (CHPP)	56.951,57	10.050,28	132.886,99	23.450,65	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1.3. Conductă de legătură la rețeaua de transport gaz natural Transgaz (CTGN)	3.487,82	615,50	8.138,26	1.436,16	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1.4. Unitate de producție energie termică folosind apă geotermală și pompe de căldură (PTG)	0,00	0,00	3.357,17	592,44	5.875,04	1.036,77	7.553,63	1.332,99	0,00	0,00
1.5. Unitate de producție energie electrică cu panouri fotovoltaice și producție energie termică cu cazan electric (PV1 + CE) (Etapa 1)	0,00	0,00	12.517,31	2.208,94	21.905,30	3.865,64	28.163,95	4.970,11	0,00	0,00
1.6. Bloc energetic cu ciclul combinat bazat pe combustibil alternativ cu hidrogen verde (CCGT)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1.7. Unitate de valorificare termică a deșeurilor menajere RDF (WtE)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1.8. Unitate de producție energie cu panouri fotovoltaice (Etapa 2) și unitate de stocare energie electrică (PV2)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Tabel 1. Investiții propuse în strategia de termoficare

Nota: (1) Această măsură de modernizare sau înlocuire va fi prevăzută în cadrul investiției pentru noua sursă de energie SACET Arad.

f. Prioritatea proiectelor :

Proiecte prioritatea 1

1. Unitate de cogenerare de inalta eficienta cu gazeificare de Biomasa 1,8 MWe

Motivare: Investiția este cu prioritatea 1 pentru asigurarea aburului necesar degazării apei de adaos în rețeaua de termoficare și pentru a asigura condiția de eficiența energetică _ cogenerare+energie regenerabilă > 50% _ necesară pentru obținerea cofinanțării

2. Ucog BE 31,2 MWe + Cazane CAF 100 MWt + Acumulator căldura cca. 8500 mc + Utilități

Motivare: Investiția este cu prioritatea 1 pentru

- asigurarea funcționării sistemului de termoficare centralizată SACET Arad și a continuității serviciului public de alimentare cu energie termică pentru încălzire și furnizare apă caldă de consum, având în vedere lipsa unei surse conforme în materie de emisii poluante și de eficiență energetică începând cu sezonul de încălzire 2022/2023, de la momentul sistării Avizului de funcționare a cazanelor CAF 4 și CAF 5 după atingerea orelor de funcționare maxim admisibile;
- asigurarea condiției de eficiență energetică a sistemelor de producere a energiei termice (peste 50% ET livrată către SACET produsă prin cogenerare de înaltă eficiență cu gaz și prin utilizarea resurselor regenerabile – biomasă, restul de sub 50% ET livrată către SACET fiind permis să fie produs cu instalații fără cogenerare cu cazane pe gaz natural), condiție necesară pentru obținerea finanțării;
- asigurarea condițiilor de operare eficientă a echipamentelor termo-energetice, prin realizarea unei stații de pompare noi dimensionată corespunzător pentru necesitățile actuale ale proiectului, controlată cu turație variabilă, respectiv prin realizarea unui acumulator de căldură pentru optimizarea și flexibilizarea operării instalației de cogenerare cu scopul extinderii cotei de producere a ET în cogenerare de înaltă eficiență _ cogenerare + energie regenerabilă > 50% _

3. Conducta de legătura la rețea gaz înaltă presiune SNTGN Transgaz

Motivare : Investiția este cu prioritatea 1 pentru asigurarea producției de energie utilă la CETH cu combustibilul gaz natural la un preț optim .

Realizarea investiției presupune construirea unei stații de recepție gaz în amplasamentul alocat proiectului și execuția unui traseu de legătură între o stație Transgaz (de exemplu, SRM Arad 3), măsura fiind condiționată de elaborarea unui studiu de racord prin grija investitorului sau operatorului SACET.

4. Modernizarea stației de pompare prin utilizarea pompelor de rețea și apă de adaos cu turație variabilă

Motivare : Investiția este cu prioritatea 1 pentru asigurarea producției de energie utilă la CETH cu combustibilul gaz natural la un preț optim

Pentru obținerea unui rezultat optim în SACET Arad pe lângă investițiile pentru sursa nouă conform strategiei actuale de dezvoltarea SACET _ 2022_ au o prioritatea 1 și investiții în rețeaua de termoficare și la punctele termice

5. Retehnologizare conducte rețea primară Etapa 1

Motivare: Investiția este cu prioritatea 1 pentru asigurarea reducerii substanțiale pierderilor de căldură în rețeaua de termoficare (**primar +secundar**) _ actual până la 42,3 % !!! _ și atingerea unui nivel acceptabil de pierdere sub 12 % . Prin retehnologizarea prevăzută comparativ cu scenariul de referință (430.000 MWh și pierdere de cca. 37 %) la nivelul anului 2026 pierderile totale de căldură se reduc efectiv cu mai mult de 100.000 MWh .

6. Retehnologizare PT-uri (incl. cu stații fotovoltaice individuale) și rețea secundară aferentă de joasă temperatură cu două fire și mini PT-uri automatizate Etapa 1

Motivare: Investiția este cu prioritatea 1 pentru asigurarea reducerii substanțiale pierderilor de căldură în rețeaua de termoficare (**primar +secundar**) _ actual până la 42,3 % !!! _ și atingerea unui nivel acceptabil de pierdere sub 12 % . Prin retehnologizarea prevăzută comparativ cu

scenariul de referință (430.000 MWh și pierdere de cca. 37 %) la nivelul anului 2026 pierderile totale de căldură se reduc efectiv cu mai mult de 100.000 MWh .

7. Unitate de producție energie termică folosind apă geotermală și pompe de căldură

Motivare : Investiția este cu prioritatea 1 pentru asigurarea reducerii substanțiale a consumului de energie convențională necesară pentru atingerea obiectivelor de decarbonizare pe plan EU și național.

8. Unitate de producție energie cu panouri fotovoltaice și producție energie termică cu cazan electric _ Etapa 1

Motivare : Investiția este cu prioritatea 1 pentru asigurarea reducerii substanțiale a consumului de energie convențională necesară pentru atingerea obiectivelor de decarbonizare pe plan EU și național

Proiecte prioritatea 2

1. Bloc energetic ciclu combinat cu combustibil alternativ Hidrogen

Motivare : Investiția este cu prioritatea 2 pentru asigurarea reducerii substanțiale a consumului de energie convențională necesară pentru atingerea obiectivelor de decarbonizare pe plan EU și național

2. Unitate de incinerare cu combustibil solid produs din deseuri nepericuloase de tipul RDF sau SRF

Motivare: Investiția este importantă pentru completarea necesarului de energie termică din resurse regenerabile, dacă va fi cazul, concomitent cu asigurarea reducerii substanțiale a consumului de energie primară convențională (gaz natural) cu scopul atingerii obiectivelor de decarbonizare pe plan european și național.

Proiecte prioritatea 3

Unitate de producție energie cu panouri fotovoltaice _ Etapa 2 _ și unitate de acumulare energie electrică

Motivare : Investiția este cu prioritatea 3 pentru asigurarea reducerii substanțiale a consumului de energie convențională necesară pentru atingerea obiectivelor de decarbonizare pe plan EU și național

g. Evoluția energiei termice necesară pentru SACET ARAD :

Acoperirea necesarului de căldură estimată – pe perioada de analiză:

An	Existent						Propus termen scurt 2022-2023								Propus termen mediu		Propus termen lung		
	CETH CAI 6 GN rezervă după 2023	CETH CAI 7 GN conservare după 2023	CETH CAF 4 GN	CETH CAF 5 GN	CETH Aradul Nou, CT Cazan biomasă	CETH Aradul Nou, CT Cazan GN	CB <i>Ucog.bio</i> Gazeif. + Cazan + Motor biomasă	MT <i>Ucog</i> Motor 1 GN*	MT <i>Ucog</i> Motor 2 GN*	MT <i>Ucog</i> Motor 3 GN*	CA <i>Ufcog</i> Cazan 1 (CAF6) GN*	CA <i>Ufcog</i> Cazan 2 (CAF7) GN*	CA <i>Ufcog</i> Cazan 3 (CAF8) GN*	CA <i>Ufcog</i> Cazan 4 (CAF9) GN*	PTG Apă geo-termală	PV1+CE EE+ET verde Etapa 1	CCGT Hidrogen verde	WtE RDF/SRF	PV2 EE verde Etapa 2
PIF	1966	1964	1977	1980	2021	2021	01.05.23	01.09.23	01.09.23	01.09.23	01.09.23	01.09.23	01.09.23	01.09.23	01.07.25	01.07.25	01.09.28	01.07.29	01.07.30
UM	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW
Sarcină nominală	57	73	116,3	116,3	0,15	2,7	5,5	8,9	8,9	8,9	25	25	25	25	5	8	20	10	8
2021	57	73	116,3	116,3	0,15	2,7	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
2022	57	73	116,3	116,3	0,15	2,7	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
2023	57	73	116,3	116,3	0,15	2,7	5,5	8,9	8,9	8,9	25	25	25	25	X	X	X	X	X
2024	57	X	X	X	0,15	2,7	5,5	8,9	8,9	8,9	25	25	25	25	X	X	X	X	X
2025	57	X	X	X	0,15	2,7	5,5	8,9	8,9	8,9	25	25	25	25	5	8	X	X	X
2026	57	X	X	X	0,15	2,7	5,5	8,9	8,9	8,9	25	25	25	25	5	8	X	X	X
2027	57	X	X	X	0,15	2,7	5,5	8,9	8,9	8,9	25	25	25	25	5	8	X	X	X
2028	57	X	X	X	0,15	2,7	5,5	8,9	8,9	8,9	25	25	25	25	5	8	18	X	X
2029	57	57	X	X	0,15	2,7	5,5	8,9	8,9	8,9	25	25	25	25	5	8	18	10	X
2030	57	57	X	X	0,15	2,7	5,5	8,9	8,9	8,9	25	25	25	25	5	8	18	10	8

Cazan 7: din 2029 în CC cu TG și TA

Tabel 2. Evoluția energiei termice necesară pentru SACET ARAD – conform Strategiei de termoficare

h. PROGNOZA 2024 – conform strategie de termoficare

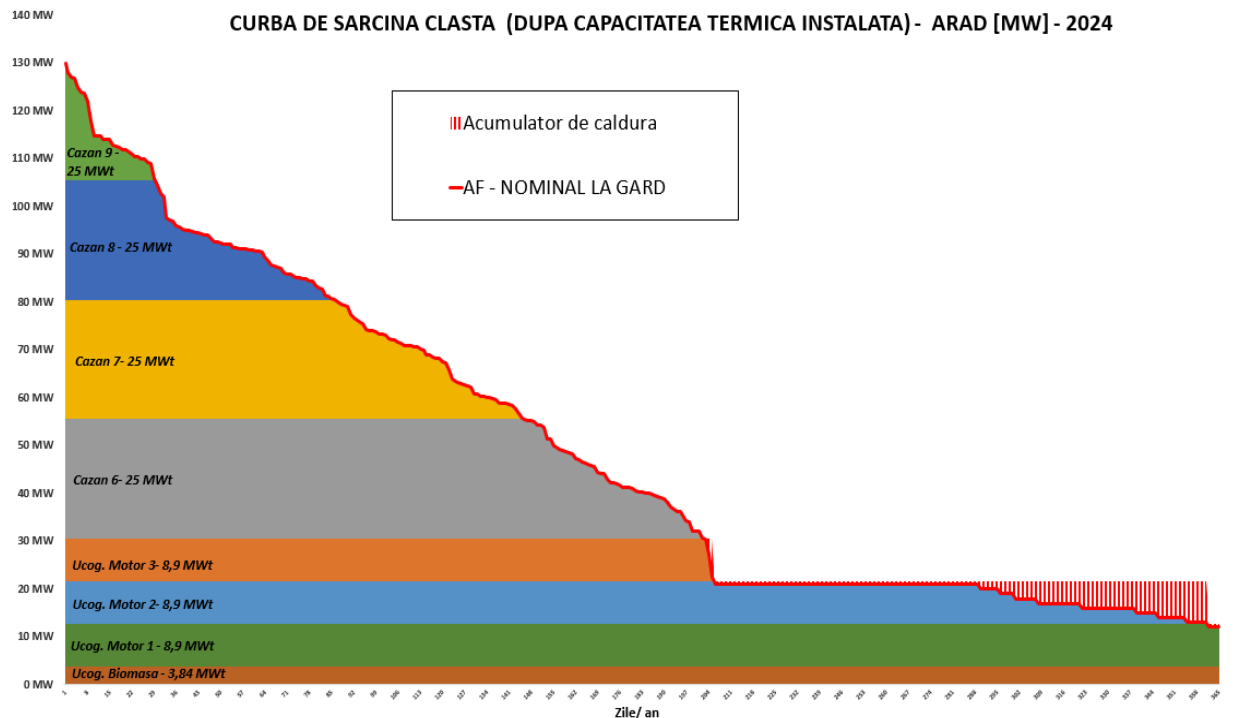


Figura 1. PROGNOZA 2024 – curba de sarcina clasata conform strategie de termoficare

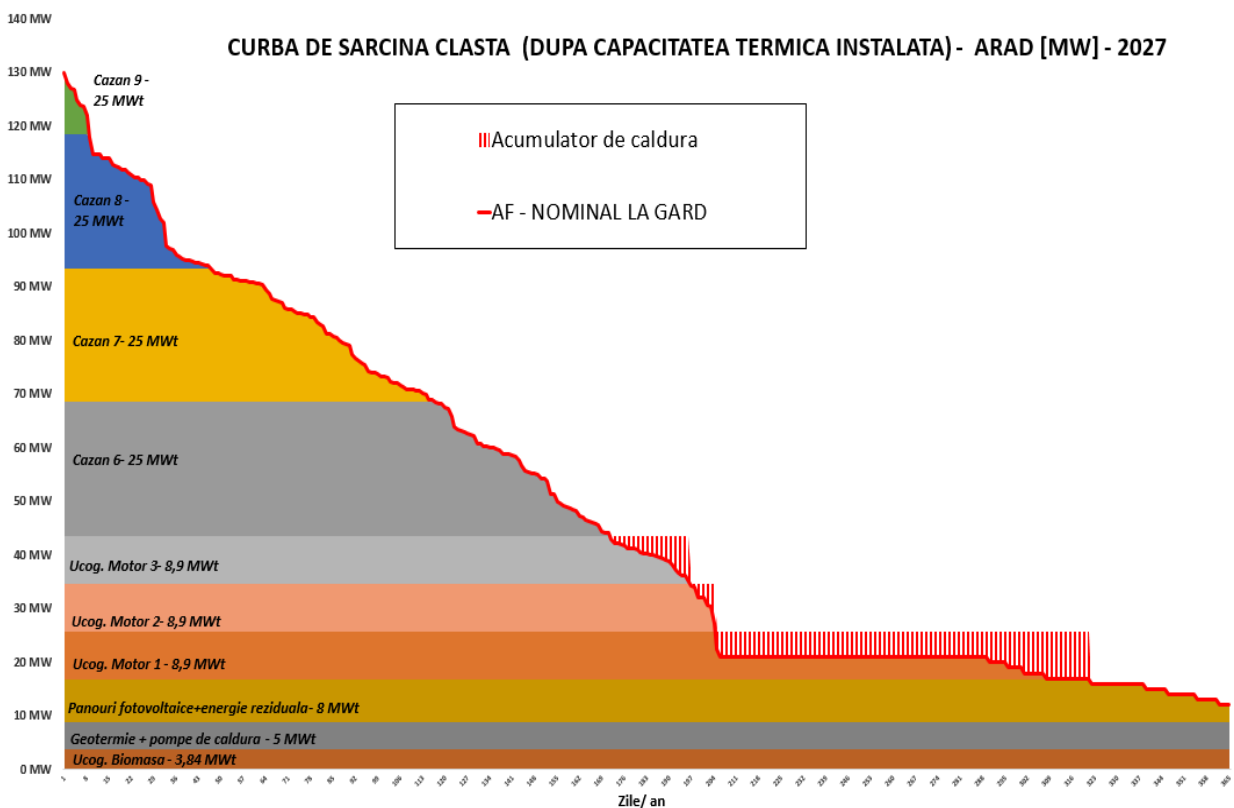


Figura 2. PROGNOZA 2027 – curba de sarcina clasata conform strategie de termoficare

j. SCHEMA SIMPLIFICATA CET HIDRTOCARBURI-SITUATIA PROPUA IN CADRUL STRATEGIEI DE TERMOFICARE

Schema instalatii termice CET Hidrocarburi - PROPUNERE

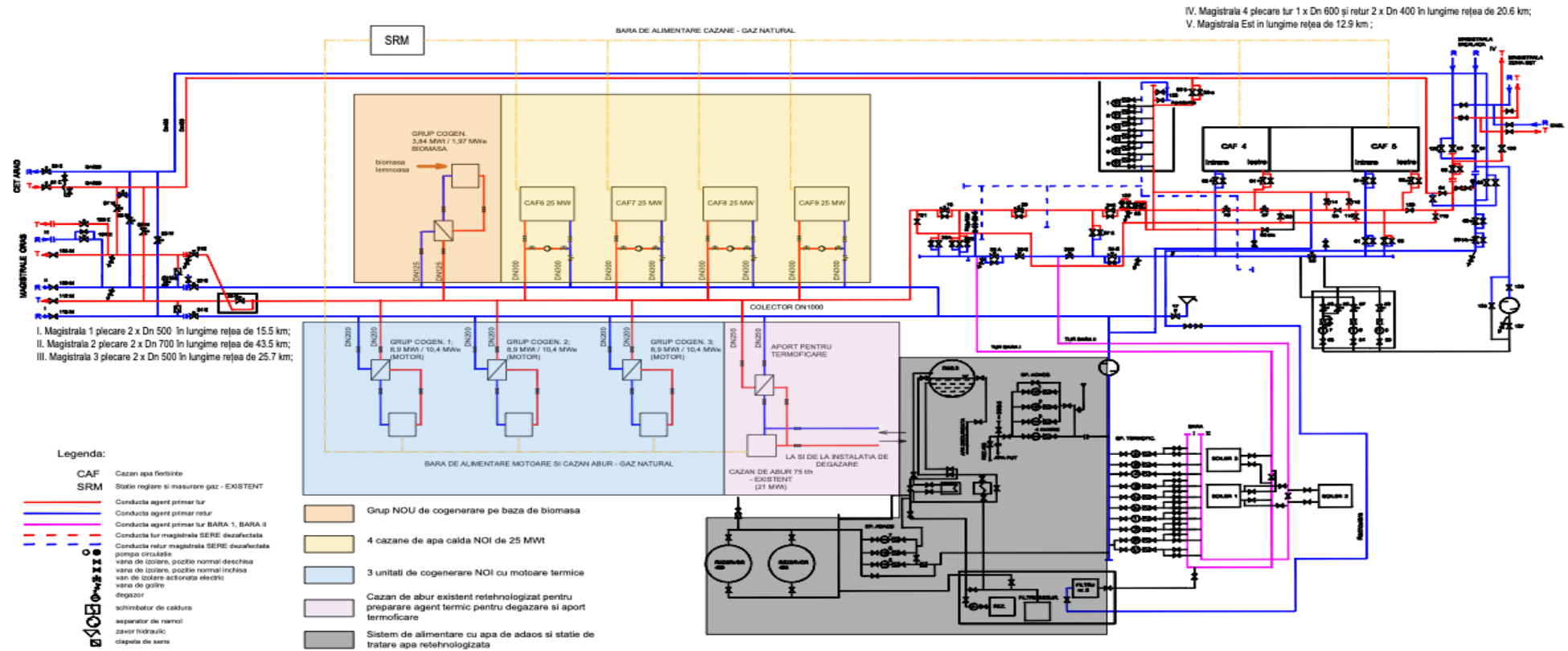


Figura 3. Schema simplificată CETH – varianta propusă prin strategia de termoficare

k. Impactul de eficiența energetică și de mediu așteptat

În urma implementării proiectelor se evidențiază următorul impact pozitiv al investițiilor prevăzute în scenariul recomandat pentru dezvoltarea sursei de producție un SACET Arad după cum urmează:

Etapa 1 :

- **Reducerea emisiilor de CO₂: 388501 tCO₂/an**
- **Economii de energie primară: 365503 MWh respectiv 31428 tep**
- **Eficiența energetică SACET: 60,79 % (> 50 %)**

Etapa 2 (PIF 2026) :

- **Reducerea emisiilor de CO₂: 318814 tCO₂/an**
- **Economii de energie primară: 278774 MWh respectiv 23970 tep**
- **Eficiența energetică SACET: 60,79 % (> 50 %)**

Notă : Datele prezente sunt bazate pe aprecierile actuale existente în Strategia de termoficare. În studiul de fezabilitate contractat se dezvoltă obiectele prevăzute în cadrul etapei 1.

2.3 Prezentarea contextului: politici, strategii, legislație, acorduri relevante, structuri instituționale și financiare

Documente utilizate în elaborarea studiului:

Prezentul studiu de fezabilitate a fost elaborat având în vedere datele de intrare prelucrate și coroborate în conformitate cu :

- Strategia de Alimentare cu Energie Termică a Municipiului Arad 2020-2030 actualizată, aprobată HCLM în data de 31.08.2022
- Strategia Integrată de Dezvoltare Urbană a Municipiului Arad pentru perioada 2014- 2030, aprobată prin HCLM 258/2017;
- Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, actualizată;
- Legea serviciului public de alimentare cu energie termică nr. 325/2006, actualizată;
- Ordonanța de Urgență nr. 53/2019 privind aprobarea Programului multianual de finanțare a investițiilor pentru modernizarea, reabilitarea, re tehnologizarea și extinderea sau înființarea sistemelor de alimentare centralizată cu energie termică a localităților și pentru modificarea și completarea Legii serviciilor comunitare de utilități publice nr. 51/2006;
- Ordinul 3194/1084/3734/2019 pentru aprobarea Regulamentului privind implementarea Programului Termoficare.
- datele furnizate de proprietarul infrastructurii care face obiectul proiectului (Unitatea Administrativ Teritorială Arad/Primăria Municipiului Arad), și operatorul infrastructurii (SC CET Hidrocarburi Arad SA)
- **Investițiile cuprinse în Planul Național, eligibilitatea investițiilor cuprinse în Planul National, eligibilitatea investițiilor din Planul National, echilibrul între valoarea de piață a cotelor de emisie cu titlu gratuit și valoarea investițiilor, cote non-transferabile**
- “Emissions Gap Report 2018” United Nations Environment Programme November 2018
- Ordinul nr. 3194/1084/3734/2019 pentru aprobarea Regulamentului privind implementarea Programului Termoficare
- Ghidul specific PNRR C6 I.3 CHP din 30.06.2022

De asemenea s-a ținut cont în special și de recomandările și instrucțiunile din următoarele documente:

- *Manualul CE privind ACB (“Guide to Cost-benefit Analysis of Investment Projects - Economic appraisal tool for Cohesion Policy 2014-2020”)*;
- *Regulamentul (UE) nr. 207/2015*;
- *Regulamentul (UE) nr. 408/2014*;
- *Ghidul Solicitantului – Dezvoltarea infrastructurii de termoficare – 2020*.
- **REGULAMENT din 20 noiembrie 2019 privind implementarea Programului Termoficare (MONITORUL OFICIAL nr. 988 din 9 decembrie 2019)**

În cadrul programelor naționale și europene, începând cu perioada de finanțare 2021-2027, se vor bugeta și proiecte ce vizează sistemele de termoficare, cu condiția demonstrării că proiectul:

- este cuprins într-o strategie de dezvoltare;
- este complementar cu alte proiecte propuse; asigură producerea de energie și din surse de energie regenerabilă; asigură reducerea emisiilor de CO₂ și alte noxe.

Despre sistemul de termoficare:

Având în vedere funcționarea pe o perioadă îndelungată a SACET Arad, fără intervenții majore asupra rețelelor magistrale și de distribuție sau a surselor de producere energie termică, s-a constatat necesitatea de intervenție pentru reabilitarea și modernizarea sistemului de termoficare din municipiul Arad.

Pentru realizarea unei viziuni de dezvoltare, eficientizare și optimizare a sistemului de termoficare, în anul 2022 a fost aprobată conform HCLM din data de 31.08.2022 „*Strategia de Alimentare cu Energie Termică a Municipiului Arad 2020-2030 actualizată*”.

În cadrul programelor naționale și europene, începând cu perioada de finanțare 2021-2027, se vor bugeta și proiecte ce vizează sistemele de termoficare, cu condiția demonstrării că proiectul:

- este cuprins într-o strategie de dezvoltare;
- este complementar cu alte proiecte propuse; asigură producerea de energie și din surse de energie regenerabilă; asigură reducerea emisiilor de CO₂ și alte noxe.

În acest sens, pentru realizarea obiectivelor și îndeplinirea condițiilor de eligibilitate în cazul solicitării de finanțare, a fost necesară actualizarea Strategiei de Alimentare cu Energie Termică a Municipiului Arad 2020-2030.

Obiectivul principal al strategiei actualizate, a rămas, eficientizarea sistemului SACET Arad pentru ca populația, instituțiile publice și agenții economici să beneficieze de confort termic adecvat, costuri reduse pentru încălzirea locuințelor și mediu curat, cu cât mai puține noxe.

Conceptul de dezvoltare durabilă al Strategiei de dezvoltare SACET Arad se concentrează în special pe o serie de aspecte cheie cum sunt: accesul consumatorilor la sursele de energie la prețuri accesibile și stabile, dezvoltarea durabilă a producției, transportului și consumului de energie, siguranța în aprovizionarea cu energie, diversificarea surselor de energie locale, folosirea optimă a energiei regenerabile și reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră.

Document de actualizare a strategiei face o sinteză a situației actuale în SACET Arad precum și a impactului economic și de mediu generat de acesta. De asemenea face referiri la legislația în vigoare ținând cont de apartenența României la UE.

Autorul face și propuneri concrete tehnice, și organizatorice de îmbunătățirea imediată, precum și pe termen mediu, bazate pe statisticile existente, proiectele recent realizate, respectiv în desfășurare, precum și pe experiența proprie.

În **viziunea** consultantului, obiectivele energetice strategice, pentru îmbunătățirea procesului de încălzire a populației, trebuie bazate, în principal, pe folosirea unei energii cât mai curată din punct de vedere al emisiilor de gaze cu efect de seră produsă, cu o eficiență energetică maximă. Strategia elaborată, ține cont de posibilitățile tehnice cele mai eficiente pentru valorificarea resurselor existente pe plan local, de energii regenerabile, și folosirea intensivă a cogenerării de înaltă eficiență .

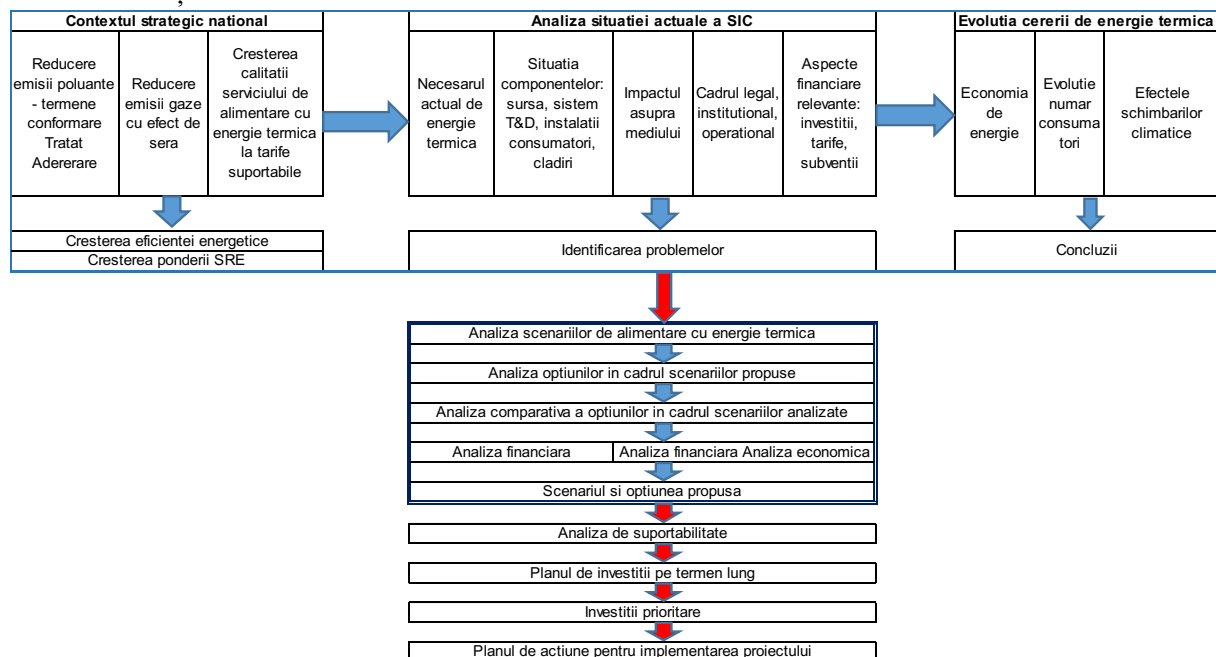


Figura 4. Schemă de evaluare

Pentru condițiile necesare asigurării siguranței în alimentarea cu energie termică, pentru orizonturile de timp 2020-2030, au fost stabilite, în funcție de politicile naționale, și de țintele energetice ale Uniunii Europene, referitoare la evoluția dezvoltării producției de energie bazată pe surse regenerabile de energie, și scăderea emisiilor de carbon, având ca punct de pornire planurile locale de investiții, precum și planificarea consumului la nivel comunitar, scenariile pentru evoluția consumului de energie utilă la nivelul și structura capacităților instalate pentru producerea de energie electrică și termică, care includ un scenariu „Best Estimate” (BE), pe termen scurt și mediu (până în anul 2025), și un scenariu pe termen lung „Global Climate Action” (GCA) - Acțiunea globală în domeniul climei (GCA) _ unde sunt prevăzute investiții care reprezintă un efort pe plan local pentru o decarbonizare accelerată, și folosirea cu precădere a unei tehnici inovatoare în domeniul energetic. Strategia propusă, reflectă schimbările necesare în producerea și utilizarea energiei pentru atingerea țintelor de decarbonizare. Până în anul 2030, scenariile sunt construite pe ipoteza „energii regenerabile și gaz în surse de cogenerare de înaltă eficiență” în ordinea de

folosință, având în vedere prețurile de producere și necesitatea de reducere a emisiilor de gaze cu efect de seră.

De asemenea, trebuie subliniate, în mod special, și următoarele:

1. Toate propunerile și dezvoltările soluțiilor tehnice tratate în documentul Strategia de Alimentare cu Energie Termică a Municipiului Arad 2020-2030 actualizată au fost confirmate în totalitate de dezvoltarea tehnicii moderne actuale, și sunt susținute de acțiunile legislative precum și de programele de investiții pe plan european și național.
2. Propunerile și dezvoltările soluțiilor tehnice sunt coroborate cu oportunitățile existente și cu necesitățile actuale ale SACET Arad, asigurând în mod special:
 - Necesarul de energie termică pentru încălzirea populației atât în perioada de tranziție de la combustibili convenționali, cât și în folosirea la maxim a energiilor regenerabile
 - Necesarul de energie pentru tratarea apei de adaos în rețeaua de termoficare sub formă de abur, la un nivel energetic și de operare de ultimă generație.

În documentul de față străduința consultantului a fost de a propune în concordanță cu politica energetică națională și a UE soluții optime necesare în perspectiva orizonturilor de timp 2020-2030 pentru realizarea următoarelor obiective strategice de bază:

1. Diversificarea bazei de resurse energetice primare;
 2. Promovarea utilizării surselor noi și regenerabile de energie;
 3. Asigurarea protecției mediului la nivel local și global, în concordanță cu reglementările actuale legale în asigurarea siguranței în alimentarea cu energie electrică a clienților finali;
 4. Promovarea producției de energie electrică realizată în sisteme de cogenerare de înaltă eficiență, asociată energiei termice livrate pentru acoperirea unui consum economic justificat.
- Pentru condițiile necesare asigurării siguranței în alimentarea cu energie termică pentru orizonturile de timp 2022-2041, având ca punct de pornire planurile locale de investiții, precum și planificarea consumului la nivel comunitar, scenariile pentru evoluția consumului de energie utilă la nivelul și structura capacităților instalate pentru producerea de energie electrică și termică în Etapa 1 de dezvoltare a noii surse de producție pentru SACET Arad care includ un scenariu „Best Estimate” (BE) pe termen scurt și mediu (pana în anul 2025). În scenariile analizate sunt prevăzute investiții care reprezintă un efort pe plan local pentru o decarbonizare accelerată și folosirea cu precădere a unei tehnici inovatoare în domeniul energetic. Scenariul propus trebuie să reflecte schimbările necesare în producerea și utilizarea energiei pentru atingerea țintelor de decarbonizare. Până în anul 2030, scenariile trebuie bazate pe ipoteza „energii regenerabile și gaz în surse de cogenerare de înaltă eficiență” în ordinea de folosință, având în vedere prețurile de producere și necesitatea de reducere a emisiilor de gaze cu efect de seră.

În acest sens, pentru realizarea obiectivelor și îndeplinirea condițiilor de eligibilitate în cazul solicitării de finanțare, pentru alimentarea cu energie termică a Municipiului Arad.

Consultantul a identificat și priorizat necesitățile investiționale, astfel încât să respecte – la cel mai mic cost – conformarea cu Directivele EC din sectorul de mediu, luând în considerare suportabilitatea investițiilor de către populație și capacitatea locală de implementare a proiectului.

Soluțiile prevăzute vor avea ca scop dezvoltarea unui SACET viabil și eficient, competitiv în raport cu soluțiile individuale de încălzire și/sau răcire existente actual la nivelul Municipiului Arad.

Documentele europene solicită transformarea sectorului energetic către un alt model de sistem, bazat pe tehnologii curate și inovatoare care să facă față concurenței pe o piață integrată. În acest context, decarbonarea, cererea de energie și securitatea energetică sunt interdependente, iar această interdependență trebuie corelată cu progresul tehnologic specific existent actual.

România este semnatară a protocolului de la Kyoto, privind reducerea emisiilor de gaze, cu efect de seră în atmosfera, implicit a dioxidului de carbon, prin urmare utilizarea energiilor neconvenționale paralel cu reducerea emisiilor actuale ar însemna un pas important în cazul acțiunilor susținute privind eliminarea factorilor generatori ai modificărilor climatice.

Necesitatea de asigurare a unei dezvoltări energetice durabile, concomitent cu realizarea unei protecții eficiente a mediului înconjurător a condus în ultimii ani la intensificarea preocupărilor privind promovarea resurselor regenerabile de energie și a tehnologiilor industriale suport. Politica UE în acest domeniu, exprimată prin Carta Alba și Directiva Europeană 2001/77/CE privind producerea de energie din surse regenerabile, prevede că până în anul 2010, Uniunea Europeană lărgită să își asigure necesarul de energie în proporție de circa 12% prin valorificarea surselor regenerabile. În acest context, în multe țări europene dezvoltate (Franța, Italia, Germania, Austria), posesoare de resurse geotermale similare cu cele ale României, preocupările s-au concretizat prin valorificarea pe plan local/regional, prin conceperea și realizarea unor tehnologii eficiente și durabile, care au condus la o exploatare profitabilă, atât în partea de exploatare a resurselor (tehnologii de foraj, de extracție din sondele geotermale), cât și în instalațiile utilizatoare de la suprafață.

Cadrul legal: actualul proiect va fi dezvoltat în conformitate cu cerințele legislației naționale respectiv cu cerințele legislației comunității europene în domeniul energiei și de mediu.

De asemenea se va avea în vedere:

- HG 907/2016

- PNRR : **Planul Național de Redresare și Reziliență – Pilonul I. Tranziția verde –**

Componenta 6.Energie ; Măsura de investiții 3 - Dezvoltarea de capacități de producție pe gaze, flexibile și de înaltă eficiență, pentru cogenerarea de energie electrică și termică (CHP) în termoficarea urbană, în vederea realizării unei decarbonizări profunde

- ORDIN nr. 13 din 5 februarie 2020 pentru aprobarea Regulamentului de emisie a avizelor tehnice privind eficiența energetică

- **Analiza Cost – Beneficiu (ACB) se va realiza în conformitate cu specificațiile din Anexa 4**

- **conținut-cadru - la HOTĂRÂREA nr. 907 din 29 noiembrie 2016 (*actualizată*) în cazul unei finanțări după programul de termoficare respectiv conform ghidului ACB al EU cerut pentru finanțare conform PNRR**

Analiza ACB este elaborată și prezentată separat Cap. 9 în acest studiu SF .

2.4 Analiza situației existente și identificarea deficiențelor

Municipiul Arad este unul din orașele în care s-a păstrat în funcțiune sistemul de alimentare caldură și energie termică, chiar dacă în ultimii 10-15 ani a apărut tendința deconectării consumatorilor finali de la sistemul de termoficare. Majoritatea consumatorilor deconectați de la sistemul de termoficare au trecut ca și consumatori la rețeaua de gaze naturale și au montat în apartamente cazane pe gaz, individuale.

Sistemul integrat de termoficare, prin intermediul căruia se realizează în prezent alimentarea cu energie termică a consumatorilor situați în municipiul Arad, este un sistem complex, alcătuit din:

- surse de producere a energiei termice ;
- rețelele de transport a agentului termic (rețele termice primare);
- rețelele de distribuție a agentului termic la consumatori (rețele termice secundare)
- puncte și module termice;
- consumatorii de energie termică;

furnizarea agentului termic de la sursă către punctele / modulele termice, se utilizează un sistem de 2 conducte primare, tur și retur. Pentru furnizarea agentului termic din punctele termice, se utilizează un sistem de 4 conducte: conducte de încălzire tur și retur, respectiv conducta de furnizare a apei calde menajere și conducta de recirculare a apei calde menajere.

Sistemul de încălzire centralizată din Arad, este compus din două surse de producție de energie termică, CET Arad (CET-L) și CET Hidrocarburi (CET-H), care funcționează interconectate prin conducta de furnizare DN 900. Traseul conductei de interconectare trece în principal pe terenuri private, ceea ce crează nemulțumiri. Sistemul de transport și distribuție a energiei termice, este compus din rețeaua termică de agent primar sau rețeaua de transport, puncte termice, module termice, rețeaua termică de distribuție pentru apă caldă și încălzire.

Centrala de termoficare, CET-L, este administrată de Societatea Comercială „Centrala Electrică de Termoficare Arad”, o societate pe acțiuni înființată în luna aprilie 2002 sub autoritatea Consiliului Local al Municipiului Arad, care gestionează în concesiune fosta Sucursală a Centralei Electrice Arad de la S.C. Termoelectrica S.A. București, pe baza H.G. 105/2002. Aceasta produce energie electrică și energie termică.

Centrala electrică de termoficare CET Arad localizată în nordul municipiului Arad, a fost proiectată să funcționeze pe combustibil solid (cărbune brun, lignit), având ca suport de flacără, gazul natural. Din anul 2015 această centrală funcționează doar pe gaz natural. Cu începere din sezonul de încălzire 2018/2019, centrala electrică de termoficare CET a încetat să mai funcționeze, trecând printr-un proces de insolvență, dar începând cu luna octombrie 2019 societatea și-a reluat activitatea.

Centrala de termoficare, CET Hidrocarburi Arad (CET - H), este o societate pe acțiuni, în care acționarul majoritar, este Consiliul Local al Municipiului Arad și este localizată în municipiul Arad. CET - H funcționează în prezent cu două CAF-uri (116MW fiecare) - unul în funcțiune și unul de rezervă.

Până în sezonul de încălzire (2018/2019) SC CET Hidrocarburi producea energie termică doar vara, în timp ce iarna prelua energie termică de la SC CET Arad SA și asigura acoperirea încălzirii maxime în sezonul de iarnă. Din octombrie 2018 până în decembrie 2019, SC CET Hidrocarburi SA a fost singurul producător de căldură pentru sistemul de termoficare al orașului Arad asigurând furnizarea de căldură și apă caldă populației, instituțiilor bugetare și altor consumatori.

Începând cu luna octombrie 2019, a fost încheiat un contract de vânzare -cumpărare a energiei termice produse de agenții economici, aflați în competența de reglementare a ANRE între CET Arad, ca producător de energie termică în centrale electrice de cogenerare, și CET H, ca furnizor de energie termică. În anul 2019, CET Arad, a furnizat energie termică către CET -H doar 18 zile.

În același timp, SC CET Hidrocarburi SA, este operatorul serviciului public de furnizare a căldurii și a apei calde în sistemul de termoficare către toți consumatorii conectați la SACET și administrează rețeaua de agent termic primar (58 km de traseu de rețea primară). De la Municipality orașului Arad, SC CET Hidrocarburi SA, are în concesiune 39 de puncte termice și 103,50 km de traseu de rețea de distribuție și 90 de module termice.

Prin contractul de delegare, prin concesiunea serviciului public de alimentare cu energie termică, SC CET Hidrocarburi SA Arad, gestionează SACET ARAD având în administrare:

STUDIU DE FEZABILITATE

Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență
Implementare proiect la sursă CETH Arad

- Sursele proprii de producere a energiei termice
- Rețelele termice primare de transport (magistrale), cu o lungime de traseu de cca. 57,6 km, din care 11,12% sunt reabilitate sau în curs de reabilitare (4 magistrale, plus magistrala de interconexiune între CETL și CETH);
- 39 puncte termice (PT);
- 90 module termice (MT);
- 1 centrală termică Aradul Nou (CT), formată din 3 cazane de apă caldă pe gaz natural fiecare cu o capacitate de 900 kWt și 1 cazan de apă caldă pe biomasă de 150 kWt.
- Rețele termice secundare de distribuție, cu o lungime de traseu de cca. 92,7 km, din care 18,34% sunt reabilitate sau în curs de reabilitare

Clienții SACET Arad sunt:

- 39 de clienți alimentați din rețeaua termică primară;
- 2.330 consumatori alimentați din rețeaua secundară, din care 2.281 de asociații de proprietari și persoane fizice respectiv 644 de agenți economici și instituții publice;
- 26.657 de apartamente din totalul de 44.893 de apartamente din oraș (59,38%).

Contorizarea consumatorilor este realizată în proporție de peste 98%.

La momentul elaborării studiului, CETH operează cu două cazane, CAF4 și CAF5, unul în funcțiune și unul de rezervă.

Infrastructura existentă la CETH este deținută de Municipiul Arad și operată de către CET Hidrocarburi SA, prin intermediul contractului de delegare nr. 77559/2018 aprobat prin HCLM Arad nr. 423/2018. Serviciul public de alimentare cu energie termică este reglementat prin ROF aprobat prin HCLM Arad nr. 59/2008. CETH deține Licența ANRE nr. 2109/21.11.2018 pentru operarea SACET Arad, respectiv deține Autorizația Integrată de Mediu valabilă până în 2023.

Atribuțiile și responsabilitățile ce revin administrației publice locale în domeniul alimentării cu energie termică a localităților sunt reglementate de Legea serviciului public de alimentare cu energie termică nr. 325/2006. Conform acestui act legislativ, autoritatea administrației publice locale are competență exclusivă, în tot ceea ce privește înființarea, organizarea, coordonarea, monitorizarea și controlul funcționării serviciilor de utilități publice, precum și în ceea ce privește crearea, dezvoltarea, modernizarea, administrarea și exploatarea bunurilor proprietate publică sau privată a unităților administrativ-teritoriale, aferente sistemelor de utilități publice.

Centrala de termoficare CET Hidrocarburi Arad, localizată în municipiul Arad funcționează acum cu două CAF-uri – unul în funcțiune și unul de rezervă.

Municipiul Arad este proprietarul infrastructurii, iar prin Hotărârea Consiliului Local al Municipiului Arad nr. 423/2018 se aproba documentația de atribuire a gestiunii serviciului public de alimentare cu energie termică în sistem centralizat, în Municipiul Arad astfel:

Art. 1. Se aprobă atribuirea directă a contractului de delegare a gestiunii serviciului public de alimentare cu energie termică în sistem centralizat în Municipiul Arad, către operatorul de termoficare SC CET Hidrocarburi SA Arad.

Art. 2. (1) Se aprobă Contractul de delegare prin concesiune a gestiunii serviciului public de alimentare cu energie termică în sistem centralizat în Municipiul Arad, în forma prevăzută în anexa la prezenta hotărâre.

Atribuțiile și responsabilitățile ce revin administrației publice locale în domeniul alimentării cu energie termică a localităților, sunt reglementate de Legea serviciului public de alimentare cu energie termică nr. 325/2006.

Conform acestui act legislativ, autoritatea administrației publice locale are competență exclusivă, în tot ceea ce privește înființarea, organizarea, coordonarea, monitorizarea și controlul funcționării serviciilor de utilități publice, precum și în ceea ce privește crearea, dezvoltarea, modernizarea, administrarea și exploatarea bunurilor proprietate publică sau privată a unităților administrativ-teritoriale, aferente sistemelor de utilități publice.

În **asigurarea serviciului public de alimentare cu energie termică**, autoritatea locală are următoarele responsabilități:

- asigurarea continuității și securității serviciului public la nivelul unităților administrativ-teritoriale;
- elaborarea anuală a programului propriu în domeniul energiei termice, corelat cu programul propriu de eficiență energetică și aprobat prin hotărâre a consiliului local;
- înființarea unui compartiment energetic în cadrul autorității locale;
- aprobarea, în condițiile legii, în termen de maximum 30 de zile, a propunerilor privind nivelul prețului local al energiei termice către utilizatorii de energie termică, înaintate de către operatorii serviciului;
- aprobarea, în condițiile legii, a prețului local pentru populație;
- aprobarea programului de dezvoltare, modernizare și contorizare a sistemului de alimentare centralizată cu energie termică (SACET), care trebuie să cuprindă atât surse de finanțare, cât și termen de finalizare, pe baza datelor furnizate de operatorii serviciului;
- asigurarea condițiilor pentru întocmirea studiilor privind evaluarea potențialului local al resurselor regenerabile de energie;
- exercitarea controlului serviciului public de alimentare cu energie termică, în condițiile legii;
- stabilirea zonelor unitare de încălzire, pe baza studiilor de fezabilitate privind dezvoltarea regională, aprobate prin hotărâre a consiliului local
- urmărește instituirea de către operatorul serviciului a zonelor de protecție și siguranță a SACET, în condițiile legii;
- urmărește elaborarea și aprobarea programelor de contorizare la nivelul bransamentului termic al utilizatorilor de energie termică racordați la SACET.

În **exercitarea competențelor și atribuțiilor ce le revin în sfera serviciilor de utilități publice**, autoritatea administrației publice locale adoptă hotărâri în legătură cu:

- elaborarea și aprobarea strategiilor proprii privind dezvoltarea serviciilor, a programelor de reabilitare, extindere și modernizare a sistemelor de utilități publice existente, precum și a programelor de înființare a unor noi sisteme, inclusiv cu consultarea operatorilor;
- coordonarea proiectării și execuției lucrărilor tehnico-edilitare, în scopul realizării acestora într-o concepție unitară și corelată cu programele de dezvoltare economico-socială a localităților, de amenajare a teritoriului, urbanism și mediu;
- asocierea intercomunitară în vederea înființării, organizării, gestionării și exploatării în interes comun a unor servicii, inclusiv pentru finanțarea și realizarea obiectivelor de investiții specifice sistemelor de utilități publice;

- delegarea gestiunii serviciilor, precum și darea în administrare sau concesiunea bunurilor proprietate publică și/sau privată a unităților administrativ-teritoriale, ce constituie infrastructura tehnico-edilitară aferentă serviciilor;
- contractarea sau garantarea împrumuturilor pentru finanțarea programelor de investiții în vederea dezvoltării, reabilitării și modernizării sistemelor existente;
- garantarea, în condițiile legii, a împrumuturilor contractate de operatorii serviciilor de utilități publice în vederea înființării sau dezvoltării infrastructurii tehnico-edilitare aferente serviciilor;
- elaborarea și aprobarea regulamentelor serviciilor, pe baza regulamentelor-cadru ale serviciilor, elaborate și aprobate de autoritățile de reglementare competente;
- stabilirea, ajustarea, modificarea și aprobarea prețurilor, tarifelor și taxelor speciale, cu respectarea normelor metodologice elaborate și aprobate de autoritățile de reglementare competente;
- aprobarea stabilirii, ajustării sau modificării prețurilor și tarifelor pentru serviciile de utilități publice;
- restrângerea ariilor în care se manifestă condițiile de monopol;
- protecția și conservarea mediului natural și construit.

În ceea ce privește *raporturile juridice dintre autoritatea administrației publice locale și utilizatorii serviciilor de utilități publice*, se identifică următoarele obligații ale autorității:

- să asigure gestionarea și administrarea serviciilor de utilități publice pe criterii de competitivitate și eficiență economică și managerială, având ca obiectiv atingerea și respectarea indicatorilor de performanță a serviciului;
- să elaboreze și să aprobe strategii proprii în vederea îmbunătățirii și dezvoltării serviciilor de utilități publice, utilizând principiul planificării strategice multianuale;
- să promoveze dezvoltarea și/sau reabilitarea infrastructurii tehnico-edilitare aferente sectorului serviciilor de utilități publice și programe de protecție a mediului pentru activitățile și serviciile poluante;
- să adopte măsuri în vederea asigurării finanțării infrastructurii tehnico-edilitare aferente serviciilor;
- să consulte asociațiile utilizatorilor în vederea stabilirii politicilor și strategiilor locale și a modalităților de organizare și funcționare a serviciilor;
- să monitorizeze și să controleze modul de respectare a obligațiilor și responsabilităților asumate de operatori prin contractele de delegare a gestiunii.

Situația actuală a SACET Arad este prezentată mai jos :

Centrala actuală CETH este formată din următoarele echipamente termo-energetice:

- 1 cazan de apă fierbinte cu capacitatea de **116 MWt**, cu eficiență cca. 82% la o sarcină de 50%, pus în funcțiune în anul 1977, cu funcționare pe gaz natural și/sau păcură, operațional, cu termen limită de exploatare preconizat a se atinge în anul 2022/2023 (**CAF4** = IMA8 / H=19+36=55 m);
- 1 cazan de apă fierbinte cu capacitatea de **116 MWt**, cu eficiență cca. 82% la o sarcină de 50%, pus în funcțiune în anul 1980, cu funcționare pe gaz natural și/sau păcură, operațional, cu termen limită de exploatare preconizat a se atinge în anul 2022/2023 (**CAF5** = IMA9 / H=19+36=55 m);

- 1 cazan de abur energetic model BKZ, 75 t/h, 34 bar, 450 °C, cu capacitatea de **57 MWt**, pus în funcțiune în anul 1964, cu funcționare pe gaz natural (**CAE6** = IMA3 / H=28 m), operațional, utilizat pentru suplimentarea la cerere a capacității de producere a apei fierbinți, neutilizat din anul 2018;
- 1 cazan de abur energetic model TKTI, 90 t/h, 34 bar, 450 °C, cu capacitatea de **73 MWt**, pus în funcțiune în anul 1966, cu funcționare pe gaz natural (**CAE7** = IMA4 / H=28 m), operațional, utilizabil pentru suplimentarea la cerere a capacității de producere a apei fierbinți, neutilizat din anul 2018;
- 1 turbină de abur cu condensatie model APT, 35 bar, 445 °C, cu 2 prize reglabile de 10...13 bar(a) și 1,2...2,5 bar(a), respectiv cu 2 prize fixe de 18 bar(a) și 4 bar(a), cu capacitatea de **12 MWe**, pusă în funcțiune în anul 1964, oprită în anul 2010, actualmente aflată în conservare (**TA1**).

Centrala actuală CETH dispune de următoarele sisteme auxiliare:

- 1 stație de reglare măsurare gaz natural (SRM3), cu o capacitate maximă 30.000 m³/h și o presiune de lucru de 0,5 bar(g), racordată la rețeaua de medie presiune;
- 1 stație de tratare chimică a apei (STCA), cu o capacitate de producere a apei dedurizate pentru completarea rețelelor termice primar și secundar, respectiv cu o capacitate de producere a apei demineralizate pentru alimentarea cazanelor de abur;
- 1 gospodărie de păcură (GPA), cu o capacitate de stocare totală de 9.000 tone în 5 rezervoare;
- 1 stație de pompe de apă de termoficare EPT, compusă din 5 electropompe A12-52 cu debit 1.250 m³/h @ 125 m H₂O pentru circulația apei de termoficare prin rețeaua termică primară SACET, fără variator de turație;
- 1 stație de pompe de apă de adaos EPA, compusă din 4 electropompe CR80A cu debit 45 m³/h @ 20 m H₂O pentru completarea rețelei termice primare cu apă de adaos, fără variator de turație;
- 1 ansamblu de conducte interne de termoficare și nod de formare a magistralelor de termoficare care alimentează punctele și modulele termice;

CETH funcționează vara cu CAF4 și/sau CAF5 pentru producerea apei calde menajere, iar iarna funcționează cu CAE6 și/sau CAE7 atunci când temperatura scade sub +3 °C respectiv sunt introduse în funcțiune CAF4 sau CAF5 doar dacă sarcina termică a surselor SACET este insuficientă.

Stația de tratare chimică a apei

CETH utilizează o stație chimică de tratare a apei (STCA) operațională. Schema de principiu a procesului tehnologic este redată în desenul **D05b** din secțiunea B. Piese desenate.

STCA a intrat în funcțiune în anul 1966 și are următoarele capacități de tratare a apei:

- 90 m³/h pentru apa demineralizată, utilizată în trecut la generatoarele de abur CAE 6 și CAE 7;
- 100 m³/h pentru apa dedurizată, folosită pentru alimentarea cazanelor de apă fierbinte CAF 4 și CAF 5, precum și pentru completarea cu apă de adaos în circuitul de termoficare cauzată de pierderile apărute în rețelele de transport și distribuție ale SACET

Apa brută necesară pentru producerea apei tratate este asigurată în principal din 4 puțuri de adâncime (forajele F1, F2, F3, F4), situate în incinta CETH, cuplate două câte două prin conducte subterane, racordate la 3 rezervoare colectoare de apă brută. Debitul cumulată produs de foraje este de cca. 100 m³/h. Cele patru foraje de apă sunt deservite de pompe de adâncime imersate în apă. Apa brută extrasă din puțuri este lipsită de suspensii, nefiind astfel necesar procesul de coagulare

prealabilă. Apa brută este pompată din rezervoare spre instalațiile de tratare, prin intermediul unui preîncălzitor.

Atunci când apa de adâncime nu este suficientă, alimentarea STCA se realizează cu apă potabilă preluată din rețeaua municipală a Companiei de Apă Arad SA. Apa potabilă este alimentată printr-o conductă magistrală pozată subteran, racordată la un cămin situat pe Calea Iuliu Maniu în dreptul porții de acces nr. 1 în incinta CETH. La interior, rețeaua de apă potabilă înconjoară clădirea centralei actuale; din fața sălii de mașini vechi apa potabilă este dirijată printr-o derivație DN125 spre stația de tratare.

De asemenea, o a treia sursă posibilă de alimentare cu apă brută o reprezintă apa de suprafață din Canalul Mureșel / Râul Mureș, canal ce tranzitează incinta CETH. Apa de suprafață este preluată prin intermediul unei stații de pompare SPA Mureșel. Această sursă nu este utilizată în prezent. Cele trei circuite de alimentare cu apă, de la foraje, din rețeaua municipală și din canalul Mureșel, sunt independente.

STCA utilizează procese de tratare a apei cu schimb de ioni care nu produc emisii de ape uzate cu impact major asupra emisarului Canalul Mureșel. Pe lângă impactul scăzut asupra mediului, avantajele procesului de tratare cu schimb de ioni sunt costurile scăzute de operare și fiabilitatea deosebită. Este suficientă o cantitate mică de energie, produsele chimice de regenerare sunt ieftine iar straturile de rășină pot fi păstrate mulți ani fără să necesite înlocuire.

Rășinile schimbătoare de ioni utilizate în STCA sunt în exploatare de cca. 40 de ani, fiind necesare doar completări, foarte rar, la câțiva ani, când este cazul. Pentru prezervarea capacității de producție a stației de tratare a apei este necesară înlocuirea treptată a schimbătorilor de ioni din filtre într-un ritm de aproximativ 8 m³ rășini puternic acide / an în următorii 4 ani.

STCA dispune de 4 linii de filtre ionice pentru producția de apă demineralizată, respectiv de 3 linii de filtre ionice pentru producția de apă dedurizată, în stare bună de funcționare. Apa brută captată din foraje este tratată prin intermediul unei instalații de dedurizare a apei care utilizează o masă cationică schimbătoare de ioni de sodiu, pentru a se obține o apă lipsită de duritate. Pentru dedurizarea apei, se utilizează o instalație proprie de preparare a saramurii (NaCl).

De asemenea, pentru obținerea unei ape demineralizate, total lipsite de săruri, apa brută captată din foraje este tratată prin intermediul unei instalații de demineralizare a apei, compusă din:

- filtre cu masă cationică schimbătoare de ioni H-, în două trepte (slab acidă și puternic acidă), pentru reținerea cationilor din apă;
- filtre cu masă anionică schimbătoare de ioni OH-, în două trepte (slab bazică și puternic bazică), pentru reținerea anionilor din apă;
- degazoare de dioxid de carbon pentru eliminarea ionului bicarbonat, rezultând o apă decarbonată.

După epuizarea capacității de înlocuire a masei ionice, se procedează la regenerarea masei schimbătoare de ioni. Regenerarea masei H- cationice se realizează cu soluție de NaCl (saramură), de concentrație 10 – 12%, în cazul dedurizării, și cu soluție H₂SO₄ cu concentrație 2 - 4%, în cazul demineralizării. Efluenții rezultați se colectează în rezervoarele de neutralizare. Regenerarea maselor OH- anionice se realizează cu soluție de NaOH (hidroxid de sodiu, leșie de sodă caustică) cu concentrație 4%.

În vederea preparării saramurii, sarea este stocată pe rampa betonată și acoperită, cu o capacitate de stocare de cca. 30 tone. Transportul sării se realizează cu buldo-excavatorul, după cum este necesar. Efluenții rezultați se colectează în rezervoarele de neutralizare. Apele tehnologice uzate rezultate din procesele de regenerare a filtrelor de tratare a apei sunt deversate în Canalul Mureșel (gura de

evacuare EV2), însă doar după condiționare (neutralizare). Întrucât balanța chimică a acestor ape uzate nu este neutră chimic, dar și pentru a preveni orice scăpări accidentale de substanțe chimice folosite la tratarea apei, deversarea nu se face direct în Canalul Mureșel. Toate apele tehnologice uzate, cât și apele colectate în punctele joase, sunt colectate în rezervoarele de neutralizare nr. 1 și 2 (în prezent doar rezervorul nr. 2 este utilizat, rezervorul nr. 1 fiind spart), după care sunt condiționate pentru respectarea limitelor admise la deversare. Apele tehnologice uzate prezintă acidități, respectiv alcalități ridicate care le fac improprie pentru deversare. Eliminarea acestora se realizează atât prin neutralizarea lor reciprocă cât și prin tratarea lor cu leșie de sodă caustică. Apele din rezervoarele de neutralizare se aduc la un pH cu valori între 6,5 – 8,5 urmând a fi deversate în emisar, canalul Mureșel.

Instalația de prevenire și stingere a incendiului

În incinta CETH este prezentă o instalație operațională alcătuită dintr-un rezervor de stocare apă de 300 m³ pentru stingerea incendiului, o stație de pompare a apei pentru PSI și o rețea de hidranți exteriori amplasați lângă obiectele actualei centrale cu risc de incendiu.

Instalațiile electrice existente în CETH

În cadrul centralei actuale CETH sunt incluse o stație electrică principală, de recepție, pe nivelul de tensiune de 6 kV (stația electrică servicii generale) și două stații electrice de 6 kV de servicii interne care deservește consumatorii electrici ai centralei.

În trecut, în stația electrică de servicii era cuplat un singur generator electric aparținând turbinei de abur, cu o capacitate de 12 MWe. Turbina de abur a devenit neoperațională începând cu anul 2010, fiind actualmente în conservare.

Stația electrică de servicii generale 6 kV este actualmente alimentată din stația electrică 110/20/6 kV Mureșel situată în apropierea CETH, aparținând de Electrica Distribuție, prin intermediul a două racorduri LES de 6kV. Un racord este realizat la transformatorul T3 de 16 MVA 6/20 kV care face conexiunea la stația de 20 kV din cadrul SE Mureșel, stație cuplată la secția A de 110 kV prin intermediul unui transformator T1 de 25 MVA 20/110kV. Celălalt racord este realizat la transformatorul T2 de 25 MVA 6/110 kV care face conexiunea direct la stația de 110kV din cadrul SE Mureșel.

Arhitectura instalației electrice în ansamblu este prezentată în desenul **D08** din secțiunea B. Piese desenate.

Instalațiile termice existente în CETH

Situația echipamentelor și instalațiilor de termoficare existente în cadrul centralei CETH este prezentată în cadrul schemei termomecanice din secțiunea B. Piese desenate.

Plan general de situație

Situația tuturor obiectelor și instalațiilor existente la nivelul centralei actuale CETH se prezintă în planul de situație din secțiunea B. Piese desenate.

Rețeaua de termoficare

Rețeaua de termoficare aferentă SACET Arad este prezentată în planul indicativ de mai jos.

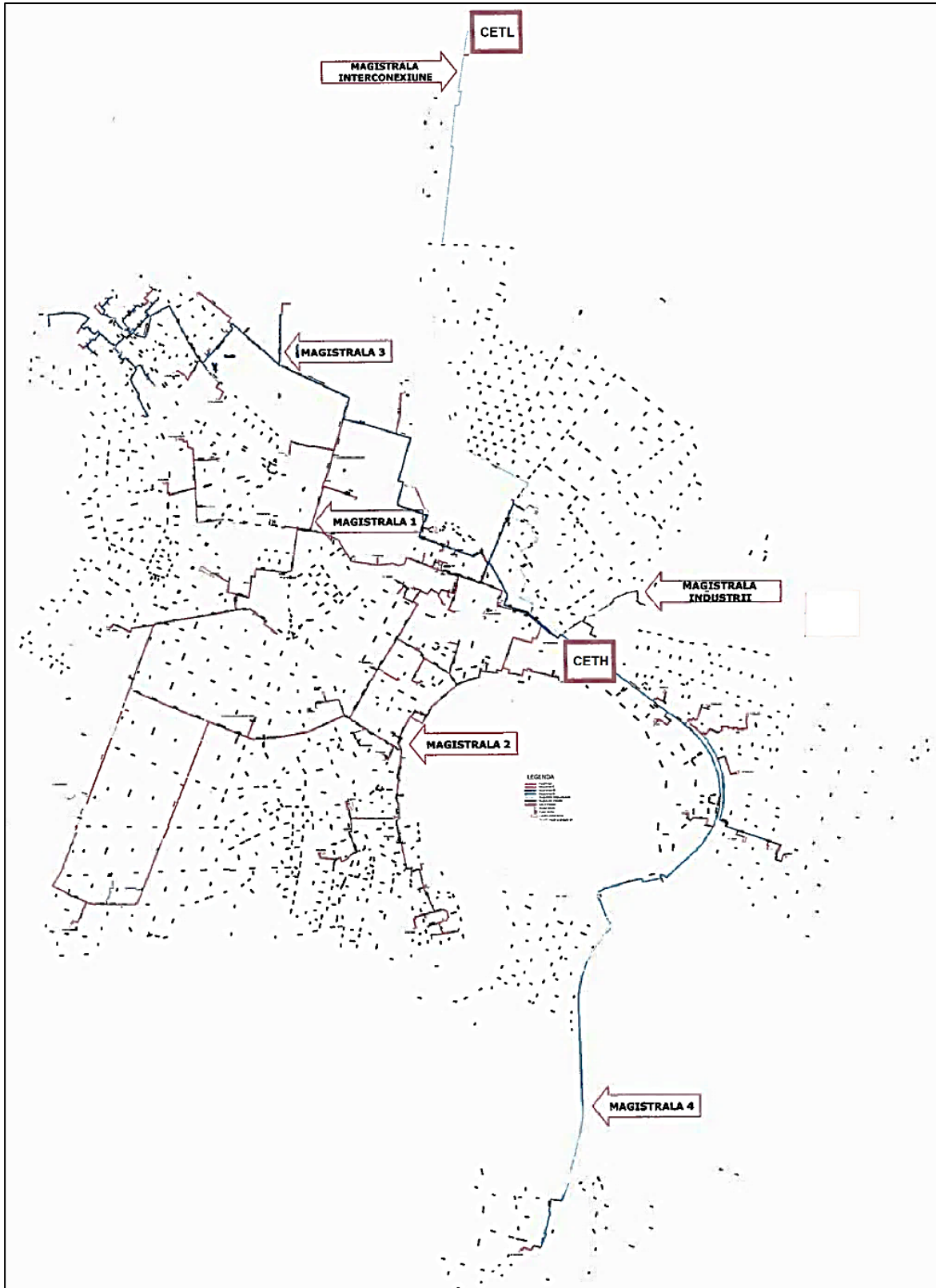


Figura 5. Reteaua de termoficare de transport SACET Arad

Rețeaua de transport este formată din:

- Magistrala 1: 13.113 km
- Magistrala 2: 9.595 Km
- Magistrala 3: 16.741 km

Magistrala 4: 10.813km
Magistrala de interconexiune: 6.105 km

Lungime totala: 56.367 km

Rețeaua secundară are o lungime de traseu de cca. **131 km** (72 km suprateran, 59 km subteran), din care cca. 9,8 km (17%) din traseul subteran au fost reabilitați. Sistemul de conducte este de regulă radial, cu unele porțiuni de bretea pentru interconectarea magistralelor, normal închise în regim de operare normală.

Rețeaua de distribuție a fost pusă în funcțiune treptat, între anii 1961 - 1994, completată cu rețeaua aferentă PT Ursului în anul 2001. Lungimea totală de traseu este de cca. 94 km, integral subterană. Luând în considerare informațiile cunoscute, cele mai noi rețele termice au o vechime de cca. **15 ani** reprezentând mai puțin de 1% din total. Astfel, pierderile din sistemul de transport și distribuție a energiei termice în municipiul Arad sunt ridicate, în prezent.

În incinta CETH, cele patru magistrale ale orașului și magistrala de interconectare CETL-CETH se unesc într-un nod de termoficare în conformitate cu topologia surselor interne de producere a energiei termice, actuale sau existente anterior. Modul de interconectare a conductelor respective la sistemul de conducte al centralei actuale este indicat în desenul cu schema termomecanică CETH, inclus în secțiunea B. Piese desenate.

Punctele și modulele termice

Cele 39 PT existente sunt modernizate cu schimbătoare de căldură în plăci, fiind complet automatizate. PT sunt integrate într-un sistem SCADA de monitorizare a parametrilor de la distanță, prin rețea GPRS.

În cadrul SACET sunt prezente 90 MT compacte, complet automatizate, amplasate la nivelul imobilelor sau grupurilor de imobile, instalate în perioada 2005-2017.

Pierderile din sistemul de transport și de distribuție sunt ridicate. Sistemul de distribuție a fost pus în funcțiune treptat, din anul 1961 până în anul 1994, cu excepția rețelei de distribuție a PT Ursului, care a fost pusă în funcțiune, în anul 2001. Sistemul este 40% suprateran și 60% subteran, iar rețeaua termică primară are o lungime de 58 km, din care 9,8 km (17%) au fost reabilitați, iar 48 km au rămas de reabilitat. Luând în considerare acestea, cele mai noi rețele au o vechime de 15 ani și reprezintă mai puțin de 1% din total.

Situația economică a societății CETH este prezentată sintetic în tabelul de mai jos :

nr. crt	Mărimea		U.M.	Anul						
				2016	2017	2018	2019	2020	2021	
				Prețurile și cheltuielile vor fi fără TVA						
1	Consum de combustibil (daca s-a consumat combustibil lichid, se va trece și acesta)	gazos	putere calorifică inferioara (PCI) și superioară (PCS) ⁽¹⁾	PCI: kWh/Sm ³	9,60	9,54	9,80	9,74	9,71	9,60
				PCS: kWh/Sm ³	10,75	10,76	10,89	10,82	10,77	10,60
			Preț mediu anual	lei/MWh pentru PCS	105,20	113,46	160,92	161,03	122,46	498,71
			cantitate	MWh/ an la PCS	58.280,74	49.791,11	171.233,58	367.292,07	84.319,71	70.583,15
				MWh/ an la PCI	52.082,92	44.171,69	154.105,11	330.470,37	76.013,89	63.956,44
2	Cheltuieli anuale totale cu combustibilul		mii lei/an	6.131,16	5.649,51	27.555,41	59.144,07	10.325,37	8.800,00	
3	Cheltuieli anuale cu CO2 - v. mențiunea 2		mii lei/an					1.621,00	2.661,00	
3.1	- numărul de certificate CO2 cumpărate (1 certificat=1 tona CO2)		-					7.413,00	8.900,00	
3.2	- prețul mediu al unui certificat de CO2		EUR/buc sau EUR/t					44,08	59,86	
4	Cheltuieli anuale cu personalul		mii lei/an	2.873,00	2.855,00	2.951,00	3.421,00	3.277,00	3.500,00	
5	Amortizări		mii lei/an	1.195,00	1.153,00	828,00	38,00	14,00	14,00	
6	Reparații capitale		mii lei/an							
7	Reparații curente		mii lei/an	19,00	28,00	18,00	10,00	4,00	4,00	
8	Materiale consumabile		mii lei/an	76,00	124,00	132,00	184,00	446,00	500,00	
9	Apa industrială		mii lei/an	7,00	25,00	20,00	22,00	91,00	100,00	
10	Cheltuieli cu energie electrica cumparata din SEN pentru servicii proprii inclusiv pompare		mii lei/an	794,12	660,70	1.491,64	2.842,24	1.118,70	1.500,00	
10.1	-cantitatea de energie electrică cumparata din SEN pentru servicii proprii inclusiv pompare		MWh/an	2.167,85	1.976,32	3.851,09	7.189,51	2.379,79	2.380,00	
10.2	- pretul mediu al energiei electrice cumpărate		lei/MWh	366,32	334,31	387,33	395,33	470,08	630,25	
11	Diverse		mii lei/an	246,00	106,00	176,00	182,00	105,00	200,00	
12	TOTAL CHELTUIELI ANUALE		mii lei/an	11.341,29	10.601,21	33.172,05	65.843,32	17.002,07	17.279,00	
13	Cantitatea anuală de energie termică - sub formă de apă fierbinte - livrată în RTP la gard		Gcal/an	367.723,03	363.860,36	302.620,39	272.750,49	286.426,37	274.723,00	
14	Cantitatea de energie termică vândută consumatori casnici		Gcal/an	178.620,43	176.086,78	142.394,29	126.855,80	127.277,17	119.036,78	
15	Cantitatea de energie termică vândută consumatori		Gcal/an	52.224,25	54.067,75	44.668,84	39.210,71	39.226,31	39.958,59	
16	Pierderi energie termica		Gcal/an	136.878,35	133.705,83	115.557,26	106.683,98	119.922,90	115.728,00	
17	Prețurile de vânzare aprobate pentru energia termică conform deciziilor ANRE	consumatori casnici din RTP	lei/ MWh	165,67	186,03	184,71	202,87	202,87	202,87	
		Consumatori casnici din RTS		241,43	261,79	260,47	350,66	351,89	351,89	
		Consumatori noncasnici din RTP		211,49	186,03	184,71	228,61	229,84	229,84	
		Consumatori noncasnici din RTS		287,25	261,79	260,47	350,66	351,89	351,89	

Mentțiuni:

- 1) – Valoarea medie anuală, stabilită ca medie ponderată pentru tranșele de consum cu puterile calorifice respective.
2) – Certificatele achiziționate în contextul în care certificatele alocate cu titlu gratuit nu acoperă necesarul.

Tabel 3. Situația economică a CETH

2.5 Analiza cererii de bunuri și servicii, inclusiv prognoze pe termen mediu și lung privind evoluția cererii, în scopul justificării necesității obiectivului de investiții

Schimbările pieței energiei transformatoare se concentrează asupra reducerii impactului asupra mediului al centralelor electrice, în care beneficiile financiare și tehnice îmbunătățesc competitivitatea. Acest lucru duce la o pondere crescută de generare de energie regenerabilă și, de asemenea, un accent pe centralele electrice convenționale extrem de eficiente, flexibile și mai curate.

În SACET Arad energia termică este „oferită” clienților săi (consumatorii casnici și non-casnici) sub formă de apă fierbinte pentru încălzire și sub formă de apă caldă de consum.

Ținând seama de complexitatea sistemului de termoficare operatorul SC CET Hidrocarburi SA Arad oferă întreaga gamă de servicii pe care le implică alimentarea cu căldură a consumatorilor, respectiv:

- producerea apei fierbinți în echipamentele instalate în cadrul surselor de energie pe care le are în exploatare
- transportul agentului termic primar de la sursa de energie la punctele termice
- distribuția agentului termic secundar de la punctele termice (unde are loc transferul căldurii de la agentul termic primar la agentul termic secundar prin intermediul echipamentelor instalate) la consumatori
- distribuția agentului termic de la centralele termice la consumatori
- furnizarea căldurii
- oferă servicii de montare contoare
- oferă asociațiilor de proprietari posibilitatea de a-și face abonamente pentru întreținerea și repararea instalațiilor interioare comune de apă rece, apă caldă și încălzire din blocurile de locuințe.

Din punct de vedere al consumatorilor, operatorul de termoficare are 39 de clienți alimentați din rețeaua termică primară și **3.255** consumatori alimentați din rețeaua secundară, din care 2.539 de asociații de proprietari și persoane fizice și **616 de agenți economici și instituții**. CET-H Arad furnizează în prezent energie termică la **30.564** de apartamente din totalul de **44.893** de apartamente din oraș ceea ce reprezintă 68,08%.

În anul 2021, în 16 din cele 50 de localități au avut loc debransări semnificative ale locuințelor de la SACET. Cea mai mare rată a debransărilor s-a înregistrat în Deva (100%) urmată de Constanța (30%).

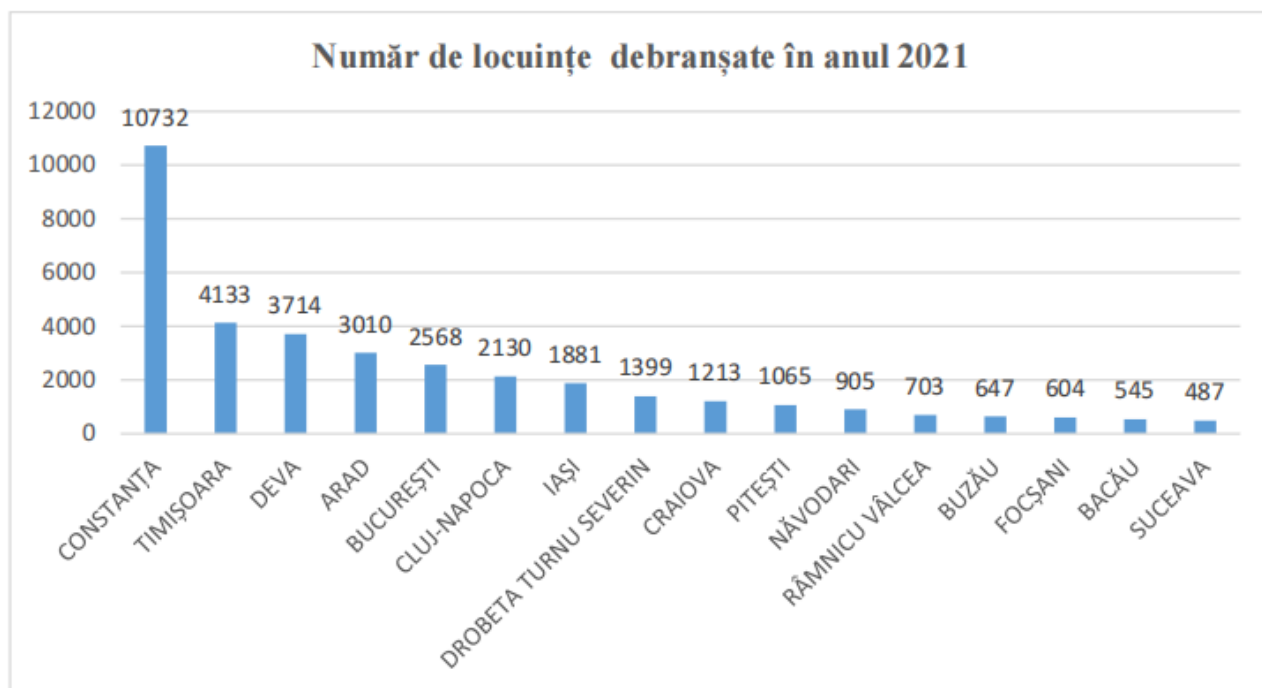
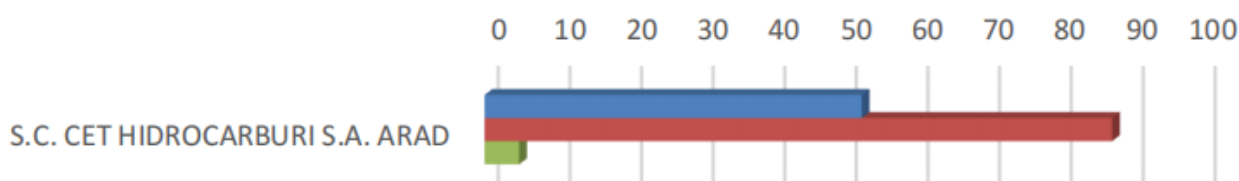


Figura 6. Număr de locuințe debransate de la SACET 2021



■ Populație ■ Instituții publice ■ Operatori economici

Surse: Raport ANRE 2021 SPAET

Figura 7. Situație consumatori SACET ARAD

La nivelul anului 2020 (atenție: cel mai cald an din ultimii 50 ani !!!) situația alimentării cu căldura în SACET Arad este redată sintetic în tabelul de mai jos:

Denumirea operatorului economic	Număr bransamente termice de apă fierbinte (din rețeaua de transport)		Număr bransamente termice de încălzire		Număr bransamente termice de apă caldă de consum		Număr bransamente termice de abur		Gradul de contorizare a bransamentelor termice (%)			Rata de bransare la SACET a consumatorilor de energie termică din localitate (%)		
	Existente	În funcțiune	Existente	În funcțiune	Existente	În funcțiune	Existente	În funcțiune	Apă fierbinte	Încălzire	Apă caldă de consum	Populație	Instituții publice	Operatori economici
SC CET HIDROCARBURI SA	52	50	2631	2520	2347	2236	0	0	100	99,94	100	59,38	87,57	5,07

Tabel 4. Situație SACET Arad 2020

Actual, în Municipiul Arad, 87,57 % din instituțiile publice, și (din păcate numai !) 5,07 % din operatorii economici, folosesc serviciile de livrare a energiei termice din SACET.

În privința instituțiilor publice, se așteaptă ca pe termen scurt, și mediu (până în 2027), să se ajungă la procent de bransare de cel puțin 95 % (excepție fac obiectele aflate în zone fără posibilitate de folosire eficientă a termoficării).

Proiecția anuală pe orizontul strategic de timp privind evoluția necesarului local de încălzire, acc și răcire este redată mai jos:

Consum mediu anual	UM	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
incalzire	kWh/m ²	170	170	170	166	161	157	152	148	143	139	134	130
acc	kWh/m ²	42,5	42,5	42,5	42,5	42,5	42,5	42,5	42,5	42,5	42,5	42,5	42,5
Total	kWh/m ²	212,5	212,5	213	208	204	199	195	190	186	181	177	172,5

Tabel 5. Proiecția anuală pe orizontul strategic de timp privind evoluția necesarului local de încălzire, acc și răcire

Sursa : calcule consultant

Estimarea cererii la nivelul municipiului Arad, bazată pe datele actuale, este prezentată sintetic în tabelul de mai jos:

	U.M	Energie termică vândută la consumatori (MWh)			
Cererea de energie termica		TOTAL	populație	instituții publice	operatori economici
actual	MWh/an	267493	188361	34699	22912
	%		68,08	87,57	5,07
Proiectie Municipiu	MWh/an	768214	276677	39625	451912
	%		100	100	100

Tabel 6. Estimarea cererii la nivelul municipiului Arad

Sursa : CETH ; calcule consultant

STUDIU DE FEZABILITATE

Sursă de producere a energiei termice și electrice
 prin cogenerare de înaltă eficiență
 Implementare proiect la sursă CETH Arad

Din datele de calcul privind proiecția bazată pe datele actuale existente și experiența consultantului prezentate mai sus, cererea de energie termică a populației la nivelul municipiului Arad pentru încălzire, pentru prepararea apei calde de consum și cererea totală este următoarea:

	U.M	Energie termică vândută la consumatori (MWh)			
Cererea de energie termică		TOTAL	populație	instituții publice	operatori economici
Proiecție Municipiu total	MWh/an	768214	276677	39625	451912
incalzire	MWh/an	614571	221341	31700	361530
acc	MWh/an	153642,7	55335	7925	90382

Tabel 7. Tabel Cererea de energie la nivelul municipiului Arad estimată raportat la un grad de branșare de 100%

Sursa : CETH ; calcule consultant

Evoluția necesarului de energie termică pentru necesarul de căldură urbană este apreciat pentru SACET Arad corelat cu proiectele de rețehnologizare ale rețelelor prevăzute în anii următori pentru reducerea pierderilor actuale de la 42,13 % la pierderi „normale” de 12 % la nivelul anului 2028 este prezentată sintetic în tabelul de mai jos :

SACET Arad				
Perioada	Cantitate de energie termică vanduta	Cantitate de energie termică pierduta în rețele termice	Cantitate de energie termică pierduta în rețele termice	Cantitate de energie termică produsă în SACET
	MWh/an	MWh/an	%	MWh/an
2021	184435	134.244	42,13%	318.679
2022	184419	134.259	42,13%	318.679
2023	207141	111.538	35,00%	318.679
2024	223075	95.604	30,00%	318.679
2025	239009	79.670	25,00%	318.679
2026	254943	63.736	20,00%	318.679
2027	270877	47.802	15,00%	318.679
2028	280437	38.241	12,00%	318.679
2029	280437	38.241	12,00%	318.679
2030	280437	38.241	12,00%	318.679
2031	280437	38.241	12,00%	318.679
2032	280437	38.241	12,00%	318.679
2033	280437	38.241	12,00%	318.679
2034	280437	38.241	12,00%	318.679

2035	280437	38.241	12,00%	318.679
2036	280437	38.241	12,00%	318.679
2037	280437	38.241	12,00%	318.679
2038	280437	38.241	12,00%	318.679
2039	280437	38.241	12,00%	318.679
2040	280437	38.241	12,00%	318.679
2041	280437	38.241	12,00%	318.679

Tabel 8. Estimarea evoluției necesarului de energie termică pe o perioadă de 20 ani

Se apreciază ca reducerea pierderilor va fi compensată de rebransări astfel ca la nivelul anului 2028 cantitatea de căldură vândută să ajungă la peste 280.437 MWh. În consecință se apreciază o cantitate de energie termică la nivelul anului 2021 pe toată durata de analiză

2.5.1 Obiective preconizate a fi atinse prin realizarea investiției publice

Obiective generale

Obiectivul general al proiectului este îmbunătățirea calității factorilor de mediu, ca urmare a investițiilor în infrastructură, impuse de politica de coeziune economico-socială a Uniunii Europene pentru atingerea obiectivului „Convergență”.

Obiectivul specific al proiectului constă în stabilirea investițiilor necesare măsurilor de restructurare și reabilitarea sistemului de alimentare centralizată cu energie termică din municipiul Arad, care să asigure conformarea — la cel mai mic cost — cu obligațiile de mediu stabilite prin Tratatul de Aderare, precum și cu obiectivele strategiilor și programelor naționale relevante pentru mediu (creșterea eficienței energetice, reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră, creșterea calității serviciului public de alimentare cu energie termică la tarife suportabile pentru populație).

Comisia Europeană a propus, în noiembrie 2021, mai multe modificări la directiva privind eficiența energetică cu scopul unei creșteri a eficienței energetice cu 9% până în anul 2030.

Directiva privind eficiența energetică se adresează în special sectorului public :

- obligație anuală de renovare de 3% pentru toate clădirile publice.
- 49% cota de energie regenerabilă în clădiri până în 2030

Randamente de producere în conformitate cu BAT pentru obiectul din scenariile propuse:

- Cazane apă fierbinte : $\geq 94\%$
- Motoare $\geq 85\%$
- Biomasa $\geq 83\%$

Eficiența rețelelor de termoficare

- Pierderi în rețele : $\leq 12\%$

Economice

- Reducerea semnificativă a consumului specific de combustibili
- Reducerea cheltuielilor de operare
- Reducerea costurilor specifice de producție pentru energia utilă

Sociale

- Creșterea accesibilității populației la SACET și sporirea confortului termic
- Mediu
- Emisiile poluante în atmosferă sunt ne semnificative;
- Reducerea consumului specific de energie primară pe MWh energie utilă

Având în vedere aspectele prezentate, soluțiile avute în vedere în analiza pentru implementarea unei surse de energie utilă la nivelul SACET Arad, prezentate în continuare, trebuie să se bazeze minimum pe obiective specifice prezentate în continuare.

Obiective specifice

Realizarea investiției cu unități de producție eficiente, moderne **prin găsirea unor soluții care să acopere necesarul de energie termică de perspectivă** pe total sistem de termoficare din Municipiul Arad, având în vedere:

- dinamica consumului de energie termică dată de reducerea consumului prin reabilitarea termică a clădirilor, racordarea de noi consumatori etc.
- creșterea ponderii producției de energie geotermală
- reducerea pierderilor de energie termică din sistemul de transport și distribuție.
- creșterea eficienței energetice prin producerea în cogenerare a unei părți cât mai mari din energia termică;
- creșterea veniturilor prin vânzarea de energie electrică (creșterea producției de energie electrică prin creșterea indicelui de cogenerare) și eliminarea costurilor de achiziție din sistem a energiei electrice pentru servicii proprii pe timp de vară când actuala ITG este indisponibilă;
- reducerea poluării mediului prin utilizarea unor tehnologii moderne și eficiente de producere a energiei.

Obiectivele de protecție a consumatorilor vulnerabili

Consumatorul vulnerabil de energie, este o persoană singură, sau familia care, din motive de sănătate, vârstă, venituri insuficiente sau izolare față de sursele de energie, necesită măsuri de protecție socială și servicii suplimentare pentru a-și asigura cel puțin nevoile energetice minimale. Pentru protecția consumatorilor vulnerabili un obiectiv principal îl constituie asigurarea accesibilității energiei din punctul de vedere al prețului precum și asigurarea disponibilității fizice neîntrerupte a resurselor energetice pentru toți consumatorii vulnerabili. După natura lor, măsurile de protecție socială pentru consumatorul vulnerabil de energie pot fi financiare și non financiare. Măsurile de protecție socială financiare constau în acordarea de ajutoare destinate asigurării nevoilor energetice minimale și sunt:

- a) ajutor pentru încălzirea locuinței;
- b) ajutor pentru consumul de energie destinat acoperirii unei părți din consumul energetic al gospodăriei pe tot parcursul anului;
- c) ajutor pentru achiziționarea, în cadrul unei locuințe, de echipamente eficiente din punct de vedere energetic, necesare pentru iluminarea, răcirea, încălzirea și asigurarea apei calde de consum, pentru înlocuirea aparatelor de uz casnic depășite din punct de vedere tehnic și moral cu aparate de uz casnic eficiente din punct de vedere energetic, precum și pentru utilizarea mijloacelor de comunicare care presupun consum de energie;
- d) ajutor pentru achiziționarea de produse și servicii în vederea creșterii performanței energetice a clădirilor ori pentru conectarea la sursele de energie

Ajutorul pentru încălzirea locuinței se acordă pentru un singur sistem utilizat pentru încălzirea locuinței, pe perioada sezonului rece. În funcție de sistemul de încălzire utilizat în locuință, categoriile de ajutoare pentru încălzire sunt:

- a) ajutor pentru încălzirea locuinței cu energie termică în sistem centralizat, denumit în continuare ajutor pentru energie termică;
- b) ajutor pentru gaze naturale;
- c) ajutor pentru energie electrică;
- d) ajutor pentru combustibili solizi și/sau petrolieri.

În conformitate cu LEGEA nr. 226 din 16 septembrie 2021 privind stabilirea măsurilor de protecție socială pentru consumatorul vulnerabil de energie ajutorul se acordă în funcție de venitul mediu net lunar pe membru de familie sau al persoanei singure, după caz, iar suma aferentă pentru compensarea procentuală se suportă din bugetul de stat.

Autoritățile administrației publice locale pot acorda din bugetele proprii ajutor pentru încălzire familiilor și persoanelor singure. Scenariul de dezvoltare viitoare a SACET Arad trebuie să prevadă soluții care să asigure pentru o reducere la maximum a cotei proprii de acoperire a ajutorului de către UAT pentru consumatorii vulnerabili de energie în vederea de respectare a măsurilor de protecție socială pentru aceștia în ceea ce privește accesul la resursele energetice pentru satisfacerea nevoilor esențiale ale gospodăriei, în scopul prevenirii și combaterii sărăciei energetice. Pentru a satisface pe cât se poate de bine această cerință scenariul de dezvoltare propus asigură în conformitate cu oportunitățile actuale o eficiență optimă atât energetică cât și financiară în vederea reducerii la un minim a bugetului UAT de finanțare a activității SACET Arad.

3 Prezentarea scenariilor tehnico-economice propuse

3.0 Scenariile și configurațiile tehnice fezabile prezentat

Scenariul SR “fără proiect” cu utilizarea instalației existente (scenariul contrafactual)

Scenariul/configurația S1 cu realizarea unei instalații noi de cogenerare de înaltă eficiență cu 4 motoare

Scenariul/configurația S2 cu realizarea unei instalații noi de cogenerare de înaltă eficiență cu 3 motoare

Pentru găsirea soluției optime străduința consultantului s-a axat ca în cadrul studiului de fezabilitate de față să fie identificate scenarii fezabile înlocuitoare pentru producerea energiei termice și electrice în cogenerare, alternative sursei CET care să îndeplinească următoarele cerințe minime energetice, financiare și de mediu :

- sarcina electrică la nivelul de cel puțin : 20 MWe
- eficiență energetică a sistemului > 50

- Ponderea resurselor energetice în cadrul sistemului de termoficare:
 - o CHP GN + RES ≥ 50 % ET
 - o CA GN < 50 % ET
- Combustibil flexibil: Gaz natural 100% (costuri zero)
Gaz natural în amestec cu H2 verde $\leq 20\%$ vol (necesită upgrade*)
Gaz natural în amestec cu H2 verde $\leq 100\%$ vol (necesită upgrade**)
- * presupune proiect tehnic de upgrade și completări minime, dacă hidrogenul este livrat în amestec la nivelul stației SRM existente
- ** presupune proiect tehnic de upgrade și investiții suplimentare de upgrade al echipamentului și de instalații auxiliare

- **Prag limită de emisii GES :** Posibilitatea de a folosi gazul natural în amestec cu gazele regenerabile cu emisii reduse (inclusiv hidrogen verde) cu scopul de a oferi noii centrale posibilitatea să atingă pe durata de viață economică pragul de emisie specifică GES de maximum 250 gCO₂eq/kWh pentru capacitățile de cogenerare de înaltă eficiență nou instalate sau modernizat
- **Capacitatea noii centrale :** Proiectul înlocuiește cel puțin aceeași capacitate a unor centrale electrice și / sau a unor centrale de producere a energiei termice cu emisii semnificativ mai mari de dioxid de carbon (de exemplu, cărbune, lignit sau petrol), astfel ducând la o scădere a emisiilor de gaze cu efect de seră
- **Durata de implementare a proiectului :** Maxim 3 ani de la semnarea contractului de finanțare, fără depășirea datei limită de 30.06.2026
- EEP > 20%
- $\eta_g > 90\%$
- $\Delta MC > 1.500$ tCO₂eq/an
- EE+ET $\geq 85\%$... 100%
- RIRE > 14%

În conformitate

- cu condițiile minime de mai sus

- cu tema de proiectare
- cu existența unei situații critice a SACET-ului
- și ținând cont de situația legislației privitoare la viitorul sectorului de producție și distribuție a energiei utile bazată pe cogenerarea de înaltă eficiență în România, au fost identificate diferite soluții care țin cont de:
 - cerințele de ordin tehnic,
 - de situația legislației specifice
 - și de posibilitățile beneficiarului de finanțare a investiției.

Plecând de la:

- dimensionarea corespunzătoare necesară pentru acoperirea curbei de sarcină
- tehnologiile moderne actuale de producție pentru unitatea de cogenerare UCog. existente pe piață
- necesitatea respectării tuturor cerințelor legislației UE în domeniul protecției mediului
- oportunitățile actuale privind ajutorul de stat

Din scenariile fezabile identificate pentru realizarea obiectivului de investiții pentru componenta de cogenerare „BE” au fost analizate două scenarii de bază fezabile S1 și S2 (fiecare cu mai multe opțiuni) și pentru instalația de producție energie termică fără cogenerare bloc cazane CAF „Ufcog” au fost analizate două scenarii de bază fezabile .

Pentru a găsi o soluție de dezvoltare eficientă a sursei de producție consultantul a identificat și analizat separat opțiuni fezabile pentru sursa de cogenerare Blocul energetic „BE”_ corespunzător cererii de energie termică la baza și la mediul curbei de sarcină , cat și pentru acoperirea necesarului la vârful curbei de sarcină cu cazane cu apa fierbinte CAF. La baza curbei de sarcină este prevăzută un „BE” cu cogenerare cu funcționare pe biomasă lemnoasă care asigură aburul necesar degazării apei de adaos în rețeaua de termoficare . Au fost identificate în conformitate cu conținutul cadru din Anexa 2 la HG 907/ 2016 soluții fezabile pentru unități de producție energie utilă _ termică și electrică _ prin cogenerare de înaltă eficiență de ultima generație cu turbine cu gaz natural și motoare termice.

Pentru a găsi o soluție de dezvoltare eficientă a sursei de producție consultantul a identificat și analizat separat opțiuni fezabile pentru sursa de cogenerare Blocul energetic „BE”_ corespunzător cererii de energie termică la baza și la mediul curbei de sarcină , cat și pentru acoperirea necesarului la vârful curbei de sarcină cu cazane cu apa fierbinte CAF.

De asemenea au fost analizate și posibilitățile de folosire a energiei regenerabile accesibile pe plan local.

Nota: În scenariile de dezvoltarea a proiectului de investiții s-a ținut cont de cerințele actuale atât din punct de vedere energetic cat și al unei finanțări optime pentru beneficiarul investiției după cum urmează:

Obiectele de producție îndeplinesc toate pe lângă o eficiență ridicată și cerința de decarbonizare pentru viitorul pe termen mediu și lung _ sunt Hidrogen Ready

La prezentarea tehnica și metodologica consultantul a atins în totalitate cerințele obligatorii pentru finanțarea cu ajutor de stat pentru oportunitățile actuale _ în special cele din Programul de Termoficare și a celor din PNRR

Toate opțiunile analizate îndeplinesc cerința pentru un SACET eficient energetic .

Soluțiile fezabile identificate sunt prezentate în tabelul de mai jos :

Soluția	Tip sistem	Echipamente
---------	------------	-------------

Soluția A	Ucog	Cazan de abur înaltă presiune și turbină de abur cu contrapresiune și priză cu capacitatea electrica nominala de 25 MWe + 35 MWt (60t/h, Prize:0,05 bar; 1-6 bar) + Schimbătoare de căldură cu țevi (cazan recuperator), denumit în continuare Ucog
	CHPbio	Centrală termo-electrică pe biomasă cu capacitatea electrica nominala de 1,8 MWe + 5,5 MWt, denumit în continuare CHPbio
	Ufcog	Instalație de producere a energiei termice cu cazane pe gaz cu sarcina termica nominala de 100 MWt, denumit în continuare Ufcog .
Soluția B1	Ucog	Instalație de cogenerare de înaltă eficiență cu motoare pe gaz cu capacitatea electrica nominala totală de 23,6 MWe + 26,7 MWt, denumit în continuare Ucog .
	CHPbio	Centrală termo-electrică pe biomasă cu capacitatea electrica nominala de 1,8 MWe + 5,5 MWt (obiect 2), denumit în continuare CHPbio
	Ufcog	Instalație de producere a energiei termice cu cazane pe gaz cu sarcina termica nominala de 100 MWt si un cazan cu abur de 6 t/h, denumit în continuare Ufcog .
Soluția B2	Ucog	Instalație de cogenerare de înaltă eficiență cu motoare pe gaz cu capacitatea electrica nominala totală de 31,2 MWe + 26,7 MWt, denumit în continuare Ucog
	CHPbio	Centrală termo-electrică pe biomasă cu capacitatea electrica nominala de 1,8 MWe + 5,5 MWt (obiect 2), denumit în continuare CHPbio
	Ufcog	Instalație de producere a energiei termice cu cazane pe gaz cu sarcina termica nominala de 100 MWt si un cazan cu abur de 6 t/h (obiect 3), denumit în continuare Ufcog .
Soluția C	Ucog	Unitate de cogenerare (Turbină cu gaze în dimensiunile de sarcină electrică din "clasa" de 25 MWe) + 26,7 MWt prin Schimbătoare de căldură cu țevi (cazan recuperator), denumit în continuare Ucog .
	CHPbio	Centrală termo-electrică pe biomasă cu capacitatea electrica nominala de 1,8 MWe + 5,5 MWt (obiect 2), denumit în continuare CHPbio
	Ufcog	Instalație de producere a energiei termice cu cazane pe gaz cu sarcina termica nominala de 100 MWt si un cazan cu abur de 6 t/h, denumit în continuare Ufcog .

Tabel 9. Soluții fezabile identificate

3.0.1 Soluția A

Ucog

Configurația instalației de cogenerare include un cazan de abur înaltă presiune și o turbină de abur cu contrapresiune și priză cu capacitatea electrică nominală de 25 MWe + 35 MWt (60t/h, Prize:0,05 bar; 1-6 bar) + Schimbătoare de căldură cu țevi (cazan recuperator).

Instalația de cogenerare de înaltă eficiență cu cazan de abur și turbină de abur de ultimă generație cu parametrii de operare optimi, este o alternativă fezabilă care poate să asigure producția de energie utilă la baza curbei de sarcină. Pentru operare CET are personal corespunzător cu experiența necesară.

Configurația tehnică asigură:

- o producție de abur tehnologic utilizabil pentru degazarea apei de termoficare / apei de adaos
- o producție de apă caldă pentru termoficare și pentru preîncălzirea apei de adaos
- o producție de energie electrică pentru piața liberă

Instalația de cogenerare utilizează la intrare combustibil de bază gaz natural. Instalațiile de ardere care compun centrala sunt:

- Cazan de abur, care va utiliza drept combustibil principal un combustibil gaz natural
- Turbina de abur, care va utiliza drept combustibil principal aburul produs de cazanul de abur, echipat cu prize reglabile
- Schimbătoare de căldură cu țevi (cazan recuperator), pentru producere apă fierbinte pentru termoficare

Ucog.bio

Configurația include o instalație de producere energie termică cu funcționare pe biomasă lemnoasă, inclusiv cogenerare de înaltă eficiență cu capacitatea electrică nominală de cca. 1,8 MWe și capacitatea termică de cca. 5,5 MWt. Tipul de combustibil utilizat este acceptat ca resursă energetică regenerabilă (RES). Această instalație de producere ET din resurse regenerabile mai este denumită în contextul acestui studiu și centrală pe biomasă CB, sau centrală termo-electrică pe biomasă CTEB).

Configurația tehnică asigură:

- o producție de abur tehnologic utilizabil pentru degazarea apei de termoficare / apei de adaos
- o producție de apă caldă pentru termoficare și pentru preîncălzirea apei de adaos
- o producție de energie electrică utilizabilă pentru compensarea consumului tehnologic intern al noii centrale

Centrala termo-electrică utilizează la intrare combustibil de bază biomasă solidă lemnoasă, convertită intern prin gazeificare în combustibil principal de ardere sub formă atât gazoasă cât și lichidă. Instalațiile de ardere care compun centrala pe biomasă sunt:

- Cazan de abur, care va utiliza drept combustibil principal un combustibil mixt, lichid și gazos. Combustibilul lichid este combustibilul primar, iar combustibilul gazos este combustibilul secundar.
- Instalație de cogenerare, care va utiliza drept combustibil principal un combustibil exclusiv gazos (combustibil primar)

Mai multe detalii despre această configurație se regăsesc în cap. 5.3.2.

Ufcog

Această instalație cu cazane de apă caldă / fierbinte care utilizează gaz combustibil se constituie ca o sursă auxiliară instalației de cogenerare de înaltă eficiență, absolut indispensabilă pentru asigurarea necesarului de energie termică în regimul de vârf așa cum a fost el definit anterior. Capacitatea propusă ține cont de diferența de capacitate între necesarul maxim de căldură și capacitatea nominală de producere a instalației de cogenerare de înaltă eficiență în regim de bază. De asemenea, capacitatea instalației auxiliare cu cazane este capabilă să înlocuiască în orice moment una sau mai multe unități de cogenerare care alcătuiesc instalația de cogenerare de înaltă eficiență, dacă aceasta / acestea devin indisponibile din orice motiv. Având în vedere aceste considerente, cazanele au fost alese să asigure o capacitate termică totală de 100 MWt și un randament termic de minim 95%.

Pentru asigurarea flexibilității obligatoriu necesare în operare, numărul de cazane a fost ales în mod optim de 4 unități, însemnând o capacitate termică individuală a unui cazan de 25 MWt. Această capacitate poate fi fabricată și asamblată în fabrică, scurtându-se astfel timpul de implementare și punere în funcțiune. Totodată, se poate asigura cu această soluție o plajă largă de operare a sarcinii, de la cca. 5% la 100%.

Cazanele vor utiliza la intrare combustibil de bază gaz natural. Configurația aleasă acceptă la acest moment un conținut de hidrogen verde de până la 20%vol în compoziția gazului natural. De asemenea, configurația permite actualizarea ulterioară după implementare (upgrade) cu o instalație de ardere care să permită trecerea la un conținut de hidrogen verde într-o mai mare proporție, atunci când alimentarea cu amestec gaz natural + hidrogen va putea fi asigurată în mod fezabil și facil. Mai multe detalii despre această configurație se regăsesc în cap. 5.3.3 (se vor ignora specificațiile privind cazanul de abur).

3.0.2 Soluția B1 și B2

Soluțiile se bazează pe unitate de cogenerare cu motoare cu ardere internă utilizând ca energie primară gaz natural cu sistem de recuperare de căldură pentru termoficare.

Aceste soluții au la bază o instalație de cogenerare cu motoare cu ardere internă utilizând ca energie primară gaz natural, echipate cu sisteme de recuperare a căldurii pentru termoficare.

Descriere generală

Ambele soluții B1 și B2 au prevăzută ca tehnologie de cogenerare motoarele termice cu gaz, de ultimă generație. Cele mai recente tipuri de motoare pe gaz sunt echipate cu turbocompresoare cu două trepte, cu un nou proces de combustie (reglarea timpurie și tardivă a supapei de admisie a gazului). Datorită încărcării mai mari obținute astfel, puterea specifică a motorului poate fi mărită la o presiune medie efectivă de mai bine de 20 bar. În combinație cu un proces complex de combustie și de sincronizare a supapelor rezultă o creștere a eficienței electrice a motoarelor de până la cca. 50 %.

Temperatura de proces mai scăzută reduce tendința de a abate de la parametrii de funcționare declarați respectiv menține constant nivelul emisiilor de NOx (oxizii de azot). Deoarece motoarele cu turbocompresoare în două trepte permit temperaturi mai ridicate ale apei de răcire pentru prima etapă de răcire a aerului de încărcare, poate fi utilizată întreaga căldură de răcire a aerului de încărcare. Astfel eficiența generală a motorului pe gaz modern a crescut cu trei până la patru puncte procentuale datorită îmbunătățirii procesului de ardere internă a motorului precum și a posibilității de recuperare a unui procent mai mare din căldura totală de răcire a motorului.

Cele mai performanțe motoare din punct de vedere al eficienței electrice și al randamentului global sunt cele la care se folosește Ciclul Miller.

O schema generală de principiu pentru CHP, exemplificată pentru un motor termic având capacitatea de 1MWe, este prezentată mai jos:

O schema generală de principiu pentru CHP, cu sarcina electrică de 1 MW este prezentată mai jos:

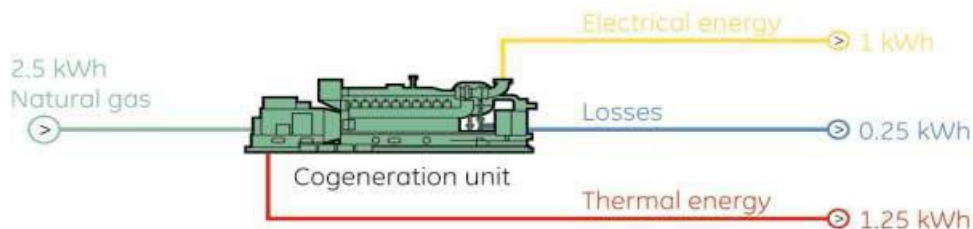


Figura 8. Schemă generală de principiu CHP cu motor termic

Legenda:

Cogeneration unit _ Agregatul de cogenerare

Losses _ Pierderi

Thermal energy – Energie termică

Electrical energy – Energie electrică

Natural gas – Gaz natural combustibil

Configurația tehnică asigură:

- o producție de energie electrică pentru piața liberă
- o producție de apă caldă pentru termoficare și pentru preîncălzirea apei de adaos

Unitatea de cogenerare utilizează la intrare combustibil de bază gaz natural.

Fiecare instalație de cogenerare va fi compusă din următoarele elemente principale:

- GenSet
 - o motor cu ardere internă, cu pistoane și cilindri în V, cu aprindere prin scânteie
 - o turbocompresor cu două trepte
 - o filtru aer de combustie
 - o răcitoare de aer
 - o răcitoare de apă
 - o răcitoare de ulei
 - o generator electric
 - o cuplaj motor-generator
 - o cadru metalic suport
 - o cabinete electrice de alimentare și control
- Auxiliare GenSet necesare operării corespunzătoare în cadrul sursei SACET
 - o schimbătoare de căldură recuperatoare de căldură
 - o pompe de apă
 - o radiatoare de evacuare a căldurii
 - o sistem de pornire cu aer comprimat
 - o sistem de alimentare cu ulei
 - o sistem de alimentare cu apă de răcire

- sistem de reducere emisii poluante
- alte sisteme suport necesare

Pentru asigurarea flexibilității obligatoriu necesare în operare și extinderea domeniului de operare la sarcini mici, se vor alege configurații care să includă un număr optim de motoare prin care să se maximizeze totodată eficiența electrică și eficiența globală oferită. Astfel, prin utilizarea unui număr de 4 motoare, instalația ar oferi un randament electric de până la 42% în timp ce, prin utilizarea unui număr de 3 motoare instalația ar oferi un randament electric de peste 48%.

Motoarele propuse vor utiliza la intrare combustibil de bază gaz natural pentru utilizarea în primii ani de exploatare. Configurația aleasă acceptă la acest moment un conținut de hidrogen verde de până la 25%vol în compoziția gazului natural. De asemenea, configurația permite actualizarea ulterioară după implementare (upgrade) cu ansamblul de ardere care să permită trecerea la un conținut de hidrogen verde într-o mai mare proporție, atunci când alimentarea cu amestec gaz natural + hidrogen va putea fi asigurată în mod fezabil și facil.

3.0.2.1 Soluția B1

Ucog.

Instalație de cogenerare de înaltă eficiență cu 4 (patru) motoare pe gaz cu capacitatea nominală totală de 23,6 MWe + 26,7 MWt, denumit în continuare Ucog.

Această configurație include o instalație de cogenerare de înaltă eficiență cu 4 (patru) motoare pe gaz cu capacitatea nominală totală de 23,6 MWe + 26,7 MWt și capacitatea nominală individuală de cca. 5,9 MWe + 6,7 MWt, în condiții de referință ISO (aer cu 25 °C și 30 %RH, la altitudinea de 100 m, generator 10,5kV cu $\cos(\varphi) = 1,0$).

În funcție de utilizarea temperaturii gazelor arse și de condițiile ambientale specifice amplasamentului, randamentul electric poate ajunge până la cca. 42%. Motorul operează stabil pe un domeniu larg al sarcinii electrice, între 30% și 100%. Motorul pornește în decurs de cca. 10 minute, din stand-by la sarcina 0% până la sarcina nominală 100%.

Ucog.bio

Vezi descrierea prezentată pentru Soluția A și detaliile din cap. 5.3.2.

Ufcog

Vezi descrierea prezentată pentru Soluția A și detaliile din cap. 5.3.3.

3.0.2.2 Soluția B2

Ucog.

Instalație de cogenerare de înaltă eficiență cu 3 (trei) motoare pe gaz cu capacitatea nominală totală de 31,2 MWe + 26,7 MWt, denumit în continuare Ucog

Descriere și performanțe Motor 10,4 Mwe

Această configurație include o instalație de cogenerare de înaltă eficiență cu 3 (trei) motoare pe gaz cu capacitatea nominală totală de 31,2 MWe + 26,7 MWt și capacitatea nominală individuală de cca.

10,4 MWe + 8,9 MWt, în condiții de referință ISO (aer cu 25 °C și 30 %RH, la altitudinea de 100 m, generator 10,5kV cu $\cos(\varphi) = 1,0$).

În funcție de utilizarea temperaturii gazelor arse și de condițiile ambientale specifice amplasamentului, randamentul electric poate ajunge la peste cca. 49%. Motorul operează stabil pe un domeniu larg al sarcinii electrice, între 30% și 100%. Motorul pornește în decurs de cca. 10 minute, din stand-by la sarcina 0% până la sarcina nominală 100%. Performanțele orientative ale motorului sunt prezentate mai jos :

Performanțele motorului de 10,4 MWe + 8,9 MWt								
Sarcina nom. combustibil la încărcarea de 100%		Sarcina. mecanică	Sarcina. electrică	Sarcina termică utilă				
				Aer	Ulei	Apa răcire motor	Gaze esap. 120 °C	Sarc. term. total
kWh	Nm3/h	kW	kW	kW	kW	kW	kW	kW
21.984	2.314	10.789	10.400	3.507	1.177	1.197	3.019	8.900

Tabel 10. Exemplu Performanțe motor 10,4 MWe + 8,9MWt be baza unei simulări făcute de producător

Un exemplu de bilant energetic posibil la realizarea BE este redat mai jos in Schema de recuperare a energiei termice Ucog. B2 (Unitate recuperare căldura):

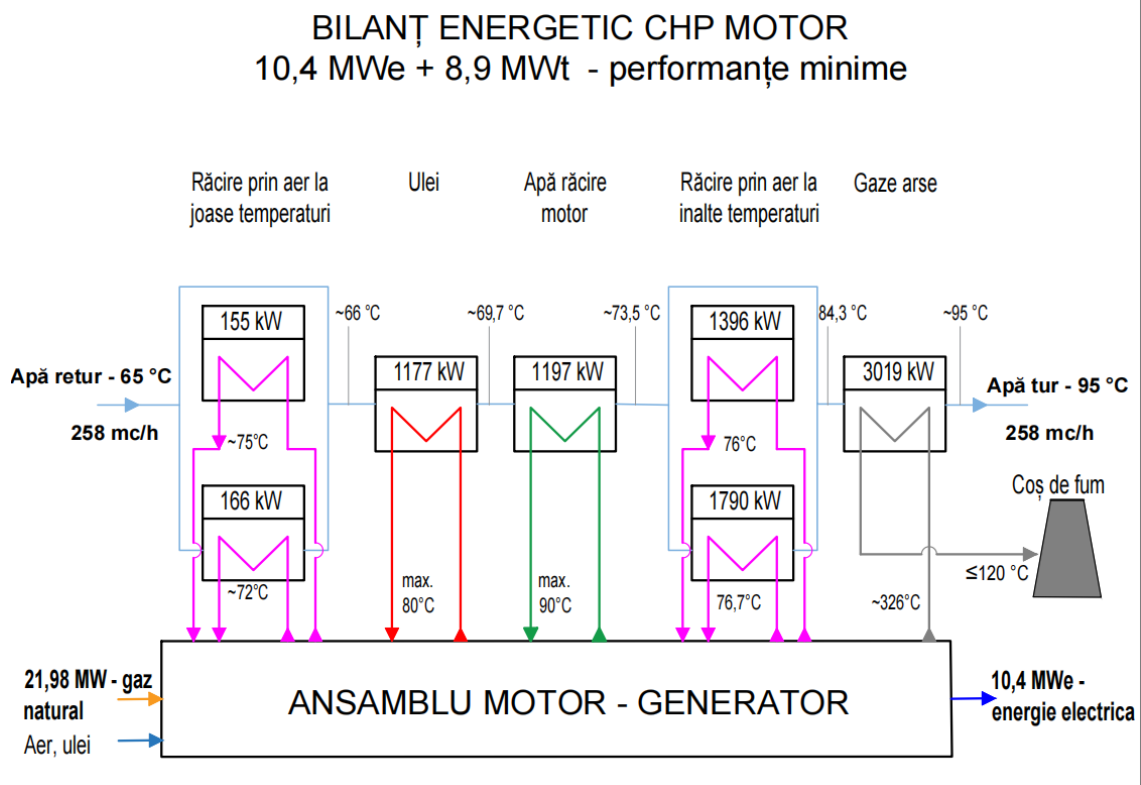


Figura 9. Exemplu Schemă ansamblu motor 10,4 MWe + 8,9MWt be baza unei simulări făcute de producător

Ucog.bio

Vezi descrierea prezentată pentru Soluția A și detaliile din cap. 5.3.2.

Ufcog

Vezi descrierea prezentată pentru Soluția A și detaliile din cap. 5.3.3.

Opțiune pentru soluțiile B1 și B2

Opțional pentru îmbunătățirea performanțelor pentru soluțiile B1 și B2 se poate folosi în combinație cu turboagregatul și o unitate de recuperare căldură reziduală cu pompa de căldură.

Această configurație implică o instalație de cogenerare cu turbină cu gaze cu o capacitate electrică nominală de 25 MWe și un recuperator de căldură gaze/apă cu o capacitate termică de cca. 26,7 MWt, în condiții de referință ISO (aer cu 15 °C și 60 %RH, la altitudinea de 100 m, generator 10,5kV cu $\cos(\varphi) = 1,0$).

Configurația prezintă avantajul flexibilității cheltuielilor de operare, mai reduse, însă din perspectiva numărului de unități generatoare (1 genset) există riscuri mai mari pentru indisponibilitate și în consecință producția în cogenerare s-ar putea diminua.

Configurația tehnică asigură:

- o producție de apă caldă pentru termoficare și pentru preîncălzirea apei de adaos
- o producție de energie electrică pentru piața liberă

Instalația de cogenerare utilizează la intrare combustibil de bază gaz natural. Instalațiile de ardere care compun centrala sunt:

- Turbina de gaz, care va utiliza drept combustibil principal gaz natural comprimat
- Recuperatorul de căldură generator de apă caldă pentru termoficare

Ucog.bio

Vezi descrierea prezentată pentru Soluția A și detaliile din cap. 5.3.2.

Ufcog

Vezi descrierea prezentată pentru Soluția A și detaliile din cap. 5.3.3.

3.1 Particularități ale amplasamentului:

- a) *descrierea amplasamentului (localizare - intravilan/extravilan, suprafața terenului, dimensiuni în plan, regim juridic - natura proprietății sau titlul de proprietate, servituți, drept de preempțiune, zonă de utilitate publică, informații/obligații/constrângeri extrase din documentațiile de urbanism, după caz);*

Municipiul Arad este reședința județului Arad, județ localizat în partea de vest a României, care se întinde de la Munții Apuseni până la câmpia largă formată de râurile Mureș și Crișul Alb. Se învecinează la nord și nord-est cu județul Bihor, la est cu județul Alba, la sud-est cu județul Hunedoara, la sud cu județul Timiș și la vest cu Ungaria.



Figura 10. Județul Arad

Locul propus pentru amplasarea noii configurații de producere a energiei termice și electrice este în **incinta actuală a CETH Arad, pe un teren situat în strada Ion Neculce, identificat prin numerele cadastrale de carte funciară nr. 307811, 307809, și 359603 (vezi anexele)**. Terenul propus se află în proprietatea publică a Municipiului Arad și administrat de CET Hidrocarburi SA (CETH).

Terenurile alocate proiectului de investiție au o suprafață totală de aproximativ **20.700 m²**, după cum se poate observa în cadrul planului de alocare propus. Terenul este împrejmuit la exterior cu gard de beton. Actualmente, terenul alocat include obiecte (clădiri, echipamente industriale) și instalații / rețele ale centralei termo-electrice existente în incintă; o parte din aceste obiecte sunt necesare să fie păstrate în noua configurație a centralei (stațiile electrice SE 6kV SI 1 și TP3, împreună cu cablurile aferente, magistrale de termoficare tur/retur și auxiliare aferente, conductă de gaz, etc.), în timp ce altă parte a obiectelor vor trebui desființate în vederea dezvoltării proiectului (stație pompe păcură și auxiliare, rezervoare de păcură subterane și supraterane, turn de răcire, cazanele CAF4 și CAF5, magazia de substanțe chimice, rezervor stocare HCl, conducte de păcură, etc) sau relocate acolo unde este cazul (rețele de apă).

Soluția propusă a ținut cont de accesul facil la noua centrală. Astfel, accesul rutier din exterior la amplasamentul propus, pentru execuția lucrărilor, pentru exploatare, pentru accesul mașinilor de intervenție a pompierilor, se poate realiza fie din strada Ion Neculce, fie din strada Voievod Moga. Totodată, accesul la terenul alocat dezvoltării noii surse se poate realiza și din interiorul incintei CETH, prin utilizarea accesului rutier disponibil din bulevardul Nicolae Titulescu sau din Calea Iuliu Maniu.

De asemenea, în imediata vecinătate a terenului se află o linie de cale ferată funcțională, care face legătura între gara CF Arad și gara CF Timișoara, pentru transport public de persoane și transport de marfă. Soluția propusă a ținut cont de gardul existent separator între terenul propus pentru alocare și

terenul utilizat de calea ferată. În vederea realizării construcțiilor aferente noii centrale, se va ține cont în faza de proiectare PT+DE de toate condițiile tehnice, inclusiv obținerea de avize din partea CFR dacă este cazul.



Figura 11. Plan amplasament propus

Zona S1, conform plan de amplasament anexat se compune din
Nr. cadastral 307811 – 9470 mp

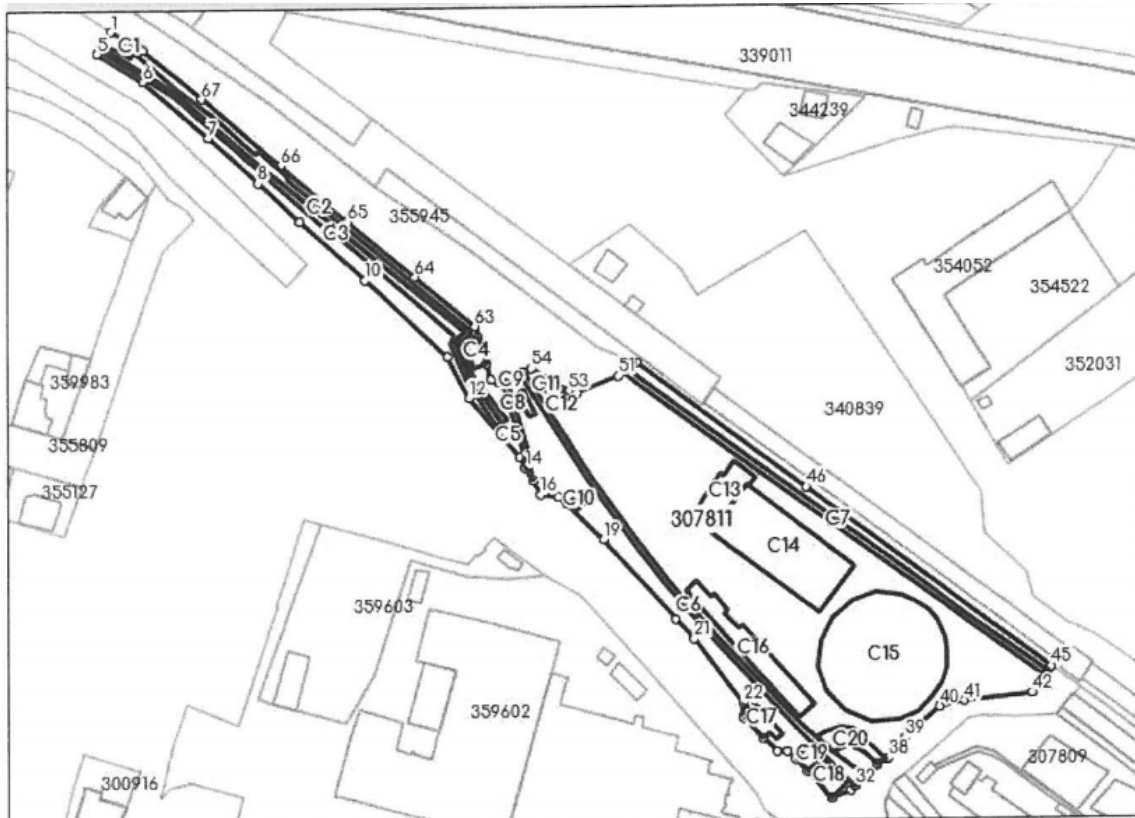


Figura 12. Nr. cadastral 307811 – 9470 mp

și

Nr. cadastral 307809 – 9522 mp

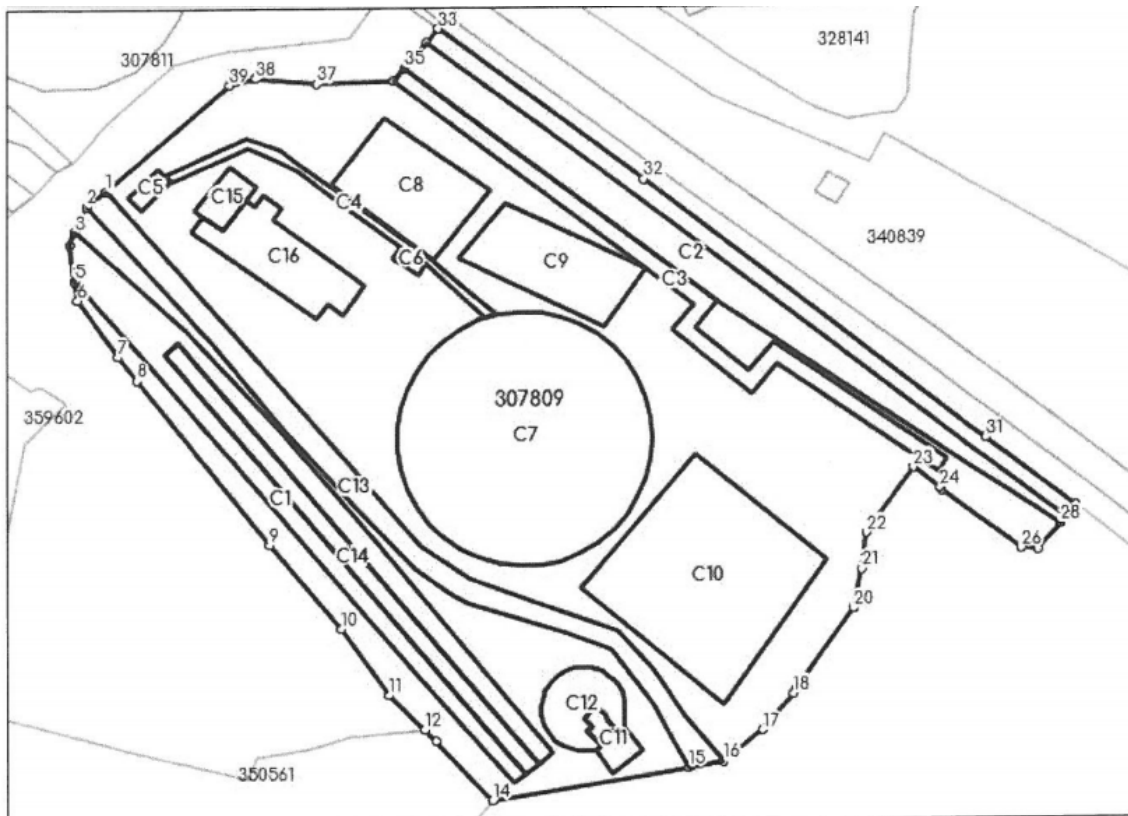


Figura 13. Nr. cadastral 307809 – 9522 mp

**Zona S2, conform plan de amplasament anexat se compune din
Nr. cadastral 359603 – 1700 mp**

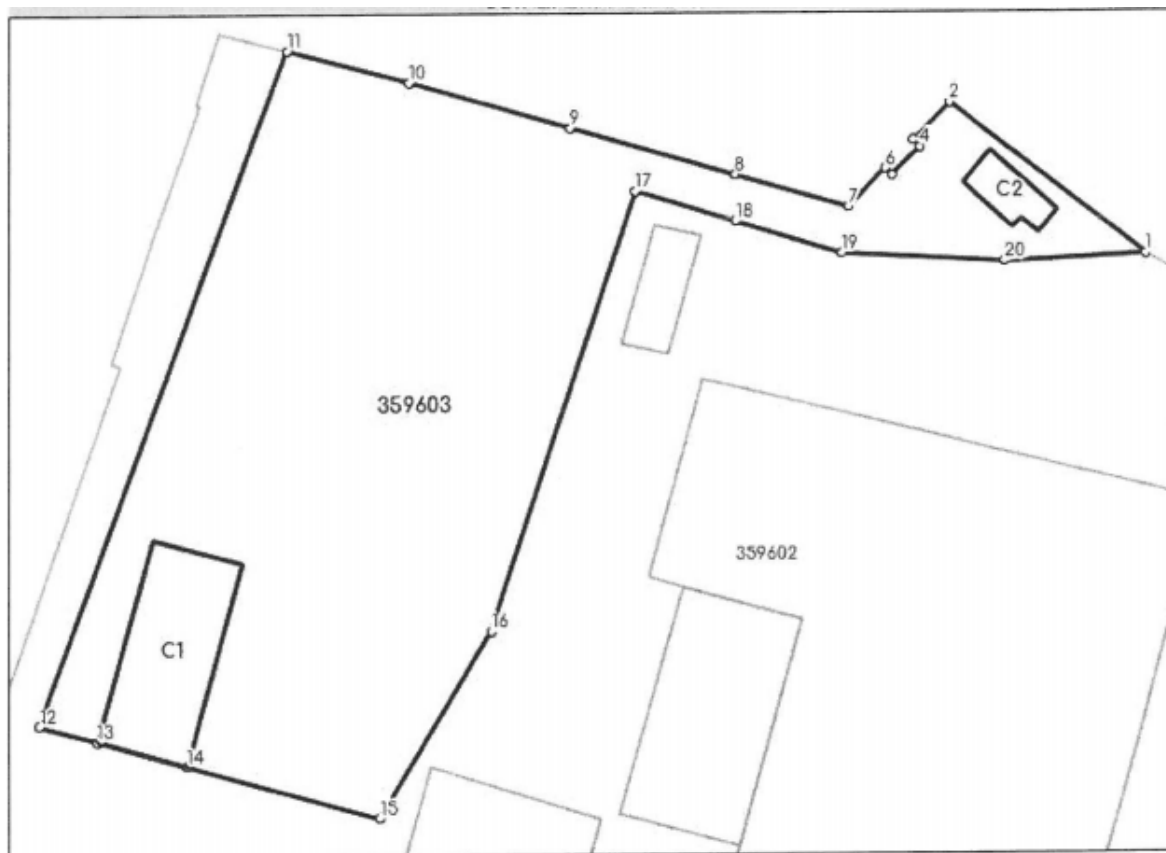


Figura 14. Nr. cadastral 359603 – 1700 mp

În vederea realizării lucrărilor, Beneficiarul va asigura eliberarea amplasamentului de materialele și echipamentele care sunt în prezent depozitate pe teren.

În amplasamentul alocat pentru noua centrală s-au constatat o serie de clădiri, instalații și facilități tehnologice, unele utilizate altele neutilizate în prezent. Obiectele neutilizabile din amplasamentul de proiect vor trebui obligatoriu dezafectate prin operațiuni de demontare, demolare, etc. Respectivul construcții și instalații pot fi identificate în planul de situație inclus în secțiunea Anexe.

Totodată, în amplasament sunt depozitate diverse echipamente și materiale vechi. Acestea vor necesita îndepărtarea lor din amplasament, de către beneficiar, înainte de începerea efectivă a lucrărilor.

Având în vedere solicitarea beneficiarului de a include lucrările necesare pentru aducerea terenului de proiect la stadiul de construire, în urma evaluării condițiilor s-au identificat următoarele operațiuni necesare în vederea pregătirii terenului pentru construirea centralei:

a) în zona 1 de proiect (terenul S1):

- Demolare magazie de substanțe chimice
- Demolare platforme de beton, după cum este cazul
- Demolare cale ferată industrială, dacă este cazul
- Defrișare spații verzi în zonă (arbuști, mărăciniș, etc.), unde este cazul
- Demolare drumuri betonate / asfaltate, dacă este cazul
- Demolare drumuri asfaltate, dacă este necesar
- Demolare alei/trotuare din jurul clădirilor

- Demolare cămine de canalizare, drenaje, dacă este cazul
 - Demontare suportți din beton/metal, stâlpi, dacă este cazul
 - Demontare echipamente și instalații tehnologice din stația de pompare păcură
 - Demolare clădire stație de pompare păcură
 - Demolare platforme stație de pompare păcură
 - Demolare decantor stație de pompare păcură
 - Demolare rezervoare de păcură nr. 1-4
 - Demontare conducte de păcură
 - Demolare turn de răcire, fundații și canale aferente
 - Demolare rezervor de HCl și anexe
 - Demontări de conducte, unde este cazul
 - Relocări de conducte, unde este cazul
- b) în zona 2 de proiect (terenul S2):
- Demontare echipamente electrice aferente TP8-TR11-TR12
 - Demolare construcție TP8
 - Demontare rezervor existent lângă TP8
 - Demolare construcție CAF6
 - Demolare garaj auto nr. 2
 - Demolare rezervoare existente lângă garaj auto
 - Demolare cămine de canalizare, drenaje, dacă este cazul
 - Refacere trasee de conducte existente în proximitate, dacă este cazul
- c) în zona 3 de proiect (alte suprafețe din incinta CETH):
- Nu sunt prevăzute lucrări de dezafectare și demolare la clădirile și instalațiile existente CETH
 - Demontări izolații termice, aparataje și conducte aferente degazorului termic existent, în scopul modernizării / reabilitării
 - Curățire, verificare și reparații degazor existent

Toate instalațiile întâlnite în zona de teren alocată dezvoltării proiectului vor fi înlăturate în măsura în care este posibil (costuri incluse în bugetul de proiect), sau vor fi deviate dacă există condiționalități de păstrare în funcțiune a acestora; în cazul din urmă, cheltuielile pentru acest tip de lucrări vor fi decontate din bugetul de cheltuieli diverse și neprevăzute (cap. 5.3 DG).

Dacă este cazul, anumite părți de construcție pot face obiectul unor evaluări / expertize în vederea înglobării fundațiilor existente (părți din acestea) în structura de rezistență nou proiectată. Se vor realiza umpluturi până la cota de fundare, umpluturi ce se vor realiza din balast stabilizat cu ciment, unde e cazul.

b) relații cu zone învecinate, accesuri existente și/sau căi de acces posibile;

Accesul la parcela alocată dezvoltării noii surse cu unitate de cogenerare de înaltă eficiență se poate realiza din interiorul incintei CETH, prin utilizarea accesului din bd. Nicolae Titulescu, din Calea Iuliu Maniu, sau din strada Neculce.

c) orientări propuse față de punctele cardinale și față de punctele de interes naturale sau construite;

Orientările construcțiilor și a echipamentelor propuse s-au făcut pe baza recomandărilor certificatului de urbanism, respectând P.O.T, C.U.T, și ținându-se cont de indicatorii urbanistici relevanți din document.

d) surse de poluare existente în zonă;

Pe lângă sursa de producție actuală a CET Hidrocarburi Arad SA, în zona proiectului propus, nu sunt existente surse de poluare semnificative.

e) date climatice și particularități de relief;

Date climatice și de relief:

Clima orașului este continental-moderată, cu slabe influențe mediteraneene, vara înregistrându-se o temperatură medie de 21 °C și iarna o temperatură medie de -1 °C. Date geo climatice :

- Zona climatică: II, temperatura exterioară de calcul = -15°C (conf. SR 1907-1/2014).
- Zona eoliană: IV, viteza convențională a vântului (conf. SR 1907-1/2014):
- Durata perioadei de încălzire pentru temperatura exterioară medie zilnică de 12°C: 188 zile (conf. SR 4839/2014). Temperatura de 12°C este temperatura exterioară medie zilnică care marchează începutul/opririi încălzirii.
- Altitudinea: 117 m (conf. SR 4839/2014).

Cantitatea medie multianuală de precipitații este de 582 mm. Cele mai mari cantități de precipitații se înregistrează în luna iunie (88,6 mm), în general sezonul cald înregistrând 58% din cantitatea totală ca o consecință directă a dominației vânturilor din vest. Se mai înregistrează un maxim secundar în lunile de toamnă (24% din cantitatea medie anuală). Între cele două maxime se intercalează un minim principal: februarie, martie, cu cea mai scăzută valoare de 30 mm și un alt minim în septembrie de 36,5 mm.

Datorită poziției în câmpie a Aradului, zona este supusă tot timpul anului advecției aerului umed din vest și ascensiunea sa în contact cu rama muntoasă a Apusenilor, de aici și explicația frecvenței ridicate a zilelor cu precipitații de 120.

Valoarea medie anuală a umidității relative este de 76%.

Frecvența medie a circulației maselor de aer este cea sud-estică, frecvența maximă fiind atinsă în luna octombrie (22,6%), urmată de cea sudică în noiembrie (18,9%), de cea nord-estică în mai (17,8%) și cea nord-vestică în iulie (15,0%).

f) existența unor:

- **rețele edilitare în amplasament care ar necesita relocare/protejare, în măsura în care pot fi identificate:**

La momentul redactării, nu sunt cunoscute toate detaliile privind amplasamentul și existența unor rețele care ar necesita relocare. Eventualele măsuri de relocare și/sau protejare vor fi identificate și dezvoltate în etapele viitoare de definire a proiectului (PT).

- **posibile interferențe cu monumente istorice/de arhitectură sau situri arheologice pe amplasament sau în zona imediat învecinată; existența condiționărilor specifice în cazul existenței unor zone protejate sau de protecție:**

Pe amplasamentul propus sau în imediata apropiere nu se situează monumente istorice sau de arhitectură, situri arheologice, sau zone protejate.

- terenuri care aparțin unor instituții care fac parte din sistemul de apărare, ordine publică și siguranță națională:

Nu este cazul. Terenul alocat permite accesul independent la drumurile publice.

g) caracteristici geofizice ale terenului din amplasament – extras din studiul geotehnic elaborat conform normativelor în vigoare, cuprinzând:

- (i) date privind zonarea seismică:**

În conformitate cu Codul P100-1/2013, perioada de colț $T_c = 0,7s$. Factorul de amplificare dinamică maximă a accelerației orizontale a terenului de către structură $\beta_0 = 2,5$. Spectrul normalizat de răspuns elastic $S_e(T) = a_g \beta(T)$ se consideră pt. Zona Banat (fig. 3.4 din codul menționat) iar accelerația orizontală a terenului pt. proiectare $a_g = 0,20g$.

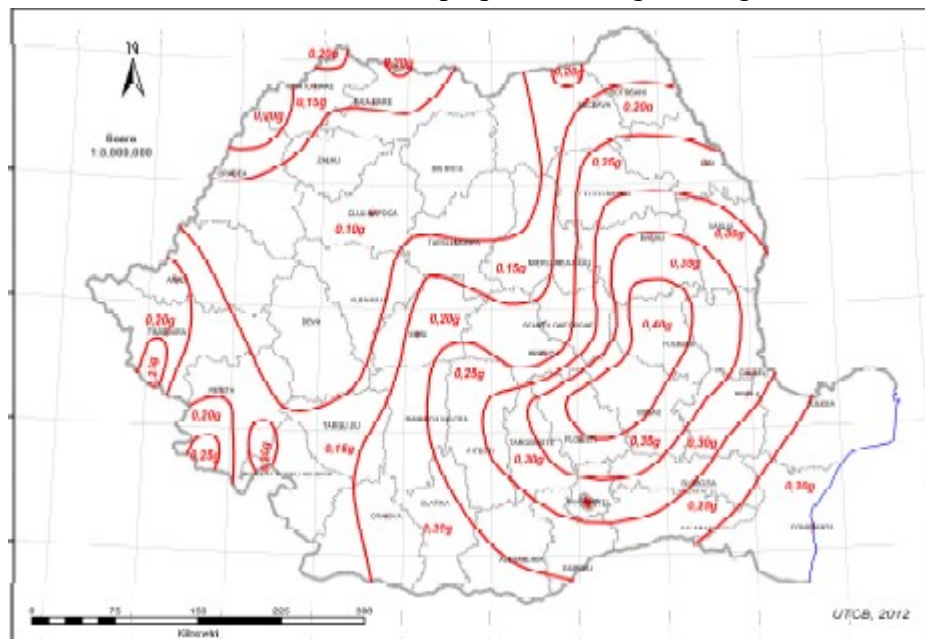


Figura 15. Harta zone seismice I

Romania -Zonarea valorilor de vârf ale accelerației terenului pentru proiectare a_g cu $IMR = 225$ ani și 20% probabilitate de depășire în 50ani

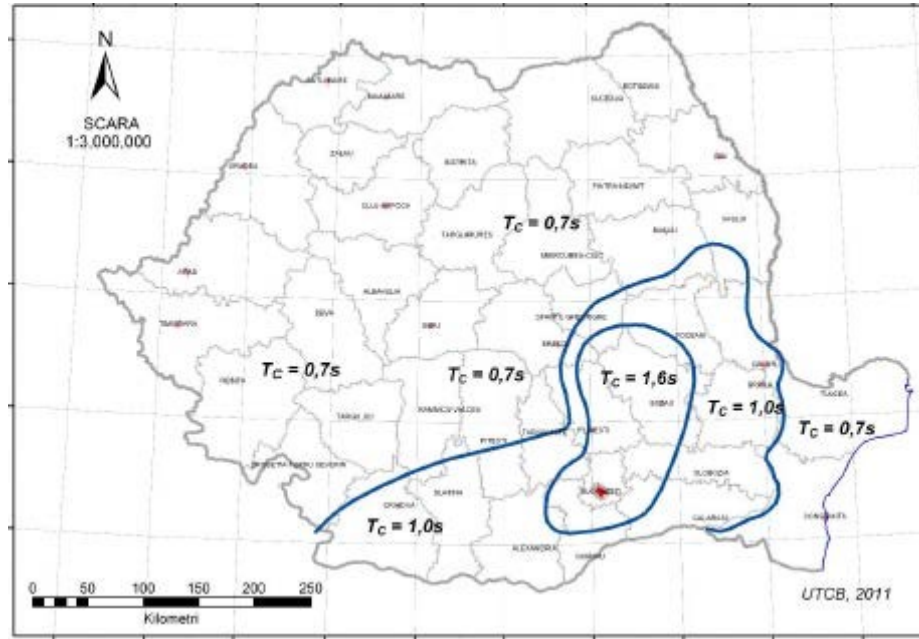


Figura 16. Harta zone seismice 2

Zonarea teritoriului României în termeni de perioadă de control (colț) T_c a spectrului de răspuns – P100-1/2013

- (ii) **date preliminare asupra naturii terenului de fundare, inclusiv presiunea convențională și nivelul maxim al apelor freatice;**

Pânza de apă freatică

Din punct de vedere al gospodăririi apelor se menționează ca realizarea investiției de față nu influențează regimul apelor subterane sau de suprafață.

Adâncimea de îngheț

Adâncimea de îngheț în zona cercetată este de 60 cm ... 70 cm, conform STAS 6054-77.

Caracteristicile fizico-mecanice ale terenului

Traseul conductelor de alimentare cu energie termică este amplasat în zone stabile, neafectate de alunecări de teren.

Din punct de vedere al rezistenței la sapare, (Indicator de normă de Deviz TS/1981) pământurile se pot încadra astfel :

- Sapatura manuală – teren categoria ușor, mijlociu;
- Sapatura mecanică – teren categoria II;

Stratificațiile solului în amplasament este format din nisip argilos gălbui, plastic vartos, nisip prafos gălbui, cu intercalații roșiatice, cu indesare mediu, nisip mijlociu și mare cu pietris, indesar.

Presiunea convențională de bază : $p_{conv} = 230$ kPa

Apa subterană, la data efectuării forajului 18.02.2020, a fost interceptată la adâncimea de -6,20 m, fiind cu caracter ușor ascensional. Se apreciază că nivelul maxim poate ajunge până la cota de -3,50 m față de cota terenului natural. Din buletinul de analiză chimică pe sol nr. 14.496 /2020 rezultă faptul că solul nu prezintă agresivitate chimică față de betoane

- (iii) **date geologice generale;**

Din punct de vedere geomorfologic, amplasamentul cercetat se găsește într-o zonă de câmpie joasă de tip aluvială de subsidență recentă, formată în perioada cuaternară din depozite fluvio-lacustre (argile, nisipuri, pietriuri), având suprafața relativ plană, cu altitudini cuprinse 80 m ... 90 m. Amplasamentul nu este afectat de fenomene fizico-mecanice care să-i pericliteze stabilitatea prin fenomene de alunecare.

Din punct de vedere geologic zona aparține Bazinului Panonic, coloana litologică a acestui areal cuprinzând un etaj inferior afectat tectonic și o cuvertură posttectonică.

Depozitele cuaternare care constituie terenurile de fundare, sunt reprezentate în general prin trei tipuri genetice de formațiuni:

- Aluvionare - aluviuni vechi și noi ale râurilor regiunea și intra în constituția teraselor și luncilor acestora;
- Gravitaționale - reprezentate prin alunecări de teren și deluvii de pantă, ce se dezvoltă în zona de „ramă” a depresiunii.

Cu geneză mixtă (eoliană, deluvial-proluvială) – reprezentate prin argile cu concrețiuni feromanganoase și depozite de piemont.

- (iv) **date geotehnice obținute din: planuri cu amplasamentul forajelor, fișe complexe cu rezultatele determinărilor de laborator, analiza apei subterane, raportul geotehnic cu recomandările pentru fundare și consolidări, hărți de zonare geotehnică, arhive accesibile, după caz;**

Pentru noua investiție se va utiliza studiul geotehnic efectuat pe amplasament. Acest studiu prezintă date relevante asupra stratificației solului și a condițiilor de fundare.

Factorii de care depinde riscul geotehnic, exprimat prin categoria geotehnică, sunt menționați mai jos și adaptați obiectivului în studiu, rezultând un punctaj conform tabelului de mai jos, astfel :

FACTOR		PUNCTAJ
Condiții teren	Teren mediu	3
Apă subterană	Fără epuizamente	1
Clasificare construcție	Normală	3
Vecinătăți	Fără riscuri	1
Seismicitate	ag = 0,20 g	2
Risc geotehnic		10

Tabel 11. Factorii de care depinde riscul geotehnic

Conform normativului NP074/2014, pentru un total de 10 puncte riscul geotehnic este moderat, adică categoria geotehnică 2.

Categoria geotehnică 2, include tipuri uzuale de încercări asupra terenului și lucrări și fundații fără riscuri anormale sau condiții de teren și de solicitare neobișnuite.

Categoria geotehnică 2 obligă la obținerea de date cantitative și calcule geotehnice, dar cu folosirea încercărilor de rutină pentru laborator și de teren, pentru proiectarea și execuția construcției.

Stratificația interceptată în foraj este :

-0,00 ÷ - 1,60 m – umplutură heterogenă, necompactată, cu grosime variabilă în limitele amplasamentului.

-1,60 ÷ - 2,00 m – argilă, cafenie, plastic consistentă, $I_c = 0,61$.

-2,00 ÷ - 2,60 m – argilă, cafenie, plastic consistentă spre vârtoasă, $I_c = 0,75$.

-2,60 ÷ - 8,00 m – argilă, cafenie, plastic consistentă spre vârtoasă, saturată în bază, strat neepuizat, $I_c = 0,80$.

Pachetul de pământuri coezive este în stare plastic consistentă spre vârtoasă ($I_c = 0,73 \dots 0,83$) fiind cu compresibilitate mare ($M = 7924 \dots 8498$ kPa) conform aprecierii pe baza sondajului de penetrare și analizei de laborator

Concluzii și recomandări

Pe baza elementelor prezentate în studiul geotehnic se pot sintetiza următoarele concluzii și recomandări.

- Stabilitatea terenului este asigurată iar lucrările de prospectare geotehnică au scos în evidență o omogenitate relativ bună în ceea ce privește stratificația terenului de pe amplasament.
- La suprafața terenului până la adâncimea de 1,60 m este un strat de umplutură heterogenă, necompactată, cu resturi de materiale de construcții.
- De la adâncimea de 1,60 m este un strat de pământ coeziv, cafeniu, plastic consistent spre vârtoș și cu compresibilitate mare, neepuizat până la -8,00 m.
- Apa subterană, la data efectuării forajului 18.02.2020, a fost interceptată la adâncimea de -6,20 m, fiind cu caracter ușor ascensional. Se apreciază că nivelul maxim poate ajunge până la cota de -3,50 m față de cota terenului natural. Din buletinul de analiză chimică pe sol nr. 14.496 /2020 rezultă faptul că solul nu prezintă agresivitate chimică față de betoane.
- Pentru construcțiile ce urmează să se execute, se recomandă fundarea directă la adâncimea minimă $D_{fmin} = 2,00$ m față de nivelul terenului natural, adâncime ce urmează să fie definitivată de proiectant conf. Normativ NP 112 – 2013.

Deoarece grosimea stratului de umplutură este variabilă în limitele amplasamentului, nu este exclus ca la deschiderea săpăturii să se modifice cota finală de fundare.

- Față de cele menționate la punctul anterior stratul de teren de la nivelul tălpii fundației este un strat de argilă, cafenie, plastic consistentă spre vârtoasă, interceptată până la adâncimea de 8,00 m.
- În faza de predimensionare a noilor fundații, drept capacitate portantă a terenului se va admite p_{conv} stabilit în funcție de presiunea convențională de bază p_{conv} (pt. $B = 1,00$ m și $D_f = 2,00$ m) corectată pentru lățimea și adâncimea de fundare corespunzătoare fundației dimensionate și pentru gruparea de încărcări, conf. STAS 3300/2-85.
Pentru stratul menționat, care poate veni în contact cu talpa fundației, în funcție de adâncimea de fundare adoptată, **presiunea convențională de bază : $p_{conv} = 230$ kPa**
- În conformitate cu STAS 3300/2-85, pentru construcții obișnuite, nesensibile la tasări diferențiate și terenuri bune de fundare, se pot folosi presiunile convenționale și în faza de dimensionare a fundațiilor, situație în care se încadrează și cazul analizat.
- La proiectarea infrastructurii se va ține seama de prescripțiile ‘Normativului pentru proiectarea structurilor de fundare directă’ indicativ NP 112 – 2013.

- Clasele de expunere pentru betoanele din infrastructură: La stabilirea clasei minime de beton și a tipului de ciment folosit pentru betoanele infrastructurii, se va ține seama și de clasa de expunere în raport cu nivelul și agresivitatea apei subterane, conform SR EN 206-1 și Codului CP 012/1:2007 și anume:
 - o Clasa de expunere XC2 (umed, rareori uscat), pentru fundațiile situate sub nivelul de îngheț, la care corespunde o clasă de rezistență a betonului C16/20, cu dozaj minim de ciment 260Kg/m³., conform Tabelului F1.1 din codul de practica CP 012/1/2007 intitulat “Cod de practică pentru producerea betonului”.
 - o Combinația de clasa de expunere XC4+XF1, pentru elementele exterioare expuse la îngheț și în contact cu apa de ploaie (fundații deasupra nivelului de îngheț), la care corespunde o clasă de rezistență a betonului C25/30, cu un dozaj minim de ciment 300Kg/m³., conform Tabelului F1.1 din codul de practica CP 012/1/2007 intitulat “Cod de practică pentru producerea betonului”.
- Se recomandă executarea unei centuri suplimentare la talpa fundației pentru o mai bună rigidizare a construcției.
- Din punct de vedere al rezistenței la săpare terenurile interceptate se încadrează la terenuri mijlocii.
- Lucrările de terasamente, inclusiv cele aferente (săpături, sprijiniri, umpluturi etc.) se vor executa cu respectarea întocmai a tuturor normativelor în vigoare cu privire la aceste lucrări (C 169-83, Ts inclusiv normele de protecția muncii, etc.) prevederi de care trebuie să se țină seama la toate lucrările de construcții până la cota ± 0,00 m a construcției.

După realizarea săpăturilor pentru fundații, constructorul împreună cu beneficiarul vor solicita prezența proiectantului de rezistență și a geotehnicianului pentru aprecierea calității terenului de fundare identificat punctual, geotehnicianul urmând să analizeze și să completeze (prin investigații de penetrare sau alte încercări specifice) elementele necesare executării fundațiilor proiectate.

- (v) **încadrarea în zone de risc (cutremur, alunecări de teren, inundații) în conformitate cu reglementările tehnice în vigoare;**

Conform studiu geotehnic de mai sus.

- (vi) **caracteristici din punct de vedere hidrologic stabilite în baza studiilor existente, a documentărilor, cu indicarea surselor de informare enunțate bibliografic.**

Nu este cazul.

3.2 Descrierea din punct de vedere tehnic, constructiv, funcțional-arhitectural și tehnologic:

3.2.1 Scenarii și configurații tehnice fezabile identificate și prezentate

Pentru a găsi o soluție de dezvoltare eficientă a sursei de producție consultantul a identificat și analizat separat opțiuni fezabile pentru sursa de cogenerare _ Blocul energetic „BE” _ corespunzător cererii de energie termică la baza și la mediul curbei de sarcină , cat și pentru acoperirea necesarului la vârful curbei de sarcină cu cazane cu apa fierbinte CAF. La baza curbei de sarcină este prevăzută un „BE” cu cogenerare cu funcționare pe biomasă lemnoasă .

Conform cerințelor din Tema de proiectare elaborată pentru proiectul “ Sursa de producție energie utilă _ termică și electrică_ prin cogenerare de înalta eficiența ” pentru SACET Arad _ Etapa 1 _ pentru proiectul de investiție au fost identificate în conformitate cu conținutul cadru din Anexa 2 la HG 907/ 2016 soluții fezabile pentru unități de producție energie utilă _ termică și electrică_ prin cogenerare de înalta eficiența de ultima generație cu turbine cu gaz natural și motoare termice .

Din cadrul configurațiilor fezabile identificate mai sus, în capitolul 3.0, s-au ales a fi comparate 2 soluții fezabile dintre cele identificate:

In continuare se vor analiza în detaliu 2 solutii:

Soluția B1	Ucog1	Instalație de cogenerare de înaltă eficiență cu motoare pe gaz cu capacitatea electrică nominală totală de 23,6 MWe + 26,7 MWt (obiect 1), denumit în continuare Ucog
	CHPBio	Centrală termo-electrică pe biomasă cu capacitatea electrică nominală de 1,8 MWe + 5,5 MWt (obiect 2), denumit în continuare CHPBio
	Ufcog	Instalație de producere a energiei termice cu cazane pe gaz cu sarcina termică nominală de 100 MWt și un cazan cu abur de 6 t/h (obiect 3), denumit în continuare Ufcog .
Soluția B2	Ucog1	Instalație de cogenerare de înaltă eficiență cu motoare pe gaz cu capacitatea electrică nominală totală de 31,2 MWe + 26,7 MWt (obiect 1), denumit în continuare Ucog .
	CHPBio	Centrală termo-electrică pe biomasă cu capacitatea electrică nominală de 1,8 MWe + 5,5 MWt (obiect 2), denumit în continuare CHPBio
	Ufcog	Instalație de producere a energiei termice cu cazane pe gaz cu sarcina termică nominală de 100 MWt și un cazan cu abur de 6 t/h (obiect 3), denumit în continuare Ufcog .

Tabel 12. Scenarii și configurații tehnice fezabile identificate și prezentate

Soluția B1 se va denumii în continuare scenariu S1

Soluția B2 se va denumii în continuare scenariu S2

3.2.1.1 Scenariu 1 cu 4 (patru) unități de cogenerare cu motoare pe gaz cu ardere internă

3.2.1.1.1 Sursele de producție aferente Scenariului 1

- Instalație de cogenerare de înaltă eficiență cu motoare pe gaz cu capacitatea electrica nominala totală de 23,6 MWe + 26,7 MWt (obiect 1), denumit în continuare **Ucog_S1**
- Centrală termo-electrică pe biomasă cu capacitatea electrica nominala de 1,8 MWe + 5,5 MWt (obiect 2), denumit în continuare **CHPBio**
- Instalație de producere a energiei termice cu cazane pe gaz cu sarcina termica nominala de 100 MWt si un cazan cu abur de 6 t/h (obiect 3), denumit în continuare **Ufcog**.

3.2.1.1.2 Instalații și construcții auxiliare aferente Scenariului 1

- Acumulator de căldură atmosferic
- Stație de pompare agent termic
- Degazor termic pentru apă de termoficare
- Stație electrică și sistem de control distribuit (prezentat mai sus)
- Servicii generale, demolări, rețele în incintă și racorduri

3.2.1.1.3 Descrierea surselor de producție aferente scenariu 1

3.2.1.1.3.1 Configurație unitate Ucog. 1_S1

Ansamblul motor pe gaz, include generatorul electric cu cutie de borne și excitator, turbocompresorul de aer/gaz cu răcitorul de aer, rezervorul de lucru pentru ulei, modul specific de alimentare cu gaz natural, instrumentația și vanele de gaz pentru controlul arderii, sistem pneumatic de pornire, racordurile flexibile și conducte de legătură între subansamble, clapetii pentru gazele de ardere, complet ansamblat pe cadru metalic comun, cu accesorii de montaj pe fundație.

Sistem de automatizare propriu, format din panouri de control pentru motor și generator, cu automat / controller programabil, cu module I/O și consolă operator HMI cu display LCD, cu controllerele specifice de motor (aprindere, cilindri), cu sincronizator de rețea, cu relee de protecție specifice generatorului, cu sistem de excitație a generatorului, cu transformatoare de măsură pentru curent și tensiune, cu modem pentru monitorizare de la distanță în scop de service, cu interfețe de comunicație cu sistemul DCS, cu dulap de automatizare pentru integrare în DCS.

Sistem electric de alimentare joasă tensiune c.a. și c.c., inclusiv sursă UPS, tratare neutru, etc. Alimentarea generală de c.a. se va realiza din dulapul de joasă tensiune 0,4 kV a stației electrice prevăzute în cadrul acestei investiții.

Sistem de pornire cu aer comprimat de înaltă presiune de min. 30 bar, cu compresor în min. 2 trepte, cu rezervor de aer dotat cu sistem de purjare automat, cu instrumentație, vane și robineti, conducte de oțel inoxidabil, cu panou de comandă dotat cu interfață de comunicație.

Sistem de aer comprimat instrumental pentru controlul vanelor cu acționare pneumatică.

Sistem de lubrifiere cu ulei, inclusiv rezervoare de stocare ulei proaspăt și ulei uzat dimensionate pentru încărcare / descărcare completă circuite ulei+motor, cu pompe ce asigură umplerea / descărcarea automată a rezervoarelor, cu vane de control on/off, robineti, contoare, conducte, izolații, etc.

Sistem de răcire motor complet echipat, inclusiv schimbătoare de căldură ulei/apă și apă/apă, răcitoare apă/aer de evacuare căldură și clapetii de by-pass gaze ardere, vane de reglaj, robineti, vase de expansiune, armături, conducte, izolații termice, electropompe, panouri de comandă.

Sistem de recuperare a căldurii, cu schimbător de căldură apă/apă pentru racord la circuitul de termoficare al CET, inclusiv robineti, armături și vane de reglaj, contor de energie termică, contor de apă adaos, conducte, izolații termice, instrumentație, electropompe, panou de comandă.

Sistem de recuperare a căldurii din gazele de ardere, racordat la circuitul de termoficare al CET, inclusiv clapete de by-pass, compensatoare, robinete, armături, vane de reglaj, instrumentație, panou de comandă, conducte, izolații termice, alte elemente necesare.

Sistem de ventilație pentru alimentare cu aer proaspăt de combustie și răcire, respectiv pentru evacuare aer uzat, inclusiv amortizoare de zgomot, clapete, tubulatură, izolații, instrumentație și control, convertizoare de frecvență, panouri de comandă.

Sistem de reducere a emisiilor complet echipat, care să asigure încadrarea în limitele maxime admisibile aplicabile în cazul acestei investiții și adaptabilitatea la viitoarele modificări ale reglementărilor privind poluarea aerului.

Sistem de evacuare a gazelor de ardere, inclusiv amortizoare de zgomot, suflantă de siguranță pentru evacuarea gazelor de ardere remanente, clapete, tubulatură, compensatoare, instrumentație.

Înălțimea cosului de fum va fi stabilită astfel încât să respecte normele de mediu în vigoare, pentru locația indicată în documentație.

Sistem de alimentare cu gaz natural, inclusiv vane de izolare, vane de siguranță, contor cu interfață de comunicație, filtru, regulator, conductă, detector scăpări de gaz, alte elemente necesare.

Unitatea de cogenerare se livrează / instalează în container / clădire metalică, cu asigurarea tuturor structurilor metalice de acces, de susținere, de mentenanță interioară și exterioară - suportți, ancore, platforme, balustrade, scări, grătare, etc.

Unitatea de cogenerare va fi dotată cu pod rulant acționat manual de la sol, dimensionat în funcție de piesa cea mai grea pe care trebuie să o ridice / manipuleze / transporte respectiv de dimensiunile stabilite pentru container.

Ansamblul motor pe gaz va avea următoarele parametrii

- Unitati in cogenerare, patru bucati de 5,9 MWe / 6,675 MWt (condiții ISO), construite in jurul unui motor. Motorul va funcționa cu gaze naturale.
- Motorul va fi echipat cu sistem de comanda, control, protecție si posibilitate de comunicare bidirecțional cu sistemul SCADA dispecer
- Schimbător de căldura apa-apa (glicol) pentru preluarea energiei termice din instalația de răcire a motorului;
- Generator electric 50 Hz, 10,5 kV

Echipamente electrice :

- Tablou protecție generator echipat;
- Sistem de bare pentru conectare cabluri si echipamente;
- Transformatoare auxiliare de asigurare a nivelului de tensiune;
- Echipamente anexe unitatii de cogenerare:
- Gospodaria de ulei (electropompe, filtre, rezervoare de ulei)
- Instalatia de alimentare si filtrare a aerului de ardere si de racire;
- Instalatie de evacuare a aerului de racire
- Atenuator de zgomot pe traseul de evacuare al gazelor de ardere;
- Instalatia de reducere a emisiilor poluante (catalizator)

Cerințele minime pe care le va respecta noua unitate de cogenerare sunt următoarele:

- Număr de unități de cogenerare: 4 buc.
- Număr de motoare / unitate: 1 buc.
- Combustibil: gaz natural
- Capacitate electrică minimă 5,9 MWe. nivel tensiune 10,5 kV
- Capacitate termică minimă 6,67 MWt
- Temperatură agent termic tur/retur: 90/60 °C

- Randament electric: $\geq 41,5 \%$
- Randament global: $\geq 88 \%$
- Nivel de emisie NOx la coș: $< 75 \text{ mg/Nm}^3$ pentru 15% O2 an.uscată
- Nivel de emisie CO la coș: $< 100 \text{ mg/Nm}^3$ pentru 15% O2 an.uscată
- Nivel de emisie zgomot: $\leq 65 \text{ dB(A)}$ la 10 m de container

3.2.1.1.3.2 Configurație unitate CHPBio

În măsura în care noua centrală se bazează preponderent pe căldura cogenerată din gaz natural într-o primă fază de exploatare, pentru îndeplinirea cerinței privind sistemele eficiente de termoficare centralizată este necesar să se utilizeze o instalație de producere a energiei termice din resurse regenerabile astfel încât, prin combinația celor două surse, să se asigure cel puțin 50% din energia termică livrată în SACET (la gardul centralei).

Din acest motiv, scenariul propus include și o centrală termo-electrică ce utilizează la bază biomasa lemnoasă, convertită în combustibil gazos și lichid. Configurația tehnică a centralei pe biomasă asigură producția de abur tehnologic necesar pentru degazare, apă caldă pentru termoficare și pentru preîncălzirea apei de adaos. Capacitatea utilă necesară a centralei pe biomasă a fost stabilită la minim 1,8 MWe și minim 5,0 MWt. Randamentul minim garantat al instalației în ansamblu va fi de minim 75%.

Centrala pe biomasă (CB) propusă utilizează la bază biomasa lemnoasă, cu o umiditate cuprinsă între 30 și 50%, sub formă de tocătură sau așchii.

Configurația tehnică CB asigură:

- o producție de abur tehnologic utilizabil pentru degazarea apei de termoficare / apei de adaos
- o producție de apă caldă pentru termoficare și pentru preîncălzirea apei de adaos
- o producție de energie electrică utilizabilă pentru compensarea consumului tehnologic intern al noii centrale

Soluția propusă asigură o serie de avantaje importante pentru un operator de SACET:

- asigură o capacitate termică minimă necesară pentru a atinge cerința minimă pentru sistemele eficiente de termoficare centrală (50% ET produsă în combinație de o sursă în cogenerare de înaltă eficiență și o sursă cu combustibil regenerabil.
- tolerează o gamă largă a dimensiunilor așchiilor de biomasă
- operează cu umiditatea nativă a biomasei lemnoase brute într-o plajă largă, tipic între 30 și 50%.
- funcționare stabilă, fără provocarea de arderi în patul de biomasă stocat în gazeificator
- asigură reglarea rapidă a sarcinii în exploatare
- eficiență ridicată de conversie în comparație cu tehnologia de gazeificare în echicurent
- consum propriu redus de energie electrică
- pulberi scăzute în gazele de ardere
- cantități reduse de cenușă reziduală

Centrala termo-electrică propusă utilizează la intrare combustibil de bază biomasă solidă lemnoasă, convertită intern în combustibil principal de ardere sub formă atât gazoasă cât și lichidă. Instalațiile de ardere care compun centrala pe biomasă sunt:

- **Cazan de abur**, care va utiliza drept combustibil principal un combustibil mixt, lichid și gazos. Combustibilul lichid este combustibilul primar, iar combustibilul gazos este combustibilul secundar.
- **Instalație de cogenerare**, care va utiliza drept combustibil principal un combustibil exclusiv gazos (combustibil primar)

Având în vedere capacitatea de ardere a celor două instalații, limitele de emisie pe care trebuie să le respecte cele două instalații de ardere vor fi conforme VLE prevăzute în Anexa nr. 2 Partea 2 (instalații medii de ardere noi):

- Pentru cazanul de abur:
 - o Combustibil lichid, altul decât motorina (3% O₂ în g.a. uscate):
 - NO_x: 300 mg/Nm³
 - SO₂: 350 mg/Nm³
 - PM: 50 mg/Nm³ (pentru capacitatea termică sub 5 MWf)
 - CO: n/a
 - o Combustibil gazos, altul decât gazul natural (3% O₂ în g.a. uscate):
 - NO_x: 200 mg/Nm³
 - SO₂: 35 mg/Nm³
 - PM: n/a
 - CO: n/a
- Pentru instalația de cogenerare:
 - o Combustibil gazos, altul decât gazul natural (15% O₂ în g.a. uscate):
 - NO_x: 190 mg/Nm³
 - SO₂: 15 mg/Nm³
 - PM: n/a
 - CO: n/a

3.2.1.1.3.3 Configurație Ufcog

Se vor instala etapizat, patru cazane identice astfel:

- Ansamblul format din 4 cazane de producere a agentului termic (CAF), de capacitate egală de minim 25 MWt, cu funcționare pe gaz natural, având în total o capacitate nominală de minim 100 MWt și un cazan cu abur de 6 t/h
- Instalațiile tehnologice auxiliare necesare ansamblului CAF, respectiv schimbătoare de căldură pentru racordarea la rețeaua de termoficare a municipiului, pompe de circulație pentru circuitele cazanelor, tabloul general de alimentare a consumatorilor electrici aferenții noii instalații de producere a energiei termice, sisteme de măsurare și contorizare a energiei termice, energiei electrice și gazului natural.

Specificații privind configurația instalației CAF

1. Din considerente de flexibilitate, în asigurarea optimă a sarcinii termice necesare, s-au prevăzut, un număr de 4 buc. cazane CAF, ignitubulare identice, de capacitate egală, 25 MW, având o sarcină nominală de **100 MWt**. Noua unitate de producție va funcționa pe gaz natural.
2. Randamentul cazanelor va fi de minim **95,0%**.
3. Cazanele de apă caldă vor fi dotate fiecare cu coș de fum individual, de înălțime minim 25 m, care să asigure conformarea la condițiile tehnice ce vor fi stabilite în cadrul actului de reglementare ce va fi emis de APM Arad pentru faza de proiectare PT+DE.
4. Nivelul emisiilor poluante în atmosferă caracteristic CAF-urilor va fi conform cu valorilor stabilite în **Legea nr. 278/2013** cu actualizările ulterioare, pentru condițiile de referință specifice (3% O₂ în gazele de ardere analiză uscată, condiții normale de temperatură și presiune: 0°C și 1,01325 bar), respectiv:
 - a) NO_x : ≤ 100 mg/Nm³
 - b) CO : ≤ 100 mg/Nm³

- c) SO₂ : ≤ 35 mg/Nm³
- d) PM : ≤ 5 mg/Nm³

Instalațiile auxiliare necesare implementării investiției cu cazane CAF cuprind și următoarele lucrări:

- schimbătoare de căldură cu plăci pentru preluarea energiei termice în sistemul de termoficare,
- pompe de circulație în circuitele cazanelor
- tablou general de alimentare,
- unitate de degazare cu abur saturat 6 bar(g) de minim 6 t/h, contoare.
- stația electrică de 6/0,4 kV aferentă alimentării cu energie electrică a CAF-urilor
- adaptarea rețelelor de utilități pentru racordare la obiectele SACET. Se vor extinde / adapta rețele de alimentare cu gaze naturale, rețele de termoficare, rețele de apă și canalizare, și rețele de comunicații.

Cazanul de abur va fi ales cu o capacitate producere de minim 6 t/h la presiunea de 6 bar(g).

Fiecare cazan va fi dotat cu instalație de reglare a temperaturii apei la intrarea în circuitul cazanului. Fiecare cazan va fi dotat cu tablou de automatizare propriu, fabricat de producătorul cazanului. Sistemul propriu de automatizare va acționa astfel încât să nu se permită intrarea apei de retur în ansamblul cazan + recuperator de căldură cu o temperatură mai mică de 50 °C. Ansamblul celor patru cazane de apă caldă va fi controlat prin intermediul unui tablou de automatizare de sistem fabricat și furnizat tot de producătorul cazanelor. Tablourile vor fi testate în fabrică, iar ansamblurile cazanelor, echipamentele și cablurile aferente vor fi verificate anterior punerii lor în operă (buletine de verificare).

Cazanele CAF propuse vor fi dotate cu instalație de ardere identică, cu capacitate de modulare continuă a sarcinii termice cel puțin până la 25% din capacitatea nominală.

Cazanele CAF propuse spre livrare vor fi “H₂-Ready”, capabile să opereze cu combustibil gazos de tip gaz natural, în componența căruia se poate regăsi un conținut de până la 20%vol hidrogen. Oferta va include confirmările producătorilor de cazan și de arzător cu privire la conținutul maxim de hidrogen admisibil în compoziția gazului natural.

Cazanele propuse vor trebui să poată fi echipate în viitorul apropiat prin upgrade cu arzătoare care să permită utilizarea unui gaz natural în amestec cu un conținut mai ridicat de hidrogen de până la 100%.

Presiunea de alimentare cu combustibil gazos a rampei incluse în furnitura cazanului va fi de maxim 1 bar(g).

3.2.1.1.4 Clădirile echipamentelor tehnologice – scenariul 1

Noile dotări tehnologice industriale vor fi instalate în interiorul unor clădiri industriale proiectate corespunzător, **pentru fiecare obiectiv în parte**, în cadrul acestui proiect. Clădirile vor fi realizate împreună cu toate instalațiile suport necesare conform prevederilor reglementărilor tehnice și legislative în vigoare.

Clădirile tehnologice în care vor fi instalate motoarele, cazanele și echipamentele auxiliare vor asigura suprafața de explozie conform normelor de utilizare a gazului natural respectiv grilele de aspirație a aerului la motoare și la cazane.

Clădirile vor fi dotate cu pod rulant acționat manual de la sol, dimensionat în funcție de piesa cea mai grea pe care trebuie să o ridice / manipuleze / transporte, respectiv în funcție de dimensiunile stabilite. Sistemul de conducere va fi dotat cu interfețe de comunicație de date adecvate inclusiv pentru integrarea ulterioară într-un sistem de control distribuit (DCS/SCADA) al surselor de energie dezvoltate în incinta CETH.

Nivelul de zgomot al echipamentelor prevăzute va fi în concordanță cu limitele zgomotului la care poate fi expus personalul, așa cum este definit în standardele românești și internaționale.

Nivelul maxim al sunetului nu va depăși 85 dB(A) măsurat la 1,0 m distanță de agregat. Dacă este necesar, pentru îndeplinirea acestei cerințe vor fi prevăzute închideri acustice pentru atenuarea nivelului de zgomot și/sau vor fi utilizate de către beneficiar echipamente adecvate de protecție a muncii.

Nivelul de zgomot produs în exterior de noua instalație, în faza de construire sau în faza de exploatare, la fațada clădirilor rezidențiale din apropiere nu va depăși valorile maxime admisibile ale presiunii acustice prevăzute în Norma de igienă și sănătate publică privind mediul de viață al populației, aprobată prin OMS nr. 119/2014, măsurată conform SR ISO 1996/2-08, de 55 dB(A) în cursul zilei între orele 07:00-23:00, respectiv de 45 dB(A) în cursul nopții între orele 23:00-07:00.

3.2.1.1.5 Instalații electrice și de automatizare

3.2.1.1.5.1 Descrierea instalațiilor electrice aferente noilor surse – scenariu 1

Pentru evacuarea puterii electrice generate la nivelul noii centrale precum și pentru alimentarea cu energie electrică a consumatorilor aferenți obiectelor descrise anterior, s-a prevăzut o stație electrică (SE) pe nivelul de tensiune 10,5 kV, interconectată corespunzător cu o stație electrică existentă pentru conectare la SEN pe nivelul de tensiune de 110kV, prin intermediul unui transformator ridicător nou 10,5/110 kV, de capacitate minim 50 MVA.

În vederea realizării racordului la stația de conexiune la SEN existentă în afara incintei CETH, este inclusă modernizarea unui ansamblu de celulă 110kV existentă (echipare complet nouă: întreruptor, separatoare, descărcătoare, transformatoare de măsură, izolatoare, cutii de joncțiune, dulapuri de protecție), respectiv va fi realizată linia electrică de racord aferentă; cablurile vor fi instalate pe un traseu combinat, parțial îngropat, parțial prin canal tehnic existent. Celula de 110kV vizată pentru modernizare va fi integrată cu sistemele electrice de înaltă tensiune, sistemele de automatizare / SCADA și circuitele cc/ca de joasă tensiune existente la nivelul stației electrice 110kV Mureșel.

Stația de 10,5 kV va fi compusă din două secțiuni distincte, interconectate între ele printr-o cuplă. O secțiune de 10,5kV este alocată unui grup de 2 generatoare – 2 GenSet-uri de 5,9 MWe din cadrul obiectului MT – iar cealaltă secțiune de 10,5kV este alocată celui de-al 2-lea grup de 3 generatoare – 2 GenSet-uri de 5,9 MWe din cadrul obiectului MT și 1 GenSet de 1,8 MWe din cadrul centralei pe biomasă. Cele două secțiuni vor fi cuplate la un transformator de putere ridicător de tensiune 10.5/110kV prin cabluri și cutii de conexiune adecvate. Transformatorul ridicător va fi dotat cu dulap de protecție și control și sistem de stingere. Fiecare generator va fi contorizat.

Pentru alimentarea consumatorilor electrice în cadrul centralei sunt utilizate câte două transformatoare auxiliare coborâtoare 10,5/0,4kV, în cazul obiectelor SE+MT respectiv SP, de capacitate adecvată; în acest sens, vor fi utilizate dulapuri locale de distribuție 0,4 kV cu dublă alimentare și AAR.

Pentru asigurarea pornirii centralei în situația unei situații de black-out, este prevăzut un generator de pornire de urgență Diesel, dimensionat corespunzător puterii de pornire necesare, cuplat printr-un tablou electric cu AAR în dulapul general de distribuție al stației electrice.

Pentru asigurarea serviciilor proprii de c.c. aferente stației electrice se va utiliza un sistem dublu redresor 400Vca / 220Vcc și un set de baterii acumulator de capacitate adecvată. Pentru alimentarea sistemului DCS se va include o sursă neîntreruptibilă UPS de capacitate adecvată cu autonomie de minim 30 minute.

În cadrul soluției este prevăzută realizarea unui sistem SCADA de monitorizare și management al parametrilor electrice (protecții, contoare), sistem care va fi interconectat cu sistemul existent la nivelul SE 110kV. Vor fi prevăzute terminale numerice de protecție și interfețe de comunicație

adevurate pentru celulele de medie tensiune instalate la nivelul noii stații SE cât și pentru celula nouă de 110kV. Pentru noua linie de evacuare a puterii va fi instalat contor de energie electrică bidirecțional. Toate dispozitivele IED vor fi interconectate prin fibră optică la un cabinet echipat cu sistem SCADA electric dedicat. Acest sistem va fi interconectabil cu sisteme informatice terțe (Transelectrica, DCS proces). Sistemul va include o stație operator.

3.2.1.1.5.2 Instalatii electrice aferente constructiilor

- Instalația de iluminat normal din sala motoare, statiile electrice, respectiv prize;
- Instalația de iluminat de siguranță

3.2.1.1.5.3 Instalații de protecție aferente noilor surse – scenariu 1

Instalatiile interioare de protectie si echipotentializare consta in:

- conductoare de legare la pământ,
- conductoarele principale si de ramificatie pentru echipotentializarea de baza si suplimentară a maselor conductoare si a partilor conductoare straine impotriva socurilor electrice.

Prin sistemul descris, la priza de pamant se leagă:

- toate masele conductoare ce accidental pot ajunge sub tensiune, partile conductoare aflate in proximitate (la mai puțin de 2,5 m) de masele conductoare si intre care pot aparea accidental tensiuni periculoase
- toate elementele metalice ale instalatiilor si sistemelor interioare care se afla fata de elemente metalice superioare ale cladirii la distante mai mici decat distantele de separare definite conform I7/11
- toate elementele metalice ale instalației care in mod normal nu sunt sub tensiune, dar care pot să ajungă accidental;

Se vor lua toate măsurile necesare in vederea asigurarii continuitatii electrice la imbinarea tronsoanelor de jgheaburi.

Instalația de protecție constă dintr-o centură de legare la pământ OL-Zn 40x4mm realizată:

- pe conturul statiei 6kV generale;
- pe conturul statiei 0,4 kV ;
- pe conturul camerei de comanda;
- pe conturul salii utilajelor tehnologice propuse;

Aceste noi instalatii se vor interconecta si apoi se vor conecta in doua locuri distincte la priza de pamant existenta a centralei.

La constructiile noi se va realiza priza de pamant naturala care se va conecta cu priza de pamant existenta. Toate conexiunile de la priza de pământ artificială până la piesele de separație se execută cu platbandă Ol-Zn 40x4mm. Piesele de separație vor fi pozate pe peretele constructiei la un nivel de +0.5m fata de nivelul terenului.

Rezistența de dispersie a prizei totale, trebuie să fie mai mică de 1 Ω

3.2.1.1.5.4 Descrierea lucrărilor de automatizare - scenariu 1

Concepția de bază a sistemului de comandă pornește de la cerințele de exploatare automată a tehnologiei nou instalate doar cu o supraveghere de strictă necesitate a exploatării.

Comanda tehnologiei este realizată din stația de operare care va fi amplasată pe pupitrul din camera de comandă. În caz de nevoie (de exemplu în cursul probelor, reviziei) pentru comanda tehnologiei se va putea utiliza și dulapul propriu al motorului care este prevăzut un display touch screen pe ușa dulapului, pe care va fi realizată schema sinoptică a procesului tehnologic și schema P&I.

Pentru supravegherea stării sistemului, operatorul poate apela la imagini grafice referitoare la instalația tehnologică și va primi mesaje în caz de defecte. Imaginile grafice vor fi interactive reprezentând măsurătorile în timp real și starea momentană a utilajelor (închis / deschis / defect etc.).

Pe display va fi posibilă afișarea variabilelor din proces în mai multe formate selectabile de către operator.

Limitele de semnalizare, avertizare și evenimente vor fi prevăzute ca imagini grafice standard cu posibilitatea de a selecta orice element din sistem.

Operatorul poate apela la imagini selectate de display și poate efectua comenzi asupra elementelor din proces. De asemenea prin intermediul tastaturii sau mouse, poate selecta diverse funcții, poate modifica valorile de referință sau alege regimul de funcționare

Fiecare grup motor-generator este livrat cu

-tablou de forță și comandă;

-tablou de servicii auxiliare (terminalul central de operare).;

Între cele două tablouri este o legătură serială prin care se realizează preluarea semnalelor (analogice și digitale)

Sistemul de automatizare este asigurat de un automat programabil (PLC) cu procesor, sursă de alimentare stabilizată, care va asigura alimentarea procesorului și tensiunea pentru semnalele de intrare – ieșire, amplasat în tabloul de servicii auxiliare (terminalul central de operare)

Comenzile, afișarea parametrilor mășurați, respectiv a parametrilor reglați, alarme preventive sau avarie se vor realiza și afișa pe display-ul touch screen, amplasat pe ușa tabloului de servicii auxiliare.

Se vor realiza ferestre separate pentru alarme preventive sau avarie, cu istoricul acestora și confirmare de luat la cunoștință.

3.2.1.1.6 Instalații auxiliare

Au fost prevăzute următoarele:

1. Acumulator de căldură atmosferic
2. Stație de pompare agent termic
3. Degazor termic pentru apă de termoficare
4. Stație electrică și sistem de control distribuit (prezentat mai sus)
5. Servicii generale, demolări, rețele în incintă și racorduri
6. Utilități
7. Drumuri de acces și de servitute

Stocarea căldurii permite operarea instalației de cogenerare propuse la capacitatea maximă pentru o perioadă de timp determinată, în perioade cu consum de energie termică mai redus, fără a fi necesară modularea permanentă a sarcinii termice. Totodată, se maximizează producția de energie electrică la

eficiența maximă posibilă pentru punctul nominal de funcționare. În consecință, decuplarea dintre generarea și cererea de căldură este deosebit de utilă în cazul unei centrale de cogenerare asigurând astfel o funcționare flexibilă și o fiabilitate mai ridicată a acestora.

Descriere detaliată a obiectului este prezentat la capitolul 5.3

3.2.1.1.6.1 Stații de pompare termoficare

Pentru implementarea unei centrale de cogenerare complete, este necesară realizarea unui sistem nou de pompare a agentului termic care să asigure circulația acestuia prin echipamentele termo-energetice și livrarea în rețeaua SACET.

Descriere detaliată a obiectului este prezentat la capitolul 5.3

3.2.1.1.6.2 Degazor termic pentru apă de termoficare

Degazarea apei de termoficare vehiculată prin rețeaua termică primară joacă un rol esențial în exploatarea corespunzătoare a SACET pe termen lung. Pentru protejarea rețelelor termice, apa de termoficare trebuie să fie menținută la o anumită calitate, de natură să nu afecteze integritatea fizică a conductelor rețelei prin coroziuni, depuneri, colmatări. Prin urmare, în cadrul configurației noii centrale este prevăzută funcția de sistem degazor care să asigure tratarea necesarului de apă de adaos actual.

Descriere detaliată a obiectului este prezentat la capitolul 5.3

3.2.1.1.6.3 Servicii generale, demolări, rețele în incintă și racorduri

Dezafectări, demontări și demolări

În amplasamentul alocat pentru noua centrală s-au constatat o serie de clădiri, instalații și facilități tehnologice, unele utilizate altele neutilizate în prezent. Obiectele neutilizabile din amplasamentul de proiect vor trebui obligatoriu dezafectate prin operațiuni de demontare, demolare, etc.

Construcția de drumuri și căi de circulație în incinta noii centrale

Toate drumurile în incinta noii centrale sunt prevăzute, astfel încât obiectele să poată fi accesibile pentru autovehicule diverse. Drumurile existente din incintă se vor reabilita și integra cu sistemul de drumuri noi. În incinta amenajată pentru noua centrală va fi disponibilă o zonă pentru parcare autovehiculelor, integrată în sistemul de drumuri nou amenajate.

Toate clădirile includ trotuare, cu excepția intrărilor/ieșirilor, racordate direct la drumurile din incintă.

Odată cu realizarea drumurilor se va realiza și sistematizarea pe verticală, inclusiv drenajele pluviale, stâlpii de iluminat.

Amenajări pentru protecția mediului și aducerea terenului la starea inițială

La finalul execuției lucrărilor proiectului au fost prevăzute lucrări de curățire și remediere a terenului rămas liber, inclusiv lucrări de aducere la starea inițială. De asemenea, s-au prevăzut lucrări de amenajare de spații verzi.

Realizarea rețelelor exterioare și racordurilor de utilități necesare investiției

Noua centrală va fi racordată la următoarele utilități necesare operării, existente în interiorul incintei CETH, în cele mai apropiate puncte față de amplasamentul stabilit pentru obiectele proiectului:

- la instalația interioară de alimentare cu apă pentru stingere incendiu

- la instalația interioară de alimentare cu apă potabilă pentru uz menajer
- la instalația interioară de evacuare a apelor uzate tehnologice
- la rețeaua de evacuare a apelor meteorice
- la instalația interioară de alimentare cu apă tratată
- la instalația interioară de utilizare a gazului natural
- la stația electrică de conexiune SE 110kV Mureșel
- la stația electrică de servicii generale SE 6 kV CETH

Toate obiectele proiectului vor fi conectate la punctele de racord (de interfață), după cum este cazul, prin intermediul rețelelor exterioare, incluse în cadrul bugetului de proiect.

Racordul pentru alimentarea cu gaz natural

Instalația de utilizare existentă în incinta CETH permite racordarea noii centrale la o presiune de lucru stabilă de 2 bar(g), conform datelor confirmate de beneficiar.

Referitor la racordurile necesare de alimentare cu gaz natural, soluția propusă se bazează pe utilizarea instalației de utilizare existentă în incinta CETH, având în vedere următoarele:

- caracteristicile tehnice ale instalației de utilizare gaze naturale
- accesul facil la instalația existentă
- condițiile tehnice stabilite de SNTGN TRANSGAZ în vederea racordării directe la rețeaua de transport gaze naturale
- cerințele beneficiarului privind cheltuielile de realizare a racordului și tarifele de achiziție a gazului natural, precum și cele legate de viteza de implementare a proiectului
- costurile mai mici pentru realizarea racordului de alimentare în rețeaua de distribuție
- tariful de achiziție potențial negociat cu furnizorul care distribuie gazul natural

Soluția tehnică a fost aleasă ținându-se seama de situația existentă, de cerințele beneficiarului și de condițiile impuse de S.C.DEL GAZ GRID S.A., Centrul Operational Arad.

Necesarul de gaze naturale pentru alimentarea unității de cogenerare conform datelor din tabelul de mai jos este cca. 6600 Nm³/h, la o presiune de utilizare stabilă de 9...10 bar(g)

Necesar gaz S1	MW	motoare	Nm ³ /h
capacitatea electrica	5,9	4	6600
Capacitatea termica	6,675	4	

Tabel 13. Necesari gaz CHP motare scenariu 1

- pentru alimentarea cazanelor de apă caldă este necesar un debit de până la 10.600 Nm³/h la o presiune de utilizare stabilă de 1...2 bar(g).
- pentru alimentarea cazanului de abur saturat este necesar un debit de până la 400 Nm³/h la presiune de utilizare stabilă de 1...2 bar(g).

Astfel, în vederea alimentării motoarelor termice va fi necesară realizarea unei stații de comprimare a gazului natural (CGN) care să livreze la ieșire o presiune stabilă de 9...10 bar(g), racordată la conducta existentă din proximitatea amplasamentului MT.

Pentru alimentarea unității de cogenerare se va realiza racord din conducta existentă de alimentare a CAF nr. 4 și 5.

Pentru asigurarea alimentării cu apă potabilă necesară în cadrul noilor facilități (la nivelul stației electrice și de conducere, la nivelul clădirii cazanelor, respectiv la nivelul clădirii stației

electrice aferente centralei pe biomasă), se va realiza un racord intern la rețeaua de apă potabilă existentă în incinta CETH, punct de interfață situat în proximitatea clădirii de birouri CETH.

Pentru asigurarea evacuării apelor uzate menajere este prevăzută o soluție cu vidanaje în terenul alocat dezvoltării proiectului. Soluția prevăzută nu implică realizarea unui racord nou în exteriorul CETH la rețeaua de canalizare municipală; dacă va fi stabilită ca necesară această racordare, va fi luată în considerare obținerea avizului de racordare din partea Companiei municipale de apă și canalizare. În acest caz, bugetul de investiție va fi suplimentat ulterior cu lucrările aferente de realizare a unei rețele interne pentru canalizarea apelor uzate menajere cu sistem de pompare, care să facă joncțiunea la rețeaua de canalizare municipală (sau la rețeaua internă din incinta CETH, în zona clădirii de birouri CETH).

Montaj instalații tehnologice și funcționale

În cadrul rețelelor de fluide și de utilități necesare proiectului, sunt incluse procurările de materiale și montajele aferente realizării următoarelor:

- estacadă de conducte bazată pe confecție metalică
- conducte de agent termic tur + retur
- conducte de abur saturat și de condens
- conducte de apă de adaos aferente circuitelor închise ale noii centrale
- conducte de apă dedurizată
- conducte de apă demineralizată
- izolații termice aferente conductelor

3.2.1.1.7 Cerințe și condiții generale pentru scenariul 1

3.2.1.1.7.1 Condiții privind nivelul de zgomot

Nivelul de zgomot al echipamentelor propuse în exploatare va fi în concordanță cu limitele zgomotului la care poate fi expus personalul așa cum este definit în standardele românești și internaționale.

Nivelul maxim al zgomotului nu va depăși 85 dB(A) măsurat la 1m distanță de agregat.

Vor fi prevăzute închideri acustice pentru atenuarea nivelului de zgomot.

Nivelul de zgomot la 10m de containerul unității de cogenerare în orice direcție nu va depăși valoarea de 65 dB(A). În acest sens, vor fi prevăzute materiale fonoabsorbante pentru construcția containerului respectiv vor fi prevăzute atenuatoare de zgomot pe căile de admisie/evacuare a aerului respectiv de evacuare a gazelor de ardere.

De asemenea, nivelul de zgomot produs de noua centrală, în faza de construire sau în faza de exploatare, la fațada clădirilor rezidențiale din apropiere nu va depăși valorile maxime admisibile ale presiunii acustice prevăzute în Norma de igienă și sănătate publică privind mediul de viață al populației, aprobată prin OMS nr. 119/2014, măsurată conform SR ISO 1996/2-08 la 1,5 m înălțime de sol, de 55 dB(A) în cursul zilei, respectiv de 45 dB(A) în cursul nopții (orele 23:00 07:00)

3.2.1.1.7.2 Condiții privind vibrațiile

În faza de construire, dacă sunt necesare, se va avea în vedere limitarea vibrațiilor, astfel încât construcțiile și instalațiile existente ce nu sunt vizate de acest proiect să nu fie afectate și să nu sufere deteriorări, respectiv să pună în pericol viața sau sănătatea lucrătorilor.

Pentru agregatele principale cu părți mecanice în mișcare vor fi prevăzuți senzori pentru monitorizarea nivelului de vibrații, în scopul alertării personalului de exploatare în situația depășirii unor praguri specifice stabilite de furnizor/producător.

3.2.1.1.8 Curbele de sarcina clasate rezultate în urma implementarea investițiilor propuse în scenariul 1

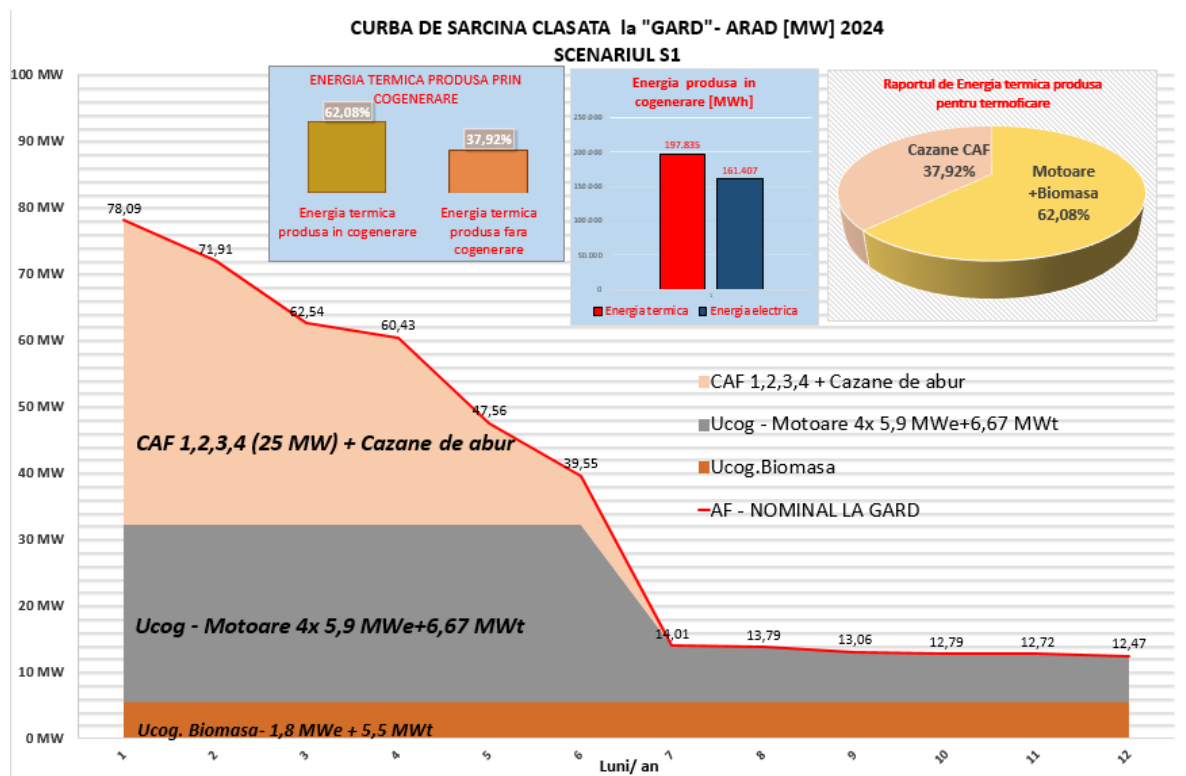


Figura 17. Proгноza curba de sarcina clasată –după sarcinina medie lunară- S1 - 2024

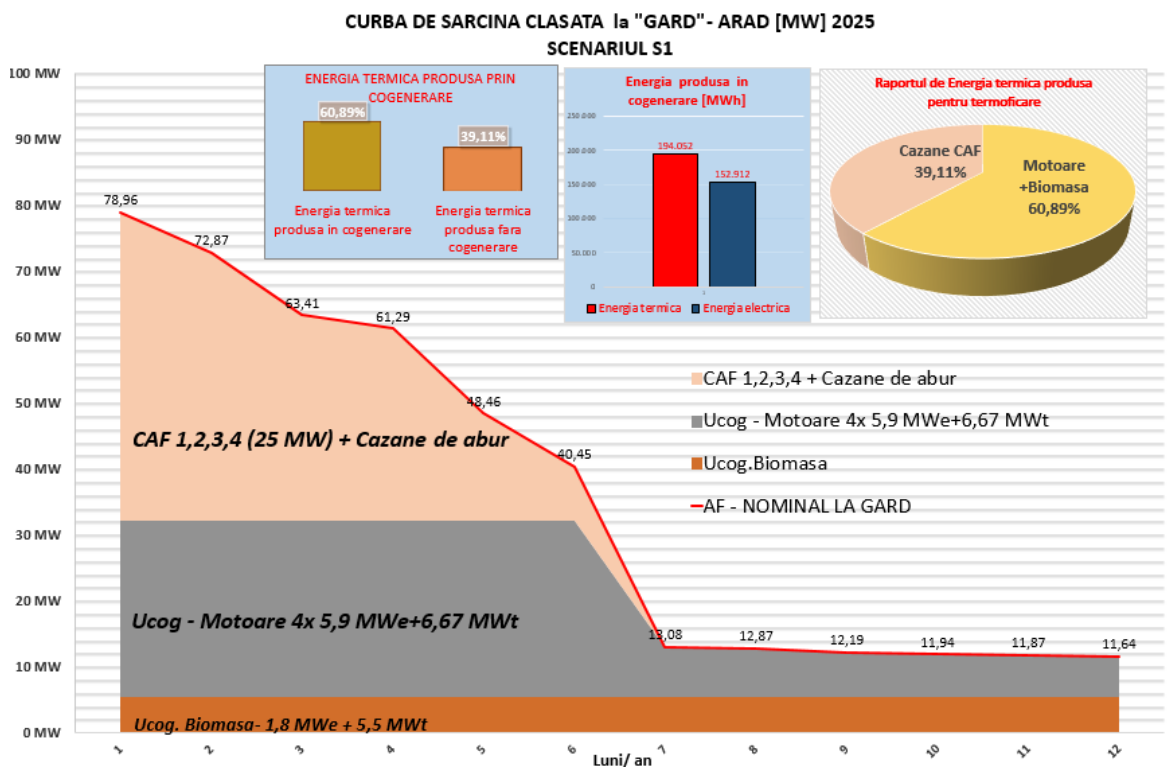


Figura 18. Proгноza curba de sarcina clasată –după sarcinina medie lunară- S1 - 2025

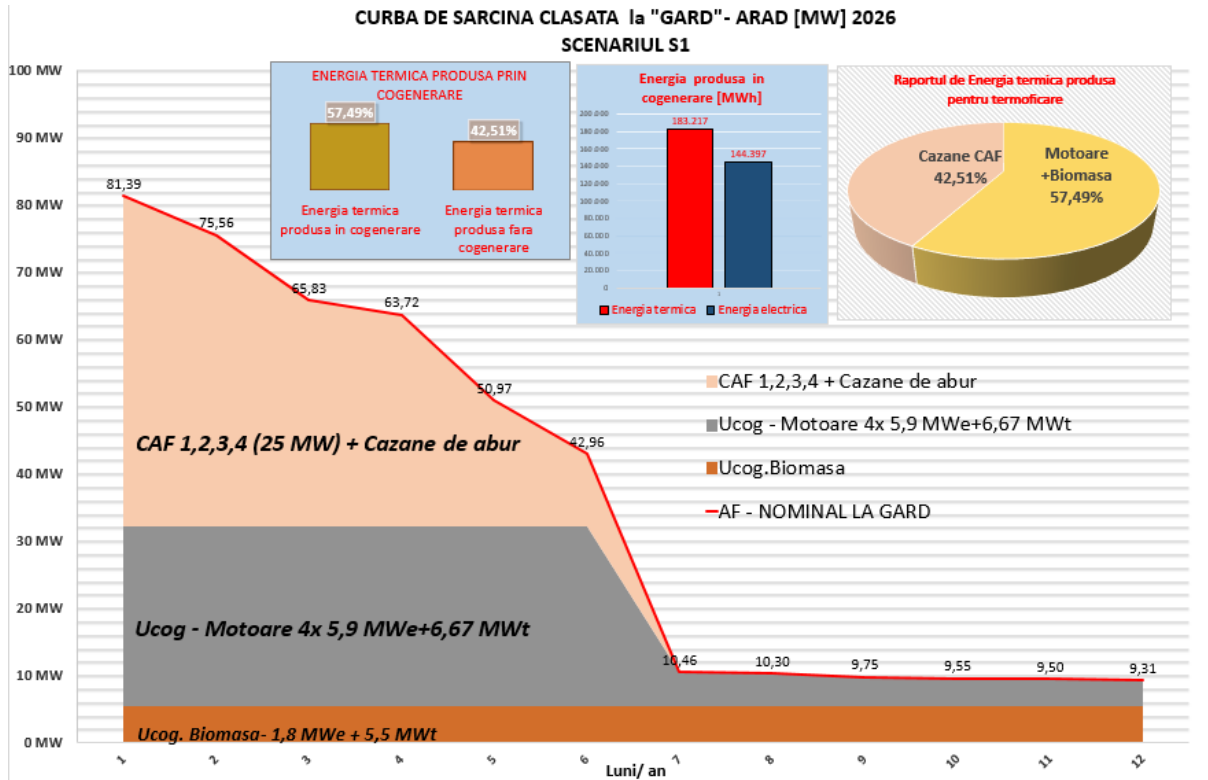


Figura 19. Prognostica curba de sarcina clasată –după sarcinina medie lunară- S1 - 2026

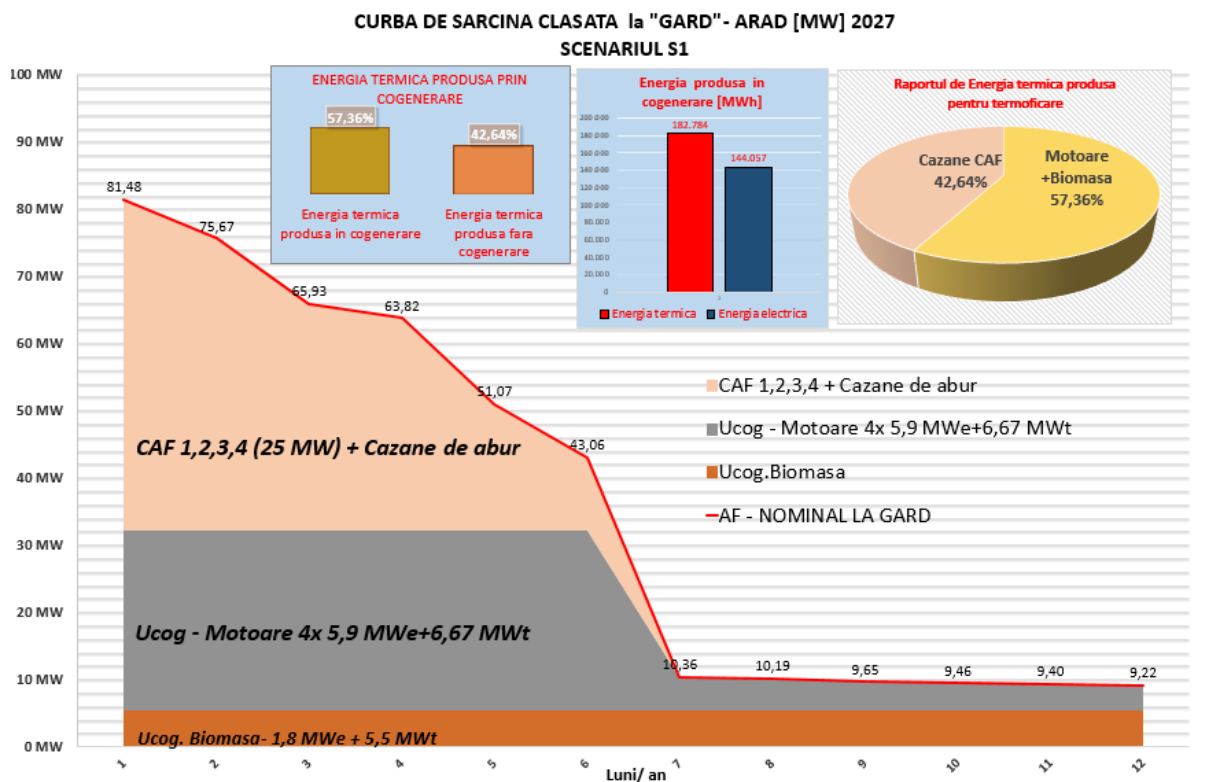


Figura 20. Prognostica curba de sarcina clasată –după sarcinina medie lunară- S1 - 2027

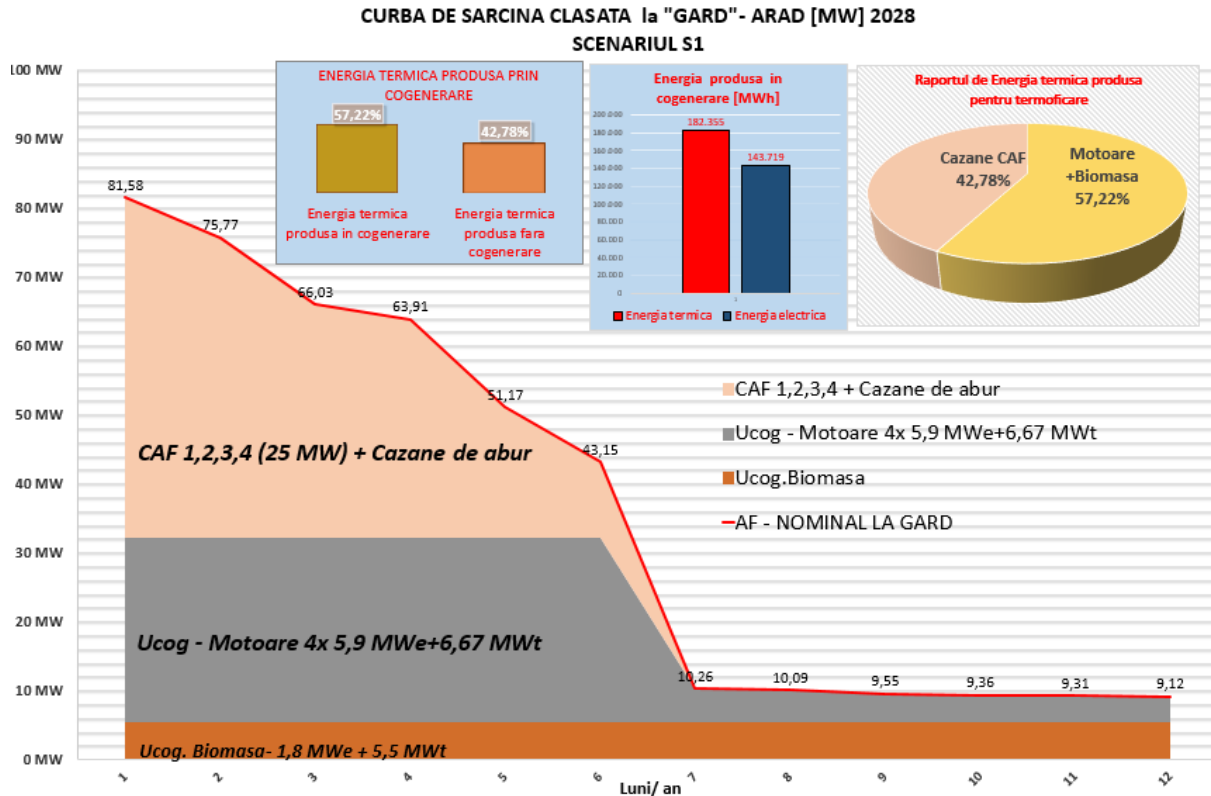


Figura 21. Proгноza curba de sarcina clasată –după sarcinina medie lunară- S1 - 2028

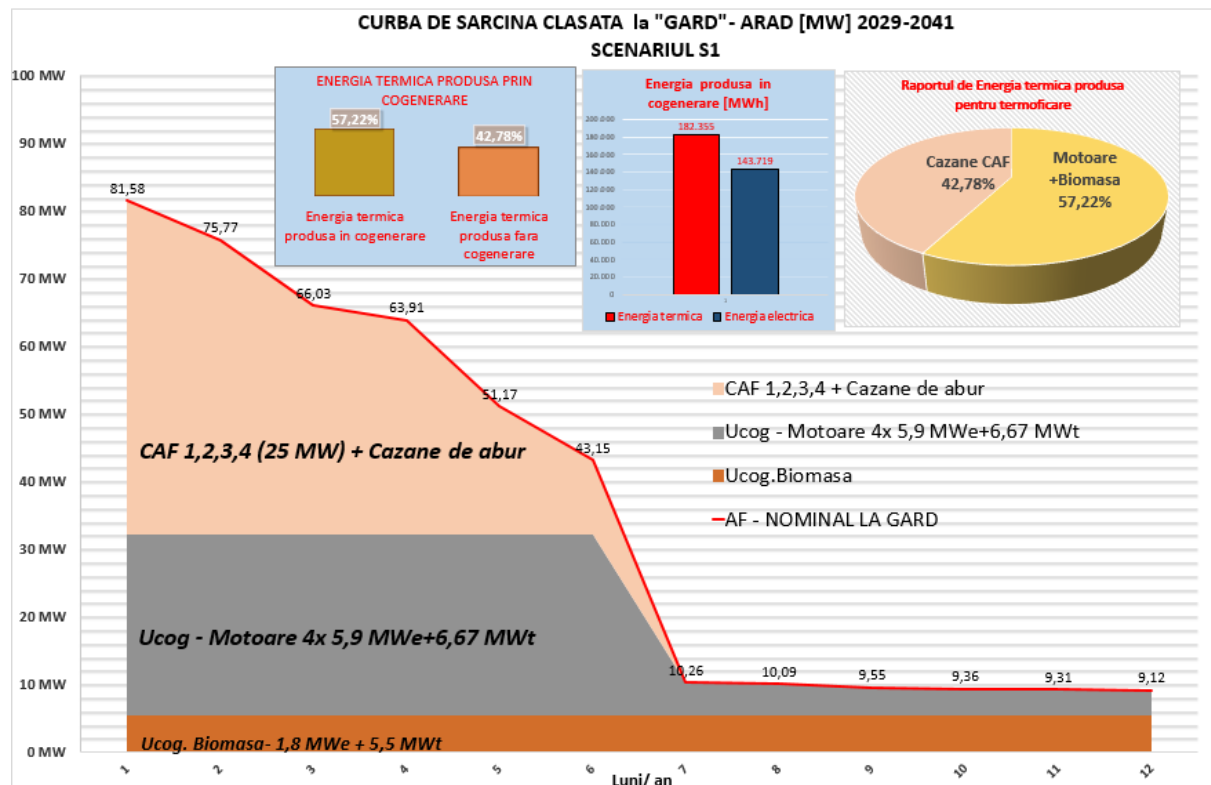


Figura 22. Proгноza curba de sarcina clasată –după sarcinina medie lunară- S1 – 2029-2041

3.2.1.2 Scenariu 2 cu 3 (trei) unități de cogenerare cu motoare pe gaz cu ardere internă

3.2.1.2.1 Sursele de producție aferente Scenariului 2

- Instalație de cogenerare de înaltă eficiență cu motoare pe gaz cu capacitatea electrica nominala totală de 31,2 MWe + 26,7 MWt (obiect 1), denumit în continuare **Ucog_S2**
- Centrală termo-electrică pe biomasă cu capacitatea electrica nominala de 1,8 MWe + 5,5 MWt (obiect 2), denumit în continuare **CHPBio**
- Instalație de producere a energiei termice cu cazane pe gaz cu sarcina termica nominala de 100 MWt si un cazan cu abur de 6 t/h (obiect 3), denumit în continuare **Ufcog**.

3.2.1.2.2 Instalații și construcții auxiliare aferente Scenariului 2

- Acumulator de căldură atmosferic
- Stație de pompare agent termic
- Degazor termic pentru apă de termoficare
- Stație electrică și sistem de control distribuit (prezentat mai sus)
- Servicii generale, demolări, rețele în incintă și racorduri

3.2.1.2.3 Descrierea surselor de producție aferente scenariu 2

3.2.1.2.3.1 Configurație unitate Ucog. 1_S2

Instalația de cogenerare de înaltă eficiență (CHP) propusă pentru adoptare asigură energia termică sub formă de apă fierbinte pentru utilizare în rețeaua de termoficare SACET Arad simultan cu energia electrică pentru vânzare pe piața liberă. Capacitatea instalației CHP a fost stabilită la minim **26,7 MWt** căldură și minim **31,2 MWe** putere electrică. Randamentul garantat al instalației în ansamblu va fi de minim **88%**.

Instalația CHP se bazează pe un număr de **3 (trei)** motoare termice identice de ultimă generație (unități CHP), cu pistoane cu ardere internă și aprindere prin scânteie, care utilizează gaz combustibil, pregătite H2R, în componența cărora sunt incluse toate auxiliarele specifice necesare: turbocompresorul gaz-aer, răcitoarele de aer, răcitorul de ulei, răcitoarele de apă, sistemele electrice și de control, generatorul electric 10,5 kV, etc. Capacitatea individuală a unei unități CHP este de minim **8,9 MWt** căldură și minim **10,4 MWe** putere electrică.

Constructiv, fiecare unitate CHP va include următoarele părți asamblate: generatorul, ansamblul motor, ansamblul turbocompresor și ansamblul recuperator de căldură. Toate aceste părți vor fi livrate de producătorul motoarelor. Fiecare unitate CHP va fi echipată cu sistem de comandă, control și protecție, cu interfețe de comunicație de date și semnale I/O necesare pentru integrarea în cadrul sistemului DCS/SCADA al noii surse.

Alimentarea cu gaze

Motoarele unităților CHP prevăzute vor funcționa cu gaz natural în prima etapă de exploatare, fiind pregătite pentru a funcționa în viitor cu ”hidrogen verde” în amestec cu gazul natural, atunci când condițiile de piață vor deveni favorabile utilizării.

Motoarele propuse sunt ”H2-Ready”. Întrucât există particularități cu privire la utilizarea hidrogenului, prezentăm în cele ce urmează care sunt condițiile cunoscute la acest moment:

- Motoarele propuse sunt capabile să opereze, de la momentul achiziției, cu combustibil gazos de tip gaz natural, în componența căruia se poate regăsi un conținut de până la 25%vol hidrogen, cu condiția asigurării anumitor condiții tehnice. Rampa de gaz este stabilită pentru cazul alimentării cu gaz natural. La introducerea hidrogenului în amestec cu gazul natural într-un anumit procent, va fi necesară recalcularea rampei de gaz. Prezentăm mai jos efectul creșterii conținutului de hidrogen asupra motoarelor:

- Performanțele motoarelor nu se vor modifica sesizabil dacă procentul de hidrogen se situează până la maxim 5%vol.
 - Pentru un conținut situat între 5%vol și 10%vol H₂, sarcina electrică se poate menține la 100% dacă temperatura de intrare a apei de răcire a motorului va fi de cel mult 55 °C. Randamentul electric va scădea ușor iar randamentul termic va depinde de configurația hidraulică stabilită pentru recuperarea căldurii, în vederea asigurării temperaturii maxime a apei de răcire a motorului, în concluzie căldura recuperată în apa de termoficare se va diminua.
 - Pentru un conținut situat între 10%vol și 25%vol H₂, sarcina electrică va scădea proporțional cu prezența H₂ până la maxim 80% dacă temperatura de intrare a apei de răcire a motorului va fi de cel mult 55 °C. Randamentul electric va continua să scadă ușor iar randamentul termic va depinde de configurația hidraulică stabilită pentru recuperarea căldurii precum și de sarcina electrică parțială de operare, în vederea asigurării temperaturii maxime a apei de răcire a motorului, în concluzie căldura recuperată în apa de termoficare se va diminua.
 - Pentru orice conținut de hidrogen peste valoarea de 5%vol, este necesară realizarea unei automatizări care presupune reglarea continuă a procesului de ardere în funcție de conținutul de hidrogen din gazul natural respectiv de cifra metanului. De asemenea, planul de mentenanță specific operării pentru gazul natural va trebui actualizat corespunzător.
 - În concluzie, trecerea la utilizarea hidrogenului în amestec cu gazul natural într-o proporție de 5-25%vol va presupune în viitor o serie de costuri suplimentare, cu echipamentele necesare pentru măsurarea H₂ și MN, respectiv cu ajustările de software în configurația motorului și serviciile de proiectare și inginerie aferente. Se ia în considerare că hidrogenul este deja amestecat în gazul natural, la intrarea în rampa de alimentare a motorului.
- Motoarele propuse vor putea fi echipate în viitor prin upgrade cu componente ale blocului motor și rampei de alimentare care să permită utilizarea unui gaz natural în amestec cu un conținut mai ridicat de hidrogen de până la 100%. Performanțele motoarelor se vor modifica pe măsură ce conținutul de hidrogen va crește. Informațiile privind calendarul de upgrade și costurile aferente vor fi disponibile la o dată ulterioară.
 - Pentru trecerea la utilizarea hidrogenului după momentul implementării investiției, se va realiza în prealabil un proiect tehnic detaliat, iar costurile aferente vor fi cuantificate atunci.

Pentru alimentarea cu gaz natural este prevăzută o stație de comprimare gaz care asigură creșterea presiunii de la 2 bar(g) la o presiune de 9,5...10 bar(g). Stația de comprimare gaz va fi formată dintr-o unitate de comprimare gaz dimensionată pentru alimentarea celor 3 unități CHP. Dacă se optează pentru o a doua unitate de comprimare, beneficiarul va lua în considerare acest lucru (bugetul prevăzut include o singură unitate). Unitatea de comprimare gaz va fi instalată în container cu amplasare în exterior, în proximitatea clădirii motoarelor. Unitatea de comprimare se va racorda la conducta de gaz existentă în amplasament, prin intermediul unui filtru duplex.

Alimentarea fiecărui motor se va realiza dintr-o bară comună racordată la ieșirea compresorului. Fiecare racord de alimentare la motor va fi dotat cu contor de gaz natural.

Recuperarea căldurii și răcirea motorului

Pentru recuperarea căldurii în scopul utilizării în rețeaua de termoficare SACET, motoarele vor utiliza un circuit format din răcitoarele de aer de combustie din circuitul turbocompresor, răcitorul de ulei, răcitorul de apă motor și răcitorul de gaze de ardere, cuplat la rețeaua de termoficare prin intermediul unui schimbător de căldură separator. Circuitul motor va dispune de un grup de pompare 1F+1R care asigură circulația corespunzătoare a apei, împreună cu vanele de reglaj și senzorii de automatizare necesari. Automatizarea motorului va asigura coordonarea și controlul tuturor răcitoarelor din care se recuperează căldura.

Gazele de ardere vor fi răcite și evacuate la coș sub 120 °C.

Circulația apei prin schimbătoarele asociate motoarelor va fi asigurată prin intermediul electropompelor cu convertizor de frecvență din stația de pompare SP (obiect nr. 5). Temperatura apei în circuitul de termoficare al schimbătorului de separație va fi de **95°C** pe tur și **65°C** pe retur, pentru cazul de referință. Motorul va fi capabil să asigure o temperatură maximă pe tur de **110°C** în sezonul rece. În scopul unui control individual adecvat se vor utiliza vane de reglaj pe retur. În circuitul de recuperare a căldurii se va instala un contor de energie termică. Căldura minimă recuperată în apa de termoficare va fi de minim **8,9 MWt**.

În cazul răcitorului de aer cu apă de joasă temperatură, se va prevedea atât circuitul complet de evacuare a căldurii format cu radiator uscat, pompă, vane de reglaj, robinete, armături, conducte, cât și schimbătorul care permite recuperarea căldurii într-un circuit de preîncălzire a apei.

Pentru evacuarea de urgență a căldurii motorului, este prevăzut un radiator uscat cuplat la circuitul de răcire a motorului prin intermediul unui schimbător de căldură și al echipamentelor de automatizare aferente. De asemenea, din aceleași considerente, recuperatorul de căldură din gazele de ardere va fi realizat cu includerea unui clapet acționat electric, cu modulare continuă.

Auxiliare

Vor fi asigurate toate utilitățile și auxiliarele necesare pentru operarea motoarelor:

- Este prevăzut un sistem de management al alimentării cu ulei proaspăt respectiv de evacuare a uleiului uzat (SMU), bazat pe rezervoare de capacitate adecvată, pompe de descărcare, electroventile, instrumente, robinete, armături și conducte.
- Este prevăzut un sistem de management al alimentării cu apă a circuitelor motorului respectiv de evacuare în situații de mentenanță (SAR), bazat pe un rezervor de stocare apă, pompe de încărcare/descărcare, electroventile, instrumente, robinete, armături și conducte.
- Este prevăzut un sistem de reducere a emisiilor poluante NOx și CO în gazele de ardere evacuate la coș (SAU), realizat cu o tehnologie SCR ce utilizează un agent de reducere NOx (soluție apoasă de uree) în gazele de ardere și un catalizator de reducere NOx și CO. Sistemul va asigura nivele de emisie cu încadrarea în limitele stabilite de reglementările aplicabile în domeniul emisiilor industriale.
- Este prevăzut un sistem de alimentare cu aer comprimat (SAC) necesar pentru pornirea motoarelor, format dintr-un număr adecvat de electro-compresoare de aer de înaltă presiune, rezervoare de stocare, instrumente, armături și conducte.
- Este prevăzut un sistem de ventilație de aer (SVA) care asigură atât aerul de combustie necesar motorului cât și răcirea acestuia.
- De asemenea, furnitura va include toate sistemele electrice și de control, măsură, protecție specifice unităților CHP
- Tablouri electrice de alimentare aferente diverselor echipamente din componența unităților CHP
- Tablouri electrice de control echipate cu controller PLC, module de achiziție I/O și de comunicație de date, interfețe de comunicație la distanță pentru integrarea în sistemul de automatizare și conducere DCS/SCADA al centralei.
- Instrumentație de proces
- Vane cu acționări electrice și/sau pneumatice, după caz

Ansamblul Ucog va include următoarele elemente:

- 1 stație de comprimare gaz natural 2 / 9,5 bar(g)
- 3 unități de cogenerare de înaltă eficiență (MT1, MT2, MT3), cu gaze, H2R, realizate în jurul unui set motor – generator de mare capacitate, inclusiv cu toate auxiliarele necesare operării:
 - o Sistem de alimentare cu gaz natural
 - o Sistem de pornire cu aer comprimat

- Sistem de alimentare și filtrare a aerului de combustie
- Sistem de ventilație pentru răcirea și alimentarea cu aer la motor
- Sistem de alimentare cu apă de adaos la circuitul motorului
- Sistem de răcire și recuperare a căldurii din apa motorului
- Sistem de răcire și recuperare a căldurii din gazele de ardere ale motorului
- Sistem de reducere a emisiilor poluante din gazele de ardere ale motorului (NOx și CO)
- Sistem de monitorizare a emisiilor la coș – opțional (se recomandă aparatură portabilă de măsurare a emisiilor)
- Schimbător de căldură pentru transferul căldurii recuperate în circuitul de termoficare SACET
- Sistem de evacuare de urgență a căldurii degajate de intercooler
- Sistem de evacuare de urgență a căldurii din apa de răcire a motorului, inclusiv schimbător de căldură și echipamente de automatizare aferente
- Sistem de management al uleiului (rezervoare de ulei proaspăt și uzat, pompe de alimentare/descărcare, filtre, robinete, instrumentație, conducte, armături)
- Sistem de detecție a scăpărilor de gaze
- Sistem de stingere PSI
- Dulapurile electrice pentru alimentarea consumatorilor, automatizare și control
- Structură și platforme pentru mentenanță
- Container de atenuare a zgomotelor produse de motor
- Atenuator de zgomot gaze de ardere
- Coș de fum
- Set materiale prima umplere pentru operare în garanție (ulei, uree, altele)
- Pod rulant aferent motorului
- Orice alte instalații nenominalizate dar obligatorii pentru operarea corespunzătoare a instalației de cogenerare
- Set de contoare pentru energie termică, gaz natural, energie electrică
- Set de vane, acționări, robinete, instrumente
- Sisteme electrice
- Sistem de automatizare și conducere locală pentru realizarea automată a tuturor funcțiilor specifice (tablou de control principal, server/stație de lucru, software, modul comunicație la distanță, tablouri locale de control în câmp, instrumente, cabluri de rețea și fibră optică)
- Set piese de schimb cu uzură sau recomandate în perioada de garanție
- Set scule de mentenanță specifică
- Set echipamente aferente construcției: ventilatoare, aeroterme, hidranți, etc.

Următoarele lucrări și servicii au fost considerate în cadrul realizării acestui obiect:

- Lucrări de construcții și instalații aferente clădirii motoarelor termice, stației de comprimare gaz și coșurilor de fum – terasamente, rezistență, arhitectură, instalații, procurări materiale (fundații, platforme, clădire industrială, structuri de acces și de susținere, cămine, canale de cabluri, trotuare, instalații de legare la pământ și paratrăsnete la coșuri de fum, prize, iluminat interior și exterior, balizaj coșuri, ventilație, încălzire, climatizare aer, evacuare fum, detecție și semnalizare incendiu, supraveghere video, telecomunicații, spălare cu apă municipală, evacuare ape uzate convențional curate, evacuare ape uzate cu ulei, scurgeri pentru ape meteorice)
- Procurare și montaj conducte și cabluri, inclusiv materiale asociate
- Lucrări de realizare a protecțiilor anti-corozive
- Lucrări de realizare a izolațiilor termice la echipamente și conductele
- Verificări, inspecții, încercări, teste, probe și punere în funcțiune
- Teste de performanță

Cerințele minime pe care le va respecta noua unitate de cogenerare sunt următoarele:

- Număr de unități de cogenerare: 3 buc.
- Număr de motoare / unitate: 1 buc.
- Combustibil: gaz natural
- Capacitate electrică minimă 10,4 MWe. nivel tensiune 10,5 kV
- Capacitate termică minimă 8,9 MWt
- Temperatură agent termic tur/retur: 90/60 °C
- Randament electric: $\geq 47,5 \%$
- Randament global: $\geq 88 \%$
- Nivel de emisie NO_x la coș: $< 75 \text{ mg/Nm}^3$ pentru 15% O₂ an.uscată
- Nivel de emisie CO la coș: $< 100 \text{ mg/Nm}^3$ pentru 15% O₂ an.uscată
- Nivel de emisie zgomot: $\leq 65 \text{ dB(A)}$ la 10 m de container

3.2.1.2.3.2 Configurație unitate CHPBio

În măsura în care noua centrală se bazează preponderent pe căldura cogenerată din gaz natural într-o primă fază de exploatare, pentru îndeplinirea cerinței privind sistemele eficiente de termoficare centralizată este necesar să se utilizeze o instalație de producere a energiei termice din resurse regenerabile astfel încât, prin combinația celor două surse, să se asigure cel puțin 50% din energia termică livrată în SACET (la gardul centralei).

Din acest motiv, scenariul propus include și o centrală termo-electrică ce utilizează la bază biomasa lemnoasă, convertită în combustibil gazos și lichid. Configurația tehnică a centralei pe biomasă asigură producția de abur tehnologic necesar pentru degazare, apă caldă pentru termoficare și pentru preîncălzirea apei de adaos. Capacitatea utilă necesară a centralei pe biomasă a fost stabilită la minim 1,8 MWe și minim 5,0 MWt. Randamentul minim garantat al instalației în ansamblu va fi de minim 75%.

Centrala pe biomasă (CB) propusă utilizează la bază biomasa lemnoasă, cu o umiditate cuprinsă între 30 și 50%, sub formă de tocătură sau așchii.

Configurația tehnică CB asigură:

- o producție de abur tehnologic utilizabil pentru degazarea apei de termoficare / apei de adaos
- o producție de apă caldă pentru termoficare și pentru preîncălzirea apei de adaos
- o producție de energie electrică utilizabilă pentru compensarea consumului tehnologic intern al noii centrale

Soluția propusă asigură o serie de avantaje importante pentru un operator de SACET:

- asigură o capacitate termică minimă necesară pentru a atinge cerința minimă pentru sistemele eficiente de termoficare centrală (50% ET produsă în combinație de o sursă în cogenerare de înaltă eficiență și o sursă cu combustibil regenerabil.
- tolerează o gamă largă a dimensiunilor așchiilor de biomasă
- operează cu umiditatea nativă a biomasei lemnoase brute într-o plajă largă, tipic între 30 și 50%.
- funcționare stabilă, fără provocarea de arderi în patul de biomasă stocat în gazeificator
- asigură reglarea rapidă a sarcinii în exploatare
- eficiență ridicată de conversie în comparație cu tehnologia de gazeificare în echicurent
- consum propriu redus de energie electrică
- pulberi scăzute în gazele de ardere
- cantități reduse de cenușă reziduală

Centrala termo-electrică propusă utilizează la intrare combustibil de bază biomasă solidă lemnoasă, convertită intern în combustibil principal de ardere sub formă atât gazoasă cât și lichidă. Instalațiile de ardere care compun centrala pe biomasă sunt:

- **Cazan de abur**, care va utiliza drept combustibil principal un combustibil mixt, lichid și gazos. Combustibilul lichid este combustibilul primar, iar combustibilul gazos este combustibilul secundar.

- **Instalație de cogenerare**, care va utiliza drept combustibil principal un combustibil exclusiv gazos (combustibil primar)

Având în vedere capacitatea de ardere a celor două instalații, limitele de emisie pe care trebuie să le respecte cele două instalații de ardere vor fi conforme VLE prevăzute în Anexa nr. 2 Partea 2 (instalații medii de ardere noi):

- Pentru cazanul de abur:
 - o Combustibil lichid, altul decât motorina (3% O₂ în g.a. uscate):
 - NO_x: 300 mg/Nm³
 - SO₂: 350 mg/Nm³
 - PM: 50 mg/Nm³ (pentru capacitatea termică sub 5 MWf)
 - CO: n/a
 - o Combustibil gazos, altul decât gazul natural (3% O₂ în g.a. uscate):
 - NO_x: 200 mg/Nm³
 - SO₂: 35 mg/Nm³
 - PM: n/a
 - CO: n/a
- Pentru instalația de cogenerare:
 - o Combustibil gazos, altul decât gazul natural (15% O₂ în g.a. uscate):
 - NO_x: 190 mg/Nm³
 - SO₂: 15 mg/Nm³
 - PM: n/a
 - CO: n/a

3.2.1.2.3.3 Configurație Ufcog

Se vor instala etapizat, patru cazane identice astfel:

➤ Ansamblul format din 4 cazane de producere a agentului termic (CAF), de capacitate egală de minim 25 MWt, cu funcționare pe gaz natural, având în total o capacitate nominală de minim 100 MWt și un cazan cu abur de 6 t/h

➤ Instalațiile tehnologice auxiliare necesare ansamblului CAF, respectiv schimbătoare de căldură pentru racordarea la rețeaua de termoficare a municipiului, pompe de circulație pentru circuitele cazanelor, tabloul general de alimentare a consumatorilor electrici aferenții noii instalații de producere a energiei termice, sisteme de măsurare și contorizare a energiei termice, energiei electrice și gazului natural.

Specificații privind configurația instalației CAF

1. Din considerente de flexibilitate, în asigurarea optimă a sarcinii termice necesare, s-au prevăzut, un număr de 4 buc. cazane CAF, ignitubulare identice, de capacitate egală, 25 MW, având o sarcină nominală de **100 MWt**. Noua unitate de producție va funcționa pe gaz natural.
2. Randamentul cazanelor va fi de minim **95,0%**.

3. Cazanele de apă caldă vor fi dotate fiecare cu coș de fum individual, de înălțime minim 25 m, care să asigure conformarea la condițiile tehnice ce vor fi stabilite în cadrul actului de reglementare ce va fi emis de APM Arad pentru faza de proiectare PT+DE.
4. Nivelul emisiilor poluante în atmosferă caracteristic CAF-urilor va fi conform cu valorilor stabilite în **Legea nr. 278/2013** cu actualizările ulterioare, pentru condițiile de referință specifice (3% O₂ în gazele de ardere analiză uscată, condiții normale de temperatură și presiune: 0°C și 1,01325 bar), respectiv:

e) NO_x : ≤ 100 mg/Nm³

f) CO : ≤ 100 mg/Nm³

g) SO₂ : ≤ 35 mg/Nm³

h) PM : ≤ 5 mg/Nm³

Instalațiile auxiliare necesare implementării investiției cu cazane CAF cuprind și următoarele lucrări:

- schimbătoare de căldură cu plăci pentru preluarea energiei termice în sistemul de termoficare,
- pompe de circulație în circuitele cazanelor
- tablou general de alimentare,
- unitate de degazare cu abur saturat 6 bar(g) de minim 6 t/h, contoare.
- stația electrică de 6/0,4 kV aferentă alimentării cu energie electrică a CAF-urilor
- adaptarea rețelelor de utilități pentru racordare la obiectele SACET. Se vor extinde / adapta rețele de alimentare cu gaze naturale, rețele de termoficare, rețele de apă și canalizare, și rețele de comunicații.

Cazanul de abur va fi ales cu o capacitate producere de minim 6 t/h la presiunea de 6 bar(g).

Fiecare cazan va fi dotat cu instalație de reglare a temperaturii apei la intrarea în circuitul cazanului. Fiecare cazan va fi dotat cu tablou de automatizare propriu, fabricat de producătorul cazanului. Sistemul propriu de automatizare va acționa astfel încât să nu se permită intrarea apei de retur în ansamblul cazan + recuperator de căldură cu o temperatură mai mică de 50 °C. Ansamblul celor patru cazane de apă caldă va fi controlat prin intermediul unui tablou de automatizare de sistem fabricat și furnizat tot de producătorul cazanelor. Tablourile vor fi testate în fabrică, iar ansamblurile cazanelor, echipamentele și cablurile aferente vor fi verificate anterior punerii lor în operă (buletine de verificare).

Cazanele CAF propuse vor fi dotate cu instalație de ardere identică, cu capacitate de modulare continuă a sarcinii termice cel puțin până la 25% din capacitatea nominală.

Cazanele CAF propuse spre livrare vor fi “H₂-Ready”, capabile să opereze cu combustibil gazos de tip gaz natural, în componența căruia se poate regăsi un conținut de până la 20%vol hidrogen. Oferta va include confirmările producătorilor de cazan și de arzător cu privire la conținutul maxim de hidrogen admisibil în compoziția gazului natural.

Cazanele propuse vor trebui să poată fi echipate în viitorul apropiat prin upgrade cu arzătoare care să permită utilizarea unui gaz natural în amestec cu un conținut mai ridicat de hidrogen de până la 100%.

Presiunea de alimentare cu combustibil gazos a rampei incluse în furnitura cazanului va fi de maxim 1 bar(g).

3.2.1.2.4 Clădirile echipamentelor tehnologice – scenariul 2

Noile dotări tehnologice industriale vor fi instalate în interiorul unor clădiri industriale proiectate corespunzător, **pentru fiecare obiectiv în parte**, în cadrul acestui proiect. Clădirile vor fi realizate

împreună cu toate instalațiile suport necesare conform prevederilor reglementărilor tehnice și legislative în vigoare.

Clădirile tehnologice în care vor fi instalate motoarele, cazanele și echipamentele auxiliare vor asigura suprafața de explozie conform normelor de utilizare a gazului natural respectiv grilele de aspirație a aerului la motoare și la cazane.

Clădirile vor fi dotate cu pod rulant acționat manual de la sol, dimensionat în funcție de piesa cea mai grea pe care trebuie să o ridice / manipuleze / transporte, respectiv în funcție de dimensiunile stabilite. Sistemul de conducere va fi dotat cu interfețe de comunicație de date adecvate inclusiv pentru integrarea ulterioară într-un sistem de control distribuit (DCS/SCADA) al surselor de energie dezvoltate în incinta CETH.

Nivelul de zgomot al echipamentelor prevăzute va fi în concordanță cu limitele zgomotului la care poate fi expus personalul, așa cum este definit în standardele românești și internaționale.

Nivelul maxim al sunetului nu va depăși 85 dB(A) măsurat la 1,0 m distanță de agregat. Dacă este necesar, pentru îndeplinirea acestei cerințe vor fi prevăzute închideri acustice pentru atenuarea nivelului de zgomot și/sau vor fi utilizate de către beneficiar echipamente adecvate de protecție a muncii.

Nivelul de zgomot produs în exterior de noua instalație, în faza de construire sau în faza de exploatare, la fațada clădirilor rezidențiale din apropiere nu va depăși valorile maxime admisibile ale presiunii acustice prevăzute în Norma de igienă și sănătate publică privind mediul de viață al populației, aprobată prin OMS nr. 119/2014, măsurată conform SR ISO 1996/2-08, de 55 dB(A) în cursul zilei între orele 07:00-23:00, respectiv de 45 dB(A) în cursul nopții între orele 23:00-07:00.

3.2.1.2.5 Instalații electrice și de automatizare

3.2.1.2.5.1 Descrierea instalațiilor electrice aferente noilor surse – scenariu 2

Pentru evacuarea puterii electrice generate la nivelul noii centrale precum și pentru alimentarea cu energie electrică a consumatorilor aferenți obiectelor descrise anterior, s-a prevăzut o stație electrică (SE) pe nivelul de tensiune 10,5 kV, interconectată corespunzător cu o stație electrică existentă pentru conectare la SEN pe nivelul de tensiune de 110kV, prin intermediul unui transformator ridicător nou 10,5/110 kV, de capacitate minim 50 MVA.

În vederea realizării racordului la stația de conexiune la SEN existentă în afara incintei CETH, este inclusă modernizarea unui ansamblu de celulă 110kV existentă (echipare complet nouă: întreruptor, separatoare, descărcătoare, transformatoare de măsură, izolatoare, cutii de joncțiune, dulapuri de protecție), respectiv va fi realizată linia electrică de racord aferentă; cablurile vor fi instalate pe un traseu combinat, parțial îngropat, parțial prin canal tehnic existent. Celula de 110kV vizată pentru modernizare va fi integrată cu sistemele electrice de înaltă tensiune, sistemele de automatizare / SCADA și circuitele cc/ca de joasă tensiune existente la nivelul stației electrice 110kV Mureșel.

Stația de 10,5 kV va fi compusă din două secțiuni distincte, interconectate între ele printr-o cuplă. O secțiune de 10,5kV este alocată unui grup de 2 generatoare – 2 GenSet-uri de 10,4 MWe din cadrul obiectului MT – iar cealaltă secțiune de 10,5kV este alocată celui de-al 2-lea grup de 2 generatoare – 1 GenSet de 10,4 MWe din cadrul obiectului MT și 1 GenSet de 1,8 MWe din cadrul centralei pe biomasă. Cele două secțiuni vor fi cuplate la un transformator de putere ridicător de tensiune 10.5/110kV prin cabluri și cutii de conexiune adecvate. Transformatorul ridicător va fi dotat cu dulap de protecție și control și sistem de stingere. Fiecare generator va fi contorizat.

Pentru alimentarea consumatorilor electrici în cadrul centralei sunt utilizate câte două transformatoare auxiliare coborâtoare 10,5/0,4kV, în cazul obiectelor SE+MT respectiv SP, de capacitate adecvată; în acest sens, vor fi utilizate dulapuri locale de distribuție 0,4 kV cu dublă alimentare și AAR.

Pentru asigurarea pornirii centralei în situația unei situații de black-out, este prevăzut un generator de pornire de urgență Diesel, dimensionat corespunzător puterii de pornire necesare, cuplat printr-un tablou electric cu AAR în dulapul general de distribuție al stației electrice.

Pentru asigurarea serviciilor proprii de c.c. aferente stației electrice se va utiliza un sistem dublu redresor 400Vca / 220Vcc și un set de baterii acumulator de capacitate adecvată. Pentru alimentarea sistemului DCS se va include o sursă neîntreruptibilă UPS de capacitate adecvată cu autonomie de minim 30 minute.

În cadrul soluției este prevăzută realizarea unui sistem SCADA de monitorizare și management al parametrilor electrici (protecții, contoare), sistem care va fi interconectat cu sistemul existent la nivelul SE 110kV. Vor fi prevăzute terminale numerice de protecție și interfețe de comunicație adecvate pentru celulele de medie tensiune instalate la nivelul noii stații SE cât și pentru celula nouă de 110kV. Pentru noua linie de evacuare a puterii va fi instalat contor de energie electrică bidirecțional. Toate dispozitivele IED vor fi interconectate prin fibră optică la un cabinet echipat cu sistem SCADA electric dedicat. Acest sistem va fi interconectabil cu sisteme informatice terțe (Transelectrica, DCS proces). Sistemul va include o stație operator.

3.2.1.2.5.2 Instalații electrice aferente construcțiilor

- Instalația de iluminat normal din sala motoare, stațiile electrice, respectiv prize;
- Instalația de iluminat de siguranță

3.2.1.2.5.3 Instalații de protecție aferente noilor surse

Instalații interioare de protecție și echipotentializare constă în:

- conductoare de legare la pământ,
- conductoarele principale și de ramificație pentru echipotentializarea de baza și suplimentară a maselor conductoare și a părților conductoare străine împotriva socurilor electrice.

Prin sistemul descris, la priza de pământ se leagă:

- toate masele conductoare ce accidental pot ajunge sub tensiune, părțile conductoare aflate în proximitate (la mai puțin de 2,5 m) de masele conductoare și între care pot apărea accidental tensiuni periculoase
- toate elementele metalice ale instalațiilor și sistemelor interioare care se afla față de elemente metalice superioare ale clădirii la distanțe mai mici decât distanțele de separare definite conform I7/11
- toate elementele metalice ale instalației care în mod normal nu sunt sub tensiune, dar care pot să ajungă accidental;

Se vor lua toate măsurile necesare în vederea asigurării continuității electrice la îmbinarea tronșoanelor de jgheaburi.

Instalația de protecție constă dintr-o centură de legare la pământ OL-Zn 40x4mm realizată:

- pe conturul stației 10,5 kV generale;
- pe conturul stației 0,4 kV ;
- pe conturul camerei de comandă;
- pe conturul salii utilajelor tehnologice propuse;

Aceste noi instalații se vor interconecta și apoi se vor conecta în două locuri distincte la priza de pământ existentă a centralei.

La construcțiile noi se va realiza priza de pământ naturală care se va conecta cu priza de pământ existentă. Toate conexiunile de la priza de pământ artificială până la piesele de separație se execută

cu platbandă Ol-Zn 40x4mm. Piesele de separație vor fi pozate pe peretele construcției la un nivel de +0.5m fata de nivelul terenului.

Rezistența de dispersie a prizei totale, trebuie să fie mai mică de 1Ω

3.2.1.2.5.4 Descrierea lucrărilor de automatizare - scenariu 2

Concepția de bază a sistemului de comandă pornește de la cerințele de exploatare automată a tehnologiei nou instalate doar cu o supraveghere de strictă necesitate a exploatării.

Comanda tehnologiei este realizată din stația de operare care va fi amplasată pe pupitrul din camera de comandă. În caz de nevoie (de exemplu în cursul probelor, reviziei) pentru comanda tehnologiei se va putea utiliza și dulapul propriu al motorului care este prevăzut un display touch screen pe ușa dulapului, pe care va fi realizată schema sinoptică a procesului tehnologic și schema P&I.

Pentru supravegherea stării sistemului, operatorul poate apela la imagini grafice referitoare la instalația tehnologică și va primi mesaje în caz de defecte. Imaginile grafice vor fi interactive reprezentând măsurătorile în timp real și starea momentană a utilajelor (închis / deschis / defect etc.).

Pe display va fi posibilă afișarea variabilelor din proces în mai multe formate selectabile de către operator.

Limitele de semnalizare, avertizare și evenimente vor fi prevăzute ca imagini grafice standard cu posibilitatea de a selecta orice element din sistem.

Operatorul poate apela la imagini selectate de display și poate efectua comenzi asupra elementelor din proces. De asemenea prin intermediul tastaturii sau mouse, poate selecta diverse funcții, poate modifica valorile de referință sau alege regimul de funcționare

Fiecare grup motor-generator este livrat cu

-tablou de forță și comandă;

-tablou de servicii auxiliare (terminalul central de operare).;

Intre cele doua tablouri este o legatura seriala prin care se realizeaza preluarea semnalelor (analogice și digitale)

Sistemul de automatizare este asigurat de un automat programabil (PLC) cu procesor, sursă de alimentare stabilizată, care va asigura alimentarea procesorului și tensiunea pentru semnalele de intrare – ieșire, amplasat în tabloul de servicii auxiliare (terminalul central de operare)

Comenzile, afișarea parametrilor mășurați, respectiv a parametrilor reglați, alarme preventive sau avarie se vor realiza și afișa pe display-ul touch screen, amplasat pe ușa tabloului de servicii auxiliare.

Se vor realiza ferestre separate pentru alarme preventive sau avarie, cu istoricul acestora și confirmare de luat la cunoștință.

3.2.1.2.6 Instalații auxiliare

Au fost prevăzute următoarele:

1. Acumulator de căldură atmosferic
2. Stație de pompare agent termic
3. Degazor termic pentru apă de termoficare

4. Stație electrică și sistem de control distribuit (prezentat mai sus)
5. Servicii generale, demolări, rețele în incintă și racorduri

3.2.1.2.6.1 Acumulator de căldură atmosferic

Stocarea căldurii permite operarea instalației de cogenerare propuse la capacitatea maximă pentru o perioadă de timp determinată, în perioade cu consum de energie termică mai redus, fără a fi necesară modularea permanentă a sarcinii termice. Totodată, se maximizează producția de energie electrică la eficiența maximă posibilă pentru punctul nominal de funcționare. În consecință, decuplarea dintre generarea și cererea de căldură este deosebit de utilă în cazul unei centrale de cogenerare asigurând astfel o funcționare flexibilă și o fiabilitate mai ridicată a acestora.

Descriere detaliată a obiectului este prezentat la capitolul 5.3

3.2.1.2.6.2 Stații de pompare termoficare

Pentru implementarea unei centrale de cogenerare complete, este necesară realizarea unui sistem nou de pompare a agentului termic care să asigure circulația acestuia prin echipamentele termo-energetice și livrarea în rețeaua SACET.

Descriere detaliată a obiectului este prezentat la capitolul 5.3

3.2.1.2.6.3 Degazor termic pentru apă de termoficare

Degazarea apei de termoficare vehiculată prin rețeaua termică primară joacă un rol esențial în exploatarea corespunzătoare a SACET pe termen lung. Pentru protejarea rețelelor termice, apa de termoficare trebuie să fie menținută la o anumită calitate, de natură să nu afecteze integritatea fizică a conductelor rețelei prin coroziuni, depuneri, colmatări. Prin urmare, în cadrul configurației noii centrale este prevăzută funcția de sistem degazor care să asigure tratarea necesarului de apă de adaos actual.

Descriere detaliată a obiectului este prezentat la capitolul 5.3

3.2.1.2.6.4 Servicii generale, demolări, rețele în incintă și racorduri

Dezafectări, demontări și demolări

În amplasamentul alocat pentru noua centrală s-au constatat o serie de clădiri, instalații și facilități tehnologice, unele utilizate altele neutilizate în prezent. Obiectele neutilizabile din amplasamentul de proiect vor trebui obligatoriu dezafectate prin operațiuni de demontare, demolare, etc.

Construcția de drumuri și căi de circulație în incinta noii centrale

Toate drumurile în incinta noii centrale sunt prevăzute, astfel încât obiectele să poată fi accesibile pentru autovehicule diverse. Drumurile existente din incintă se vor reabilita și integra cu sistemul de drumuri noi. În incinta amenajată pentru noua centrală va fi disponibilă o zonă pentru parcare autovehiculelor, integrată în sistemul de drumuri nou amenajate.

Toate clădirile includ trotuare, cu excepția intrărilor/ieșirilor, racordate direct la drumurile din incintă.

Odată cu realizarea drumurilor se va realiza și sistematizarea pe verticală, inclusiv drenajele pluviale, stâlpii de iluminat.

Amenajări pentru protecția mediului și aducerea terenului la starea inițială

La finalul execuției lucrărilor proiectului au fost prevăzute lucrări de curățire și remediere a terenului rămas liber, inclusiv lucrări de aducere la starea inițială. De asemenea, s-au prevăzut lucrări de amenajare de spații verzi.

Realizarea rețelelor exterioare și racordurilor de utilități necesare investiției

Noua centrală va fi racordată la următoarele utilități necesare operării, existente în interiorul incintei CETH, în cele mai apropiate puncte față de amplasamentul stabilit pentru obiectele proiectului:

- la instalația interioară de alimentare cu apă pentru stingere incendiu
- la instalația interioară de alimentare cu apă potabilă pentru uz menajer
- la instalația interioară de evacuare a apelor uzate tehnologice
- la rețeaua de evacuare a apelor meteorice
- la instalația interioară de alimentare cu apă tratată
- la instalația interioară de utilizare a gazului natural
- la stația electrică de conexiune SE 110kV Mureșel
- la stația electrică de servicii generale SE 6 kV CETH

Toate obiectele proiectului vor fi conectate la punctele de racord (de interfață), după cum este cazul, prin intermediul rețelelor exterioare, incluse în cadrul bugetului de proiect.

Racordul pentru alimentarea cu gaz natural

Instalația de utilizare existentă în incinta CETH permite racordarea noii centrale la o presiune de lucru stabilă de 2 bar(g), conform datelor confirmate de beneficiar.

Referitor la racordurile necesare de alimentare cu gaz natural, soluția propusă se bazează pe utilizarea instalației de utilizare existentă în incinta CETH, având în vedere următoarele:

- caracteristicile tehnice ale instalației de utilizare gaze naturale
- accesul facil la instalația existentă
- condițiile tehnice stabilite de SNTGN TRANSGAZ în vederea racordării directe la rețeaua de transport gaze naturale
- cerințele beneficiarului privind cheltuielile de realizare a racordului și tarifele de achiziție a gazului natural, precum și cele legate de viteza de implementare a proiectului
- costurile mai mici pentru realizarea racordului de alimentare în rețeaua de distribuție
- tariful de achiziție potențial negociat cu furnizorul care distribuie gazul natural

Soluția tehnică a fost aleasă ținându-se seama de situația existentă, de cerințele beneficiarului și de condițiile impuse de S.C.DEL GAZ GRID S.A., Centrul Operational Arad.

Necesarul de gaze naturale pentru alimentarea unității de cogenerare conform datelor din tabelul de mai jos este cca. 6600 Nm³/h, la o presiune de utilizare stabilă de 9...10 bar(g)

Necesar gaz S2	MW	motoare	Nm³/h
capacitatea electrica	10,4	3	6600
Capacitatea termica	8,9	3	

Tabel 14. Consum gaz CHP Motoare Scenariu 2

- pentru alimentarea cazanelor de apă caldă este necesar un debit de până la 10.600 Nm³/h la o presiune de utilizare stabilă de 1...2 bar(g).

- pentru alimentarea cazanului de abur saturat este necesar un debit de până la 400 Nm³/h la o presiune de utilizare stabilă de 1...2 bar(g).

Astfel, în vederea alimentării motoarelor termice va fi necesară realizarea unei stații de comprimare a gazului natural (CGN) care să livreze la ieșire o presiune stabilă de 9...10 bar(g), racordată la conducta existentă din proximitatea amplasamentului MT.

Pentru alimentarea unitatii de cogenerare se va realiza racord din conducta existenta de alimentare a CAF nr. 4 si 5.

Pentru asigurarea alimentării cu apă potabilă necesară în cadrul noilor facilități (la nivelul stației electrice și de conducere, la nivelul clădirii cazanelor, respectiv la nivelul clădirii stației electrice aferente centralei pe biomasă), se va realiza un racord intern la rețeaua de apă potabilă existentă în incinta CETH, punct de interfață situat în proximitatea clădirii de birouri CETH.

Pentru asigurarea evacuării apelor uzate menajere este prevăzută o soluție cu vidanaje în terenul alocat dezvoltării proiectului. Soluția prevăzută nu implică realizarea unui racord nou în exteriorul CETH la rețeaua de canalizare municipală; dacă va fi stabilită ca necesară această racordare, va fi luată în considerare obținerea avizului de racordare din partea Companiei municipale de apă și canalizare. În acest caz, bugetul de investiție va fi suplimentat ulterior cu lucrările aferente de realizare a unei rețele interne pentru canalizarea apelor uzate menajere cu sistem de pompare, care să facă joncțiunea la rețeaua de canalizare municipală (sau la rețeaua internă din incinta CETH, în zona clădirii de birouri CETH).

Montaj instalații tehnologice și funcționale

În cadrul rețelilor de fluide și de utilități necesare proiectului, sunt incluse procurările de materiale și montajele aferente realizării următoarelor:

- estacadă de conducte bazată pe confecție metalică
- conducte de agent termic tur + retur
- conducte de abur saturat și de condens
- conducte de apă de adaos aferente circuitelor închise ale noii centrale
- conducte de apă dedurizată
- conducte de apă demineralizată
- izolații termice aferente conductelor

3.2.1.2.7 Cerințe și condiții generale pentru scenariul 2

3.2.1.2.7.1 Condiții privind nivelul de zgomot

Nivelul de zgomot al echipamentelor propuse în exploatare va fi în concordanță cu limitele zgomotului la care poate fi expus personalul așa cum este definit în standardele românești și internaționale.

Nivelul maxim al zgomotului nu va depăși 85 dB(A) măsurat la 1m distanță de agregat.

Vor fi prevăzute închideri acustice pentru atenuarea nivelului de zgomot.

Nivelul de zgomot la 10m de containerul unității de cogenerare în orice direcție nu va depăși valoarea de 65 dB(A). În acest sens, vor fi prevăzute materiale fonoabsorbante pentru construcția containerului respectiv vor fi prevăzute atenuatoare de zgomot pe căile de admisie/evacuare a aerului respectiv de evacuare a gazelor de ardere.

De asemenea, nivelul de zgomot produs de noua centrală, în faza de construire sau în faza de exploatare, la fațada clădirilor rezidențiale din apropiere nu va depăși valorile maxime admisibile ale presiunii acustice prevăzute în Norma de igienă și sănătate publică privind mediul de viață al populației, aprobată prin OMS nr. 119/2014, măsurată conform SR ISO 1996/2-08 la 1,5 m înălțime de sol, de 55 dB(A) în cursul zilei, respectiv de 45 dB(A) în cursul nopții (orele 23:00 07:00)

3.2.1.2.7.2 Condiții privind vibrațiile

În faza de construire, dacă sunt necesare, se va avea în vedere limitarea vibrațiilor, astfel încât construcțiile și instalațiile existente ce nu sunt vizate de acest proiect să nu fie afectate și să nu sufere deteriorări, respectiv să pună în pericol viața sau sănătatea lucrătorilor.

Pentru agregatele principale cu părți mecanice în mișcare vor fi prevăzuți senzori pentru monitorizarea nivelului de vibrații, în scopul alertării personalului de exploatare în situația depășirii unor praguri specifice stabilite de furnizor/producător.

3.2.1.2.8 Curbele de sarcina clasate rezultate în urma implementarea investițiilor propuse în scenariul 2

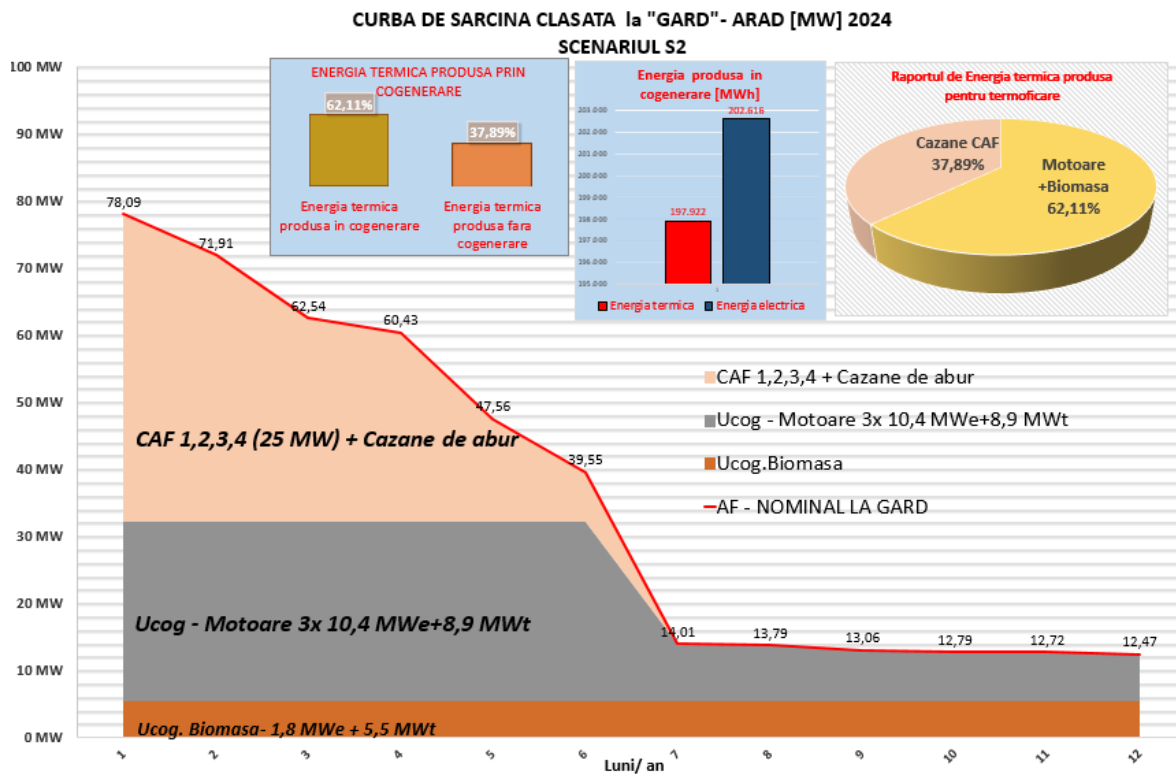


Figura 23. Prognoza curba de sarcina clasată –după sarcinina medie lunară- S2 – 2024

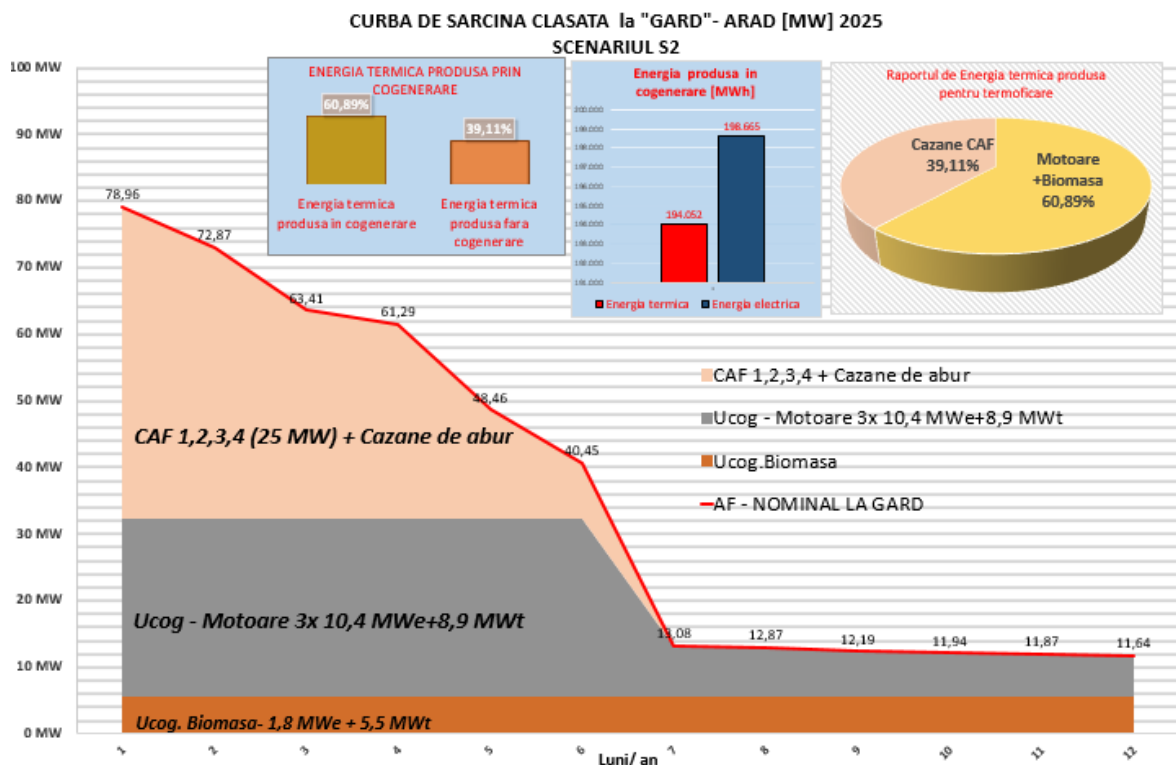


Figura 24. Prognoza curba de sarcina clasată –după sarcinina medie lunară- S2 – 2025

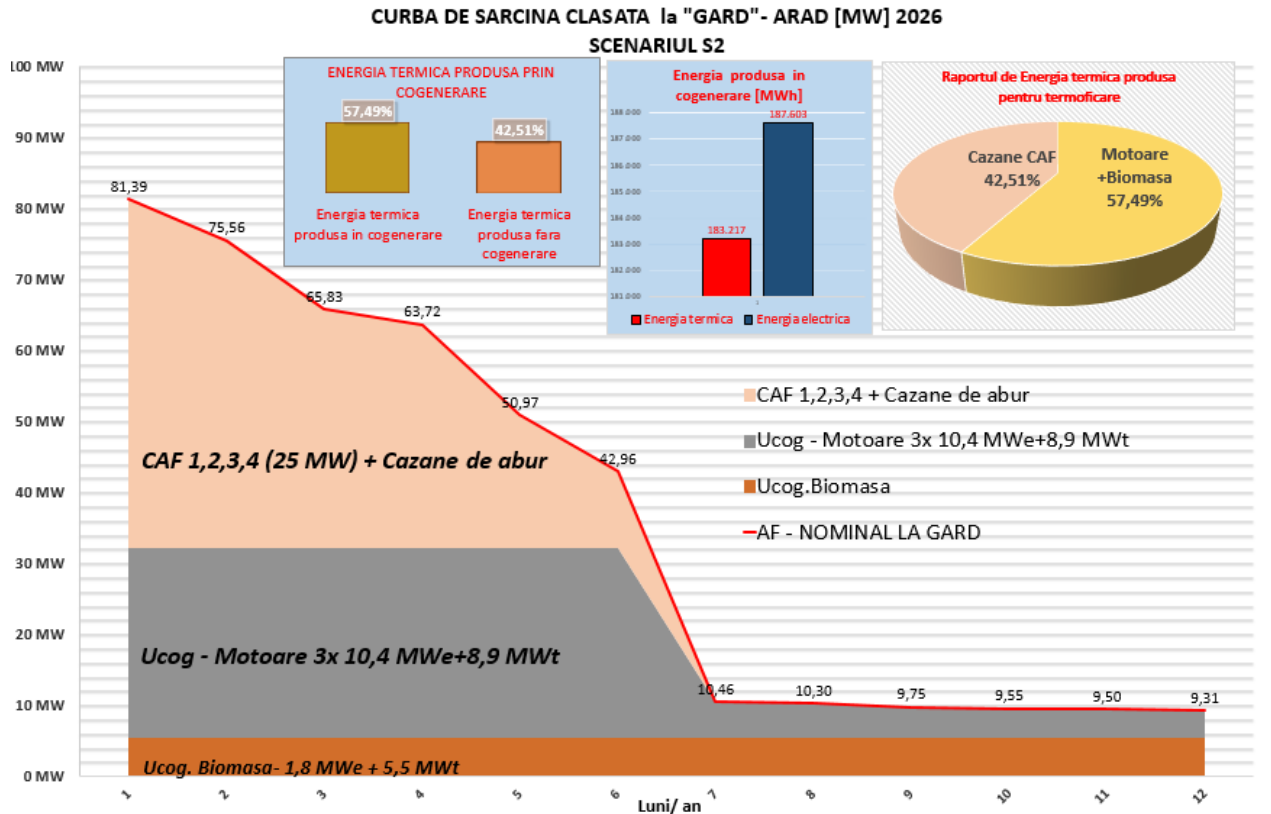


Figura 25. Prognoza curba de sarcina clasată –după sarcinina medie lunară- S2 – 2026

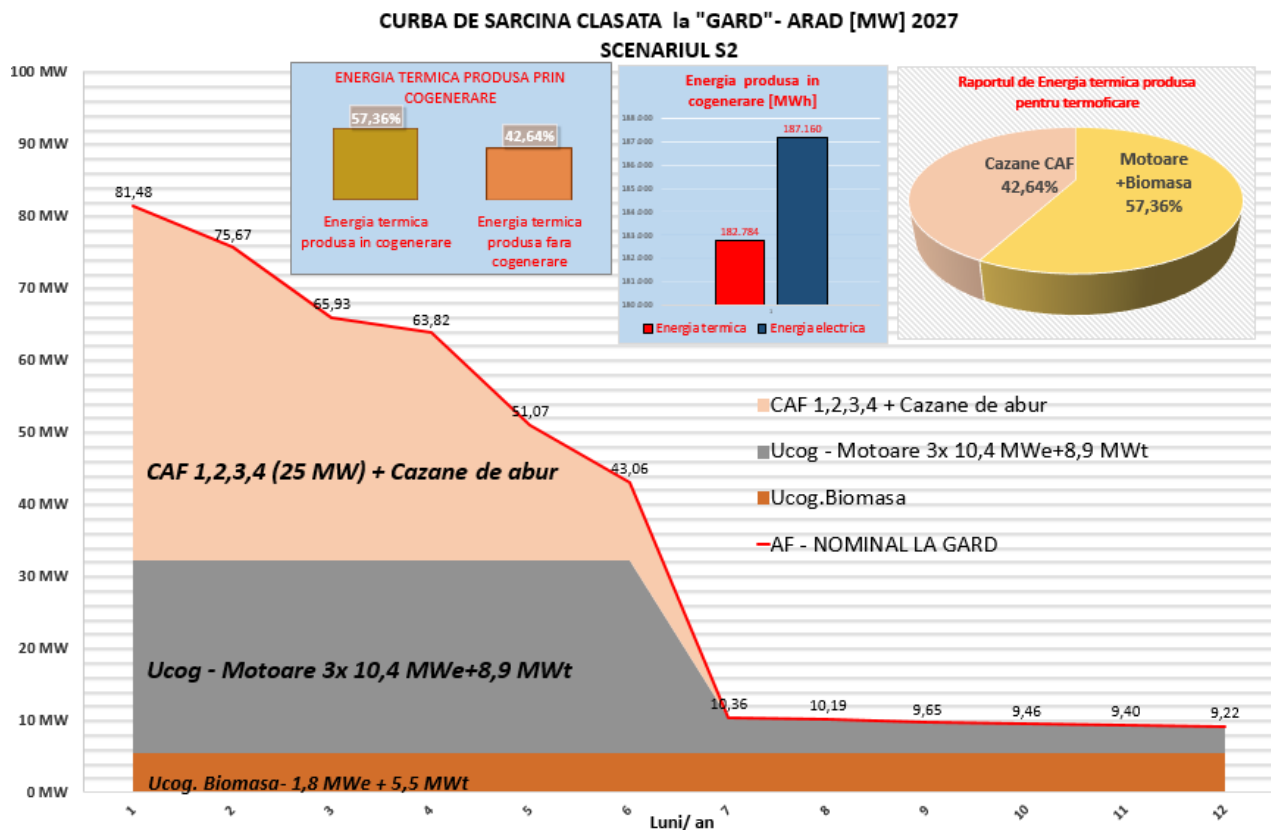


Figura 26. Prognoza curba de sarcina clasată –după sarcinina medie lunară- S2 – 2027

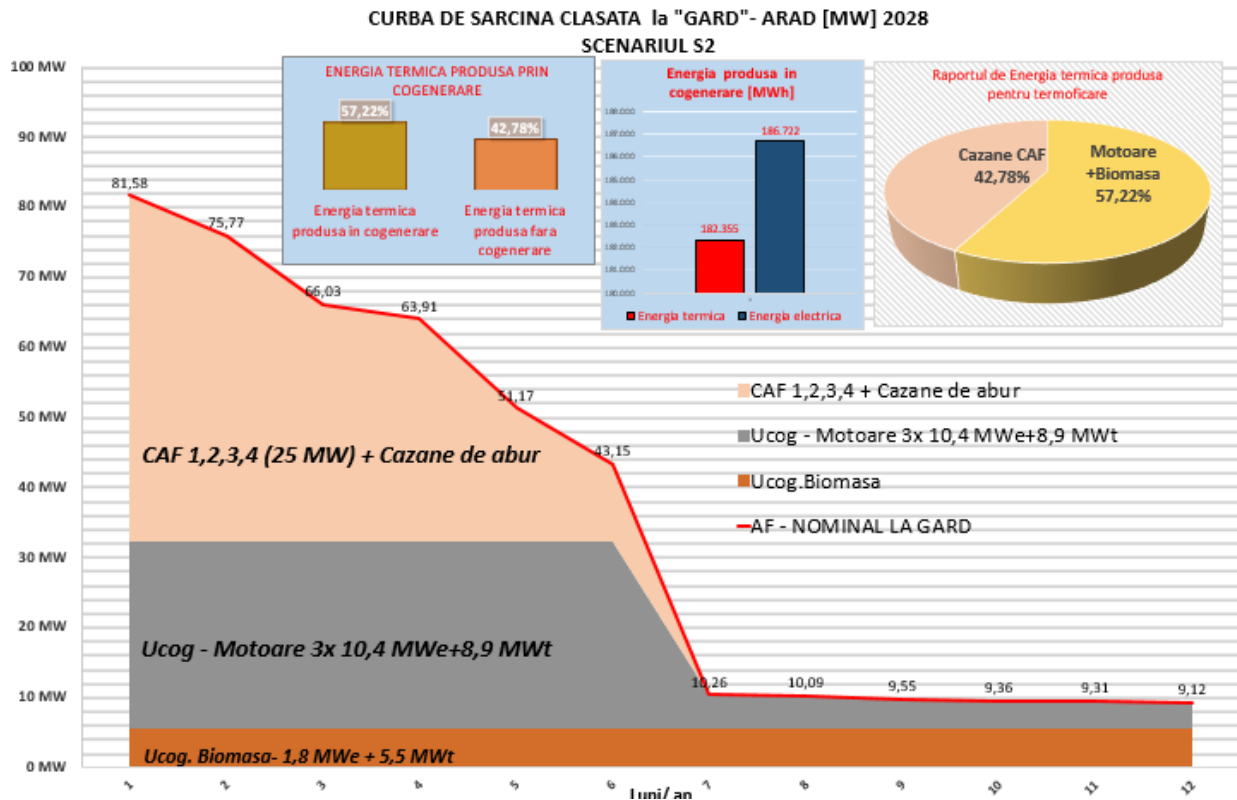


Figura 27. Prognoza curba de sarcina clasată –după sarcinina medie lunară- S2 – 2028

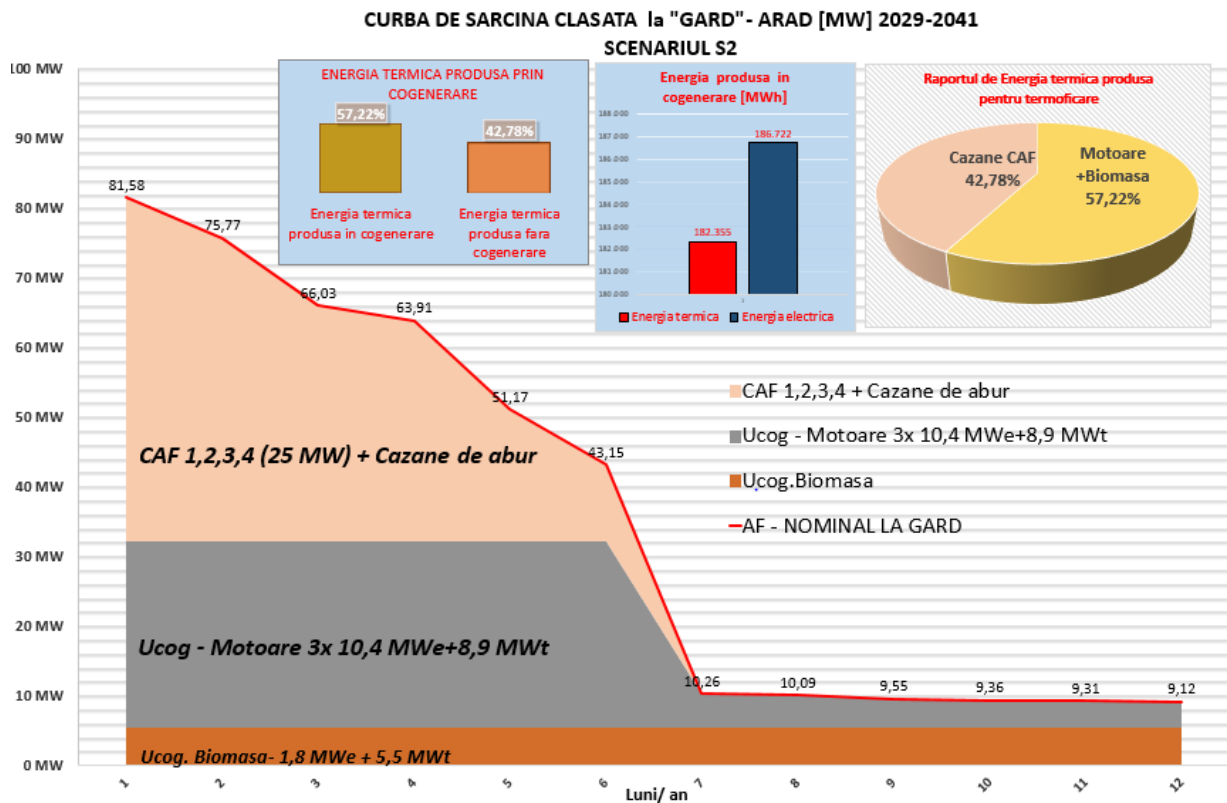


Figura 28. Prognoza curba de sarcina clasată –după sarcinina medie lunară- S2 – 2029-2041

3.2.2 Justificarea alegerii scenariilor și a opțiunilor în cadrul scenariilor:

Motoarele cu gaz natural MT de ultimă generație alese, sunt tipuri de motoare de gaze cu turbocompresoare cu două trepte, cu capacitatea cilindrică ce trebuie să fie cât mai mare posibil, cu un nou proces de combustie (reglarea timpurie și tardivă a supapei de admisie a gazului) care în combinație cu un proces sofisticat de combustie și de sincronizare a supapelor asigură o creștere a eficienței electrice a motoarelor de până la aproape 50% precum și o eficiență generală mărită cu trei până la patru puncte procentuale. Cele mai performante motoare din punct de vedere al eficienței electrice și al randamentului global sunt cele la care se folosește Ciclul Miller* (brevetat de Ralph Miller, 1947).

Turboagregatele TG identificate a fi fezabile sunt turbine cu gaze de ultimă generație de tip aeroderivat cu o răspândire largă în domeniul de cogenerare în special pentru SACET-uri care dispun de cameră de ardere uscată și asigură emisii foarte reduse de NOx < 15 ppm.

Ținând cont de necesitatea realizării unei surse de producție moderne cu tehnica de ultimă generație și ținând cont în deosebi de evoluția pieței viitoare în sectorul de cogenerare, o soluție mixtă cu motoare pe gaz natural completata de o unitate de cogenerare de înaltă eficiență cu folosirea de energie regenerabilă _ biomasa lemnoasa _ asigura o flexibilitate mărită în străduința operatorului de a obține rezultate economice optime.

Pentru blocul de cogenerare BE unde au fost identificate scenarii fezabile cu componente de producție energie utilă de ultimă generație **cu turbine cu gaz natural „GT“** și scenarii fezabile cu componente de producție energie utilă de ultimă generație cu motoare termice cu gaz natural „MT“ a fost efectuată analiza SWOT unde sunt prezentate sintetic comparativ punctele tari / slabe „Motor cu Combustie versus Turbina cu gaz” cu referire la oportunitati precum și la amenințările de dezvoltare a proiectului pentru obiectele de producție analizate :

	Motor cu combustie	Turbină cu gaz
Puncte tari	<ul style="list-style-type: none"> • Motoarele cu combustie pot arde o varietate de combustibili, inclusiv gaze naturale, combustibil lichid ușor, inclusiv Biodiesel; răspund cu ușurință la schimbările de disponibilitate a combustibilului • Sunt H2-Ready • Flexibilitatea combustibilului asigură economii în ceea ce privește costurile • Trecerea instantanee de la gaz la combustibil lichid ușor • Unele motoare au posibilitatea de a funcționa CONCOMITENT cu 2 combustibili • Consumă aproape 50% mai puțină apă decât o centrală electrică cu turbina pe gaz de dimensiuni 	<ul style="list-style-type: none"> • Combustibil gaze naturale, păcură și combustibili sintetici • Eficienta ridicat la cicluri de funcționare de peste 8 ore la încărcarea de baza la sarcina completă • Centrala cu turbină cu gaz necesită mai puține sisteme auxiliare, precum și mai puține dispozitive suplimentare de evacuare a gazelor

	<p>similare</p> <ul style="list-style-type: none"> • Schimbarea sarcinii de la 10% la 100% în mai puțin de 1 minut • Schimbarea sarcinii nu afectează programul de întreținere/mentenanță • Timp de pornire rapid • Se pot opri într-un minut • Motoarele cu combustie sunt mai puțin sensibile la temperatură și umiditate, păstrându-și eficiența și puterea nominală într-o gamă mai largă de condiții de mediu • Motoarele sunt eficiente și în regim de funcționare intermitentă • Pornirea rapidă a motorului reduce în regim de funcționare intermitentă consumul total de combustibil • Condițiile de pornire la cald pot fi menținute pentru asigurarea unui start rapid și pot ajunge la sarcina nominală în cel mult două (2) minute în condiții de „pornire la cald” în care apa de răcire este preîncălzită și menținută la peste 70 ° C • Gazele de eșapament provenite de la motorul cu ardere internă cu piston sunt în jur de 360 ° C, o temperatură mult mai scăzută decât temperatura de evacuare la turbinele cu gaz • Motoarele cu combustie au o eficiență mai mare a ciclului simplu (eficiența electrică brută _fara cogenerare), de până la 51%. • Costurile de întreținere a motorului pe gaz se dovedesc adesea mai mici decât cele pentru turbine (fazele de mentenanță A,B și C pot fi facute de catre personalul specializat al beneficiarului) • Motoarele oferă o putere de încărcare completă la orice altitudine de până la 1.000 de metri deasupra nivelului mării • Cerințele scăzute de presiune de admisie a gazelor pentru motoare (6-9 bari comparativ cu aproximativ 	
--	--	--

	<p>21 - 40 bar pentru turbine) reduc costurile și riscurile infrastructurii și permit plasarea acestor generatoare în apropierea consumatorilor</p> <ul style="list-style-type: none"> • Sisteme avansate de recuperare a căldurii din gazele de ardere asigură o eficiență globală a unității de cogenerare care poate ajunge la peste 90 % 	
Puncte slabe	<ul style="list-style-type: none"> • Sarcina nominală a motorului scade la temperaturi ridicate ale mediului ambiant minimal (cu 1,1% la 40° C în comparație cu condițiile ISO) • Centralele cu motoare necesită sisteme auxiliare precum și dispozitive suplimentare de evacuare a gazelor arse 	<ul style="list-style-type: none"> • Trecerea de pe CLU pe gaz se poate face doar în 10 min • Turbinele cu gaz își reduc disponibilitatea și producția atunci când funcționează cu CLU • Sensibile la metalele și sărurile din CLU din această cauză combustibilii lichizi prezintă multe provocări pentru turbinele cu gaz, deoarece pot conține săruri solubile în apă, concentrații mari de metale grele și alte impurități • Consum de apă: 790 l/ MWh față de 400 l/MWh consumați de centralele cu motor cu combustie • O combinație de condiționare a păcurii (curățare, amestecare, încălzire și presurizare) și cicluri de întreținere mai frecvente sunt necesare pentru turbinele pe gaz care funcționează pe păcură • Posibilitatea de creștere a încărcării este mai lentă, fiind limitată pentru a preveni stresul termic din componentele instalației • Cele mai rapide modele de turbină cu gaz produc 30% sarcină livrată după 7 minute și durează aproape 30 de minute pentru a atinge puterea completă în condiții de pornire la cald • Eficiența ciclului simplă a unei turbine cu gaz este de cca. 35% la 40 ° C temperatura mediului ambiant (scade cu 3,5%) • Producția CCGT scade cu 15 până la 18% la 40 ° C în

		<p>comparație cu condițiile de referință ISO</p> <ul style="list-style-type: none"> • Eficiența centralelor electrice cu turbină cu gaz se degradează la încărcare parțială • Instalația CCGT nu este profitabilă la funcționarea cu pulsuri de scurtă durată • Timpul de pornire și sarcina minimă de exploatare cresc timpul total în care funcționează instalația CCGT - și astfel consumul total de energie (combustibil) și cheltuielile de exploatare • Pentru a permite un start rapid a turbinei de gaz trebuie menținute condițiile de pornire la cald și anume temperatura și presiunea în porțiunea de aburi a ciclului combinat • Turbinele cu gaz scad la o eficiență mai mică de 30% la încărcarea la jumătate de sarcină • Sarcina minimă de mediu pentru majoritatea turbinelor cu gaz este de aproximativ 50 la sută din producția nominală deoarece operarea la sarcini mai mici poate duce la reducerea temperaturii de ardere, la o conversie mai mică de CO în CO₂ și la depășirile potențiale ale emisiilor • Condițiile de pornire la cald pentru CCGT variază oarecum în funcție de producător, menținerea sistemelor electrice energizate, creditul de purjare și controlul temperaturii aburului permit timpii de pornire pentru CCGT de aproximativ 30 până la 35 de minute de la inițierea secvenței de pornire • Instalațiile cu turbină cu gaz simplă au o medie cu o eficiență mai mică de 30% la gazul natural și în jur de 25 la sută la CLU. Centralele electrice cu ciclu
--	--	---

		<p>combinat pot obține eficiențe electrice până la 57%.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Producția turbinei cu gaz industrial scade cu 10% de la 0 m altitudine la 1000 m altitudine.
Oportunități	<ul style="list-style-type: none"> • Asigura o sursă de alimentare sigură pe măsură ce furnizorii de combustibil se schimbă în timp • Producerea de energie solară și eoliană se poate schimba în câteva minute, operatorii de rețele electrice se bazează pe centrale electrice care pot furniza o sarcină suplimentară (sau reducerea sarcinii) pe aceeași perioadă de timp ca variațiile producției regenerabile • În producția de energie se pune accent pe centralele electrice convenționale extrem de eficiente, flexibile și mai curate. • O cerință comună a sistemelor energetice actuale este reprezentată de scenariile de încărcare intermediară și de vârf, cu nevoia de echipamente rapide la frecvențe, pentru perioade de funcționare limitate de câteva ore 	<ul style="list-style-type: none"> • Turbinele cu gaz sunt una dintre tehnologiile de generare a energiei electrice cele mai utilizate pe scară largă
Amenințări	<ul style="list-style-type: none"> • Lipsa de combustibil, întreruperile de aprovizionare și constrângerile de preț - chiar și doar temporare - prezintă riscuri considerabile de fiabilitate economică și electrică 	<ul style="list-style-type: none"> • Prețurile ridicate ale gazelor naturale din Europa au afectat viabilitatea economică a turbinelor cu gaze • Scăderea debitului apelor din regiune și lipsa apei necesare pentru răcire • Variațiile mari ale producției de energie regenerabile impun centralelor cu turbine cu gaz să funcționeze la sarcini parțiale și cu cicluri de creștere și reducere a încărcării multiple. Acest fapt va conduce la scăderea eficienței acestora și imposibilitatea acoperirii costurilor de producție.

Tabel 15. Analiza SWOT Motor cu combustie versus Turbină cu gaz

3.2.3 Condiții de referință pentru cogenerarea de înaltă eficiență

Pentru calculul de evaluare a ofertelor în faza de achiziție se vor folosi următoarele valori de referință :

- a. Condiții de referință pentru calculul de eficiență energetică:

- Bază de reglementare: Directiva EED 27/2012/EU
Regulamentul 2402/2015/EU
Regulamentul 2066/2018/EU
- Temperatura medie anuală de referință, zonă climatică proiect: **tma = 12°C**
- Coeficientul de corecție a randamentului electric de referință pentru producerea separată a energiei electrice în raport cu condițiile climatice:
fcc = 0,1%/°C
- Coeficienții de pierdere evitată în rețelele electrice, în funcție de nivelul de tensiune (i), respectiv de locul de consum al energiei (j), în rețele electrice interne respectiv externe:
valorile fcp(ij) conforme cu tabelul prezentat în Regulamentul 2402/2015/EU
- Coeficientul de corecție a randamentului electric de referință pentru producerea separată a energiei electrice în raport cu pierderile evitate în rețelele electrice: **fcp = Σ fcp(ij)*w(ij)**, unde **w(ij)** sunt ponderile de livrare a energiei în rețele electrice, în funcție de nivelul de tensiune "i" al rețelei și de locul de consum "j" în rețea (rețea internă sau externă). Pentru modelarea cazului de referință, se va utiliza exemplificativ o pondere de **10%** EE livrată în rețeaua internă de 110kV, respectiv de 100% - 10% = **90%** EE livrată în rețeaua externă de 110kV. Astfel, **fcp = 0,951*10% + 0,963*90% = 0,9618**.
- Randament de referință pentru producerea separată a energiei termice sub formă de apă caldă/fierbinte, utilizând tehnologia convențională de ardere a gazului natural (G10) cu cazan, realizată după anul 2016, pentru o temperatură ambiantă de referință ta,ref = 15°C și o umiditate relativă de referință a aerului de 60% și o presiune atmosferică de referință de 1013,25 mbar, pentru un bilanț bazat pe puterea calorifică inferioară (PCI):
ηt,ref = 92,00%
- Randament de referință pentru producerea separată a energiei electrice, pentru o instalații de producere separată a energiei electrice utilizând tehnologia CCGT cu combustibil gaz natural (G10), realizată după anul 2016, pentru o temperatură ambiantă de referință ta,ref = 15 °C, o umiditate relativă de referință de 60% și o presiune atmosferică de referință de 1.013,25 mbar, pentru un bilanț bazat pe PCI:
ηe,ref,o = 53,00% necorectat;
ηe,ref = 51,26% corectat, calculat în baza condițiilor climatice specifice și a pierderilor evitate în rețelele electrice, cu formulele:
Δηet = fcc * (ta,ref – tma) = 0,1% *(15 – 12) = 0,3%
fcp = Σ fcp(ij)*w(ij) = 0,9618
ηe,ref = (ηe,ref,o + Δηet) * fcr = 0,9618 * (53% + 0,3%) = 51,264%
- În baza valorilor de referință ale randamentelor termic (**ηt,ref**) și electric (**ηe,ref**) pentru producerea separată a energiei termice respectiv electrice, se poate calcula indicatorul specific de economie a energiei primare în cogenerare (**EEP(%)**) față de situația producerii separate a ET și EE:
EEP(%) = 1 – 1 / ((ηt,chp/ηt,ref) + (ηe,chp/ηe,ref))
ΔEF = EF,chp * (((ηt,chp/ηt,ref) + (ηe,chp/ηe,ref)) – 1)
unde: **EF,chp** = energia primară consumată în cogenerare,
ΔEF = economia de energie primară realizată prin cogenerare (sau altfel spus, creșterea de energie primară în cazul producerii separate ET & EE).
- Factorul de emisie CO2 pentru arderea gazului natural este **FEGN = 56,1 tCO2/TJ = 0,20196 tCO2/MWh(f)**, conform R 2066/2018/EU.
- Cantitatea de emisie CO2 se determină orar sau anual în baza formulelor:
qc (tCO2/h) = FEGN * Pf (MWf)

$$MC \text{ (tCO}_2\text{/an)} = \text{FEGN} * \text{EF (MWhf/an)}$$

b. Condiții de referință

Cazane Altitudine:	110 m d.m.
- Temperatură aer:	15 °C
- Umiditate relativă aer:	60 %
- Profil de consum anual:	vezi curba de sarcina anul 1 de operare

Motoare cu gaz	
- Altitudine:	110 m d.m.
- Temperatură aer (ISO):	15 °C
- Umiditate relativă aer (ISO):	60 %
- Profil de consum anual:	vezi curba de sarcina anul 1 de operare

Scenariile S1 și S2

Condiții de referință

Cazane	
- Altitudine:	110 m d.m.
- Temperatură aer:	15 °C
- Umiditate relativă aer:	60 %
- Profil de consum anual:	vezi curba de sarcina anul 1 de operare

Motoare cu ardere internă pe gaz natural și cu recuperatoare de căldură	
- Altitudine:	110 m d.m.
- Temperatură aer (ISO):	25 °C
- Umiditate relativă aer (ISO):	30 %
- Profil de consum anual:	vezi curba de sarcina anul 1 de operare

Capacități de producere a energiei termice și electrice

Cazane	
- Căldură utilă (Qt)	
- Putere electrică consumată (Pec)	

Motoare cu ardere internă pe gaz natural	
- Căldură utilă (Qt)	
- Putere electrică (Pe)	
- Putere electrică consumată (Pec)	

Motoare cu ardere internă pe gaz de sinteză din biomasă	
- Căldură utilă (Qt)	
- Putere electrică (Pe)	
- Putere electrică consumată (Pec)	

Instalație de cogenerare de înaltă eficiență (CHP)	
- Căldură utilă totală (Qt)	
- Putere electrică totală (Pe)	

STUDIU DE FEZABILITATE

Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență
Implementare proiect la sursă CETH Arad

- Putere electrică totală consumată (Pec)
- Putere electrică totală netă (Pen)
- Energie termică totală produsă anual (ET)
- Energie electrică brută totală produsă anual (EE)
- Energie electrică netă totală produsă anual (EEN)

Instalație de producere energie termică cu cazane

- Căldură utilă (Qt)
- Energie termică produsă anual (ET)

Instalație de producere energie termică și electrică în ansamblu (CHP + cazane)

- Căldură utilă totală (Qt)
- Putere electrică totală (Pe)
- Putere electrică totală consumată (Pec)
- Putere electrică totală netă (Pen)
- Energie termică totală produsă anual (ET)
- Energie electrică brută totală produsă anual (EE)
- Energie electrică netă totală produsă anual (EEN)

Randamente de producere a energiei termice și electrice

Motoare cu ardere internă pe gaz natural

- Randament termic orar (η_t)
- Randament electric orar (η_e)
- Randament global orar (η_g)
- Consum orar de combustibil (Pf)
- Economie orară de energie primară (EEP, ΔEF)

Motoare cu ardere internă pe gaz de sinteză din biomasă

- Randament termic orar (η_t)
- Randament electric orar (η_e)
- Randament global orar (η_g)
- Consum orar de combustibil (Pf)

Cazane de apă caldă

- Randament termic orar (η_b)
- Consum orar de combustibil (Pf)

Instalație de cogenerare de înaltă eficiență (CHP)

- Randament termic anual (η_t)
- Randament electric anual (η_e)
- Randament global anual (η_g)
- Energie primară consumată anual (EF)
- Economie anuală de energie primară (EEP, ΔEF)

Instalație de producere energie termică cu cazane

- Randament termic anual (η_t)
- Consum total anual de energie primară (EF)

Instalație de producere energie termică și electrică în ansamblu (CHP + cazane)

- Randament termic anual (η_t)
- Randament electric anual (η_e)
- Randament global anual (η_g)
- Energie primară consumată anual (EF)
- Economie anuală de energie primară (EEP, ΔEF)

Factori de evaluare, conform Anexa 2.2 GS PNRR C.6 I.3:

- 1.1.1. Economia anuală de energie primară în MWh/an (EEP): min. 10%;
- 1.1.2. Randament global brut anual în condiții ISO (η_g): min. 80%;
- 1.1.3. Reducerea anuală a emisiei CO₂ în tCO₂/an (ΔMC): > 0.

Nota : Valorile cerute pentru factorii de evaluare conform Anexa 2.2 GS PNRR C.6 I.3 se regăsesc în Anexa „Factorii de evaluare conform Anexa 2.2 GS PNRR C.6 I.3”

Emisii în atmosferă

Condiții de referință

- Conținut de oxigen în gazele de ardere ($O_{2,ref}$): **15% O₂**, analiză uscată
- Presiune referință gaze de ardere ($p_{g,ref}$): **1013,25 mbar**
- Temperatură de referință gaze de ardere ($t_{g,ref}$): **0 °C**

Oxizi de azot (NO_x)

- Concentrația maximă de NO_x în gazele de ardere (c_{no})
- Debitul masic instantaneu maxim de NO_x în gazele de ardere (q_{no})
- Cantitatea maximă de NO_x în gazele de ardere (MNO)

Monoxid de carbon (CO)

- Concentrația maximă de CO în gazele de ardere (c_{co})
- Debitul masic instantaneu maxim de CO în gazele de ardere (q_{co})
- Cantitatea maximă de CO în gazele de ardere (MCO)

Dioxid de carbon (CO₂)

- Concentrația volumetrică de CO₂ în gazele de ardere (cmv)
- Concentrația masică de CO₂ în gazele de ardere (cmc)
- Factorul de emisie CO₂ pentru arderea gazului natural (FEGN)
- Debitul masic instantaneu în gazele de ardere (qc)
- Cantitatea de CO₂ produsă anual (MC)

Zgomot

- Nivelul presiunii sonore la 1 m de incinta/camera agregatului: < 85 dB(A)
- Nivelul presiunii sonore la 1 m de clădiri: < 65 dB(A)
- Nivelul presiunii sonore la limita de proprietate: < 65 dB(A)
- Nivelul presiunii sonore la fațada clădirilor rezidențiale: < 55 dB(A) ziua,
respectiv: < 45 dB(A) noaptea

Varianta constructivă de realizare a investiției, cu justificarea alegerii acesteia;

Pentru evaluarea scenariilor identificate au fost stabiliți factori de influență pentru

- eficiență energetică
- eficiență economică
- impact de mediu

analizați în funcție de influența lor specifică

Valorile corespunzătoare comparative pentru scenariile fezabile S2 și S1 versus SR rezultate prin analiza specifică de calcul folosită pentru selectarea scenariu recomandat _ Comparatie bazata pe date ACB si curbei de sarcina pentru primul an de operare respectiv pentru perioada de analiza _ sunt redade sintetic în tabelele de mai jos :

		S2	SR	S1	S2 versus S1	S2 versus SR
Randament Cogenerare	%	88,45	x	88,00	0	x
Randament CAF	%	95,70	85,00	94,50	1,20	10,70
Randament Sursa	%	90,16	85,00	90,01	0,15	5,16
Energia primara	MWh/an	548.355,78	374.916,19	523.477,50	24.878,28	x
En.primara prod. Separat	MWh/an	712.609,42	366.297,43	655.822,13	56787,30	x
Ec.en.primara	MWh/an	164.253,65	-8.618,76	132.344,63	31909,02	172.872,41
	t.e.p.	14.458,95	-758,69	11.379,59	3079,36	15.217,64
	%	23,05	-2,35	20,18	2,87	x

Tabel 16. Datele tehnice comparative pentru selecție scenariu (1)

1	2	3	Scenarii	4	5	Scenarii cu proiect versus SR	6	Scenarii cu proiect versus SR	7
	UM	S1		S2 Propus	SR		S1 -SR		S2-SR
Energie termica din care	MWh/an	318.679		318.679	318.679		0		0
cogenerare din care									
cu gaz natural	MWh/an	147.852		147.852	0				
	%	46,40			0,00				
cu biomasa	MWh/an	46200		46.200	0		46200		46200
	%	0			0				
total	MWh/an	194.052		194052	0				
	%	60,89		60,89	0,00				
Productie fara cogenerare									
cu gaz natural	MWh/an	124.626		124.626	328.239				
	%	39,11		39,1	100,00				
cu biomasa	MWh/an	0		0	0				
	%	0		0	0				
coeficient eficienta energetica	%	60,89		60,89	0,00				
Energie electrica din care	MWh/an	152.912		198.665	0		152.912		198665
cogenerare cu gaz natural	MWh/an	137.648		183.545	0		137.648		183545
cogenerare cu biomasa	MWh/an	15.264		15.120	0		15264		15120
conum propriu	MWh/an	4.672		4.084	0		4672		4084
livrata "la gard"	MWh/an	148.240		195.498	0		148239,81		195498
En.El.schema de sprijin	MWh/an	148.240		195.498	0		148.240		195498

Tabel 17. Datele tehnice comparative pentru selecție scenariu (2)

Valori de productie in primul an de operare :

Date de operare : Scenarii S1 si S2				
nr. crt.	Denumirea	U.M	Scenariu 1	Scenariu 2
			4*5,9 MWe/6,675MWt +Ucogbio1,8M We/5,5 MWt+Cazane 104,5MWt	3*10,4MWe/8,9M Wt +Ucogbio1,8MWe/ 5,5 MWt
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>
	Energia termică livrată, apă caldă pentru SACET	MWh/an	239009	239009
	Energia termică produsă , apă caldă pentru SACET	MWh/an	318.679	318.679
I.Cogenerare	Durata anuală de funcționare		6.026	6026
Motoare	Durata anuală de funcționare	ore/an	4.592	4.592
1	Sarcina termică instalată	MW	26,7	26,7
2	Energia termică produsă	MWh/an	147852	147.852
4	Puterea electrică instalată	MW	23,6	31,2
5	Energia electrică produsă	MWh/an	137.792	183.545
6	Consum servicii proprii (compresor gaz, auxiliare) - 3%	MW	0,708	0,624
		MWh/an	3.251	2.865
7	Energia electrică livrată	MWh/an	134.541	180.680
8	Energia termică la gard	MWh/an	147.852	147.852
	Energia termică livrată, apă caldă pentru SACET	MWh/an	147.852	147.852
9	Eficiență electrică	%	41,50%	49,00%
10	Randamentul mediu	%	88,00%	88,45%
	Energia utilă produsă	MWh/an	285.644	331.398
11	Consumul anual total de combustibil	MWh/an	324.596	376.588
Ucogbio	Durata anuală de funcționare	ore/an	8.400	8.400
12	Sarcina termică instalată	MW	5,50	5,50
13	Energia termică produsă	MWh/an	46.200	46.200
14	Puterea electrică instalată	MW	1,80	1,80
15	Energia electrică produsă	MWh/an	15.120	15.120
16	Consum servicii proprii (compresor gaz, auxiliare) - 3%	MW	0,04	0,04
		MWh/an	302	302
18	Energia electrică livrată	MWh/an	14.818	14.818
19	Energia termică la gard	MWh/an	46.200	46.200
20	Eficiență electrică	%	41,50	49,00
21	Randamentul mediu	%	88,00	88,45
22	Energia utilă produsă	MWh/an	61.320	61.320
23	Consumul anual total de combustibil	MWh/an	69.682	69.682
Total cogenerare	Energia termică produsă	MWh/an	194.052	194.052
Total cogenerare	Energia electrică produsă	MWh/an	152.912	198.665
II.Productie fara cogenerare :Cazane	Durata anuală de funcționare	ore/an	2.734	2.734
24	Sarcina termică instalată	MW	104,5	104,5
25	Energia termică produsă	MWh/an	124.626	124.626
26	Energia termică la gard	MWh/an	124.626	124.626
27	Randamentul mediu	%	94,5	94,5
28	Energia utilă produsă	MWh/an	124.626	124.626
29	Consumul anual total de combustibil	MWh/an	131.880	131.880
III.Sursa de cogenerare de inalta eficienta	Consumul anual total de combustibil	MWh/an	526.157	578.150

Tabel 18. Date operare scenarii S1 si S2

CRITERIILE DE INALTĂ EFICIENȚĂ ALE COGENERĂRII				
12	Randamentul termic al instalației de cogenerare	%	46,50%	39,45%
13	Randamentul global al instalației de cogenerare	%	88,00%	88,45%
14	Randamentul electric de referință față de producerea separată, conf. Regulamentului delegat al CE nr. 2402/2015, condiții ISO	%	53,00%	53,00%
ă	Randamentul termic de referință față de producerea separată energiei termice sub formă de abur, conf. Regulamentului delegat al CE nr. 2402/2015	%	87,00%	87,00%
16	Consum energie primara la producerea separata	MWh/an	654.811	741.138
17	Consum energie primara sursa scenarii	MWh/an	526.157	578.150
18	Economia de energie primară (PES) față de producerea separată, conf. Regulamentului delegat al CE nr. 2402/2015	MWh/an	128.653	162.988
19	Economia de energie primară	%	19,65	21,99

Tabel 19. Criterii de eficienta pentru cogenerare

STUDIU DE FEZABILITATE
Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență
Implementare proiect la sursă CETH Arad

Date economice de productie				
nr. crt.	Denumirea	U.M.	S1	S2
1	2	3	4	5
	Energia termică produsă	MWh	147.852	147.852
	en. Termica SACET	MWh	147.852	147.852
	Energia electrică produsă	MWh	152.912	198.665
	Energia electrică livrată	MWh	149.661	195.800
2	Cheltuieli variabile, total din care:	lei	279.479.811	301.639.570
2,1	Cheltuieli cu combustibilul gaz natural	lei	191.760.620	209.299.500
	- pret combustibil	lei/MWh	420,24	420,24
	Cheltuieli cu combustibilul biomasa	MWh	23.481.483	23.426.470
	- pret combustibil	lei/MWh	336	336
2,3	Cheltuieli cu salarii	lei	20.886.391	20.886.391
2,4	Cheltuieli variabile de mentenanță	lei	2.295.461	2.427.502
2,5	Cheltuieli anuale cu CO ₂	lei	41.055.856	45.599.707
	- cantitatea anuală de emisii de CO ₂ (factor emisie=0,20196 tCO ₂ /MWh)	t/an	92.157	102.356
	- pret CO ₂ -	lei/t	466,68	466,68
3	Cheltuieli fixe de mentenanță	lei	14.543.777	14.543.777
4	Alte cheltuieli (asigurări, etc) - 1% din poz 2+poz 3	lei	2.760.136	2.966.934
5	TOTAL Cheltuieli	lei	296.783.724	319.150.281
7	Venituri din operare	lei	282.544.503	362.573.172
8	Energie electrica	lei	68.904.867	83.417.381
9	Energie termica	lei	213.639.636	279.155.791
10	Bonus cogenerare	lei	74.857.707	90.623.989
11	Total venituri	lei	357.402.210	453.197.161
12	Profit/pierderi	lei	60.618.485	134.046.880

Tabel 20. Date economice pentru scenariu identificat

		S1	S2
Costuri investitie	mii Euro	110671	105058
Profit	mii lei	60.618	134047
Randament electric	%	41,5	49,0
Economia de energie primara	tep	11062	14123
	%	20,18	23,05
Economia de CO2	tCO2	26728	33173
Randament Sursa	%	90,01	90,19

Tabel 21. Comparativ principalii indicatori calitativi si cantitativi S1 versus S2 sunt prezentati sintetic mai jos :

Scenariul S2 propus îndeplinește pe deplin cerința de respectare a pragului de emisii e 250 gCO₂eq/kWh pe durata de viață economică a instalației redată în tabelul de mai jos :

Anexa 37

	UM/AN	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	Total	
Consum gaz natural	MWh	0	0	0	495.855,78	481341,1	480760,5	480185,8	480185,8	480185,8	480185,8	480185,8	480185,8	480185,8	480185,8	480185,8	480185,8	480185,8	480185,8	480185,8	480185,8	8190558,2	
Energie produse	MWh	0	0	0	517344,12	506281,4	505838,9	505400,9	505400,9	505400,9	505400,9	505400,9	505400,9	505400,9	505400,9	505400,9	505400,9	505400,9	505400,9	505400,9	505400,9	8665976,5	
Emisii CO ₂	S2 tCO ₂	0	0	0	98362	95430	95313	95197	95197	95197	95197	95197	95197	95197	95197	95197	95197	95197	95197	95197	95197	1621864	
Emisii NO _x	S2 kgNO _x	0	0	0	83831	81612	81524	81436	81436	81436	81436	81436	81436	81436	81436	81436	81436	81436	81436	81436	81436	81436	1387068
Energie primara Consum	S2 tep	0	0	0	48271	46993	46942	46891	46891	46891	46891	46891	46891	46891	46891	46891	46891	46891	46891	46891	46891	46891	798685
Emisii GES	S2 t ech CO ₂	0	0	0	123176	119588	119444	119302	119302	119302	119302	119302	119302	119302	119302	119302	119302	119302	119302	119302	119302	2023436	
Prag PNRR 250gCO ₂ eq/kWh	S2 t ech CO ₂	0	0	0	238.09265	236.2078	236.1307	236.0542	236.0542	236.0542	236.0542	236.0542	236.0542	236.0542	236.0542	236.0542	236.0542	236.0542	236.0542	236.0542	236.0542	236.19	

Tabel 21a Emisii si Prag PNRR < 250gCO₂ eq/kWh

STUDIU DE FEZABILITATE

Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență
Implementare proiect la sursă CETH Arad



Conform datelor de analiza prezentate mai sus și dovedite prin rezultatele obținute din capitolele conform de analiză financiară și economică prezentate detaliat în Cap.9 Analiza ACB opțiunea **constructivă recomandată este Scenariul 2**

3.3 Costurile estimative ale investiției:

- **costurile estimate pentru realizarea obiectivului de investiții, cu luarea în considerare a costurilor unor investiții similare, ori a unor standarde de cost pentru investiții similare corelativ cu caracteristicile tehnice și parametrii specifici obiectivului de investiții;**

Costurile estimate pentru realizarea obiectivului de investiții, cu luarea în considerare a costurilor unor investiții similare, ori a unor standarde de cost pentru investiții similare corelativ cu caracteristicile tehnice și parametrii specifici obiectivului de investiții;

Costurile totale ale investiției _ conform DG _ sunt redată mai obținute jos :

Opțiune	Costuri investiție fără TVA	
	scenariu 1	euro
scenariu 2	euro	105.058.141

Tabel 22. Costuri investiție scenarii S1 și S2

Costurile de investiți pe obiecte pentru cele doua scenarii fezabile analizate sunt redată mai jos in tabelul devize pe obiect :

DEVIZE PE OBIECT - CHELTUIELI PENTRU INVESTIȚIA DE BAZĂ (CAP.4)				
Denumire obiect	SCENARIU 1		SCENARIU 2	
	Cheltuieli pentru investiția de bază	Cheltuieli pentru investiția de bază	Cheltuieli pentru investiția de bază	Cheltuieli pentru investiția de bază
Obiect 1 - MT : Instalație de cogenerare de înaltă eficiență cu motoare termice pe gaz natural	39.319.639 €	194.632.211 RON	35.745.126 €	176.938.374 RON
Obiect 2 - CB : Centrală pe biomasă cu instalație de cogenerare	18.026.457 €	89.230.962 RON	18.026.457 €	89.230.962 RON
Obiect 3 - CA : Cazane de apă caldă	10.909.800 €	54.003.510 RON	10.909.800 €	54.003.510 RON
Obiect 4 - AC : Acumulator de căldură	5.216.124 €	25.819.814 RON	5.216.124 €	25.819.814 RON
Obiect 5 - SP : Stație de pompare	4.997.808 €	24.739.150 RON	4.997.808 €	24.739.150 RON
Obiect 6 - DT : Degazor termic	245.916 €	1.217.284 RON	245.916 €	1.217.284 RON
Obiect 7 - SE : Stație electrică și sistem de conducere	12.366.842 €	61.215.870 RON	11.242.584 €	55.650.791 RON
Obiect 8 - SG : Servicii generale, demolări, rețele și racorduri în incintă	6.998.284 €	34.641.504 RON	6.362.076 €	31.492.276 RON
TOTAL INVESTIȚIE DE BAZĂ	98.080.870 €	485.500.305 RON	92.745.891 €	459.092.160 RON

Tabel 23. Costurile de investiți pe obiecte pentru cele doua scenarii fezabile analizate

Centralizatorul pe capitole pentru S1 si S2 este redat mai jos :

CENTRALIZATOR DEVIZ GENERAL S1+S2					
CAP.	Descriere	SCENARIU 1		SCENARIU 2	
		Cheltuieli	Cheltuieli	Cheltuieli	Cheltuieli
CAP.1	Cheltuieli pentru Obținerea și Amenajarea terenului	5.148.780 €	25.486.461 RON	5.148.780 €	25.486.461 RON
CAP.2	Cheltuieli pentru Asigurarea utilităților necesare obiectivului de investiții	- €	- RON	- €	- RON
CAP.3	Cheltuieli pentru Proiectare și Asistență tehnică	1.231.201 €	6.094.445 RON	1.375.969 €	6.811.045 RON
CAP.4	Cheltuieli pentru investiția de bază	98.080.870 €	485.500.305 RON	92.745.891 €	459.092.160 RON
CAP.5	Alte cheltuieli	5.944.540 €	29.425.472 RON	5.522.078 €	27.334.288 RON
CAP.6	Cheltuieli pentru instruire, probe tehnologice și teste	265.470 €	1.314.077 RON	265.422 €	1.313.841 RON
		110.670.860 €	547.820.759 RON	105.058.141 €	520.037.796 RON

Centralizator deviz general

În continuare este făcută o analiza pe obiecte pentru scenariul S2 :

Sursele principale de energie termică sunt:

Unitatea de cogenerare CHP. Obiect 1

Pentru scenariul S2 propus _ BE cu 3 motoare termice cca. 10,4 MWe fiecare _ costurile estimative ale investiției prin luarea în considerare a costurilor unor investiții similare corelativ cu caracteristicile tehnice și parametrii specifici ai Obiectivului 1 și pe baza ofertelor actuale au fost estimate la valoarea de 176938373,7 lei exclusiv TVA .

Unitatea de cogenerare CHPbio _ Obiect 2

Pentru scenariul propus BE cu unitate de cogenerare de înaltă eficiență cu gazeificare biomasa cca. 1,8 MWe ,costurile estimative ale investiției prin luarea în considerare a costurilor unor investiții similare corelativ cu caracteristicile tehnice și parametrii specifici ai Obiectivului 2 și pe baza ofertelor actuale au fost estimate la valoarea de cca. 89230962,15 lei exclusiv TVA.

Unitatea fără cogenerare Cazane Obiect 3

Pentru unitatea de producție energie termică fără cogenerare _UfCog_ cu cazane de apa fierbinte CAF costurile estimative ale investiției prin luarea în considerare a costurilor unor investiții similare corelativ cu caracteristicile tehnice și parametrii specifici ai Obiectivului 1 și pe baza ofertelor actuale au fost estimate la valoarea de 54003510 lei exclusiv TVA.

Devizele se regasesc in Anexe.

Valoarea de investiție pentru opțiunea optima _ Scenariu 2 :

	Valoare (fără T.V.A.)	T.V.A. 19%	Valoare (cu T.V.A.)
	lei	lei	lei
TOTAL GENERAL	520.037.795,62	98.622.944,50	618.660.740,11
Din care C + M	164.146.425,30	31187820,81	195.334.246,11

Tabel 24. Valoarea de investiție pentru opțiunea optimă

- **costurile estimative de operare pe durata normată de viață/de amortizare a investiției publice.**Pentru prognoza costurilor estimative de operare pentru fiecare scenariu identificat au fost luate în considerare următoarele premize:

- Toate prognozele sunt efectuate la nivelul anului de referință .
- Necesarul de energie termică „la gard“ conform curba de sarcină pentru anul de referință
- Pentru UCog. se calculează operarea pentru funcționarea la baza curbei de sarcină (8760 ore de functionare *disponibilitatea garantata 96 % : 8410 ore/an)
- Cheltuielile de mentenanța pentru un ciclu de operare pana la prima reparație capitala

nr. crt.	Denumirea	U.M.	S1	S2
1	2	3	4	5
	Energia termică produsă	MWh	147.852	147.852
	en. Termică SACET	MWh	147.852	147.852
	Energia electrică produsă	MWh	137.792	183.545
	Energia electrică livrată	MWh	134.541	180.680
2	Cheltuieli variabile, total din care:	lei	279.479.811	301.639.570
2,1	Cheltuieli cu combustibilul gaz natural	lei	191.760.620	209.299.500
	- preț combustibil	lei/MWh	420,24	420,24
	Cheltuieli cu combustibilul biomasa	MWh	23.481.483	23.426.470
	- pret combustibil	lei/MWh	336	336
2,3	Cheltuieli cu salarii	lei	20.886.391	20.886.391
2,4	Cheltuieli variabile de mentenanță	lei	2.295.461	2.427.502
2,5	Cheltuieli anuale cu CO ₂	lei	41.055.856	45.599.707
	- cantitatea anuală de emisii de CO ₂ (factor emisie=0,20196 tCO ₂ /MWh)	t/an	92.157	102.356
	- preț CO ₂ -	lei/t	466,68	466,68
3	Cheltuieli fixe de mentenanță	lei	14.543.777	14.543.777
4	Alte cheltuieli (asigurări, etc) - 1% din poz 2+poz 3	lei	2.760.136	2.966.934
5	TOTAL Cheltuieli	lei	296.783.724	319.150.281

Tabel 25. Date economice pentru scenariile analizate

3.4 Studii de specialitate, în funcție de categoria și clasa de importanță a construcțiilor, după caz:

- studiu topografic;
- studiu geotehnic și/sau studii de analiză și de stabilitate a terenului;
- studiu hidrologic, hidrogeologic;
- studiu privind posibilitatea utilizării unor sisteme alternative de eficiență ridicată pentru creșterea performanței energetice;
- studiu de trafic și studiu de circulație;
- raport de diagnostic arheologic preliminar în vederea exproprierii, pentru obiectivele de investiții ale căror amplasamente urmează a fi expropriate pentru cauză de utilitate publică;
- studiu peisagistic în cazul obiectivelor de investiții care se referă la amenajări spații verzi și peisajere;
- studiu privind valoarea resursei culturale;
- studii de specialitate necesare în funcție de specificul investiției.

3.5 Grafice orientative de realizare a investiției

Graficul de realizare a sursei de producție cu cogenerare de înaltă eficiență, va fi în concordanță cu actualizarea strategiei de alimentare cu energie termică a municipiului Arad:

4 ANALIZA FIECĂRUI SCENARIU TEHNICO-ECONOMIC PROPUȘ

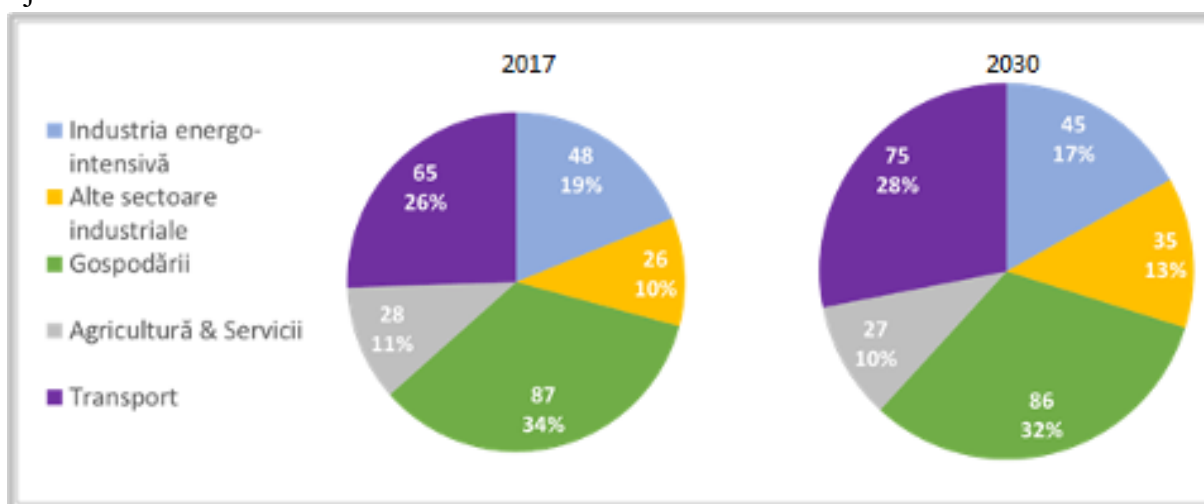
4.1 Prezentarea cadrului de analiză, inclusiv specificarea perioadei de referință și prezentarea scenariului de referință

În analiza efectuată consultantul a considerat scenariul de referință scenariul fără proiect SR în comparație cu care au fost efectuate comparațiile scenariilor analizate S1 și S2 pentru perioada de 20 ani: 2022-2041.

Strategia UE pentru Încălzire și Răcire (IR) promovează realizarea de unități de cogenerare și trigenerare (energie electrică, încălzire și răcire). Din acest motiv este încurajată producerea distribuită, în limitele în care aceasta se dovedește fezabilă economic.

La nivel național, consumul brut de energie al României, a scăzut semnificativ după 1990, ajungând în 2015 la 377 TWh (1 TWh = 0,086 mil tep), echivalentul a circa 19 MWh per capita, iar consumul final de energie a fost 254 TWh.

Prognoza evoluției cererii de energie finală pe sectoare de activitate în anii 2017 și 2030 este redată mai jos :



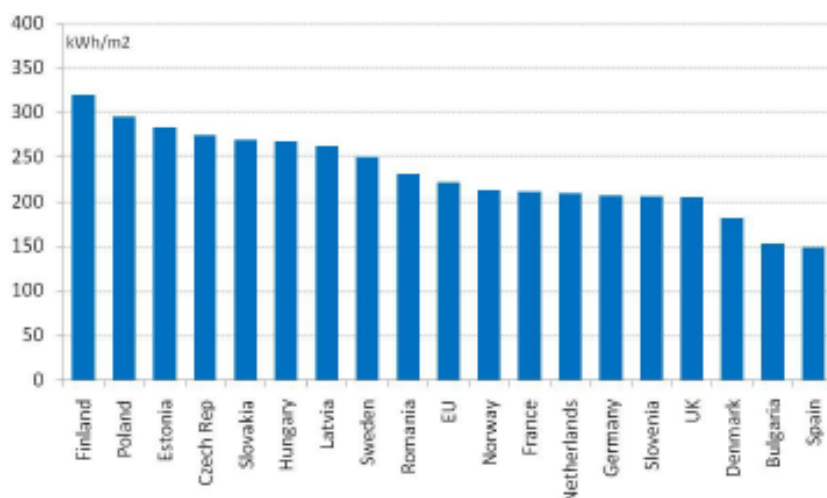
Tabel 27. Cererea de energie finală pe sectoare de activitate în 2017 și 2030.

(Sursa: Primes)

În conformitate cu ghidul ANRE, pentru întocmirea „Programului de îmbunătățire a eficienței energetice aferent localităților cu o populație mai mare de 5000 locuitori conf. art.9(12) din legea nr 121/2014” indicatorii pentru sectorul rezidențial, în țările UE sunt următorii:

- consumul anual pe m² pentru clădiri este cca 220 kWh/m² (există o mare diferență între consumul rezidențial de 200 kWh/m² și cel nerezidențial al clădirilor de 295 kWh/m²).
- Consumul mediu de electricitate pe m² în țările UE este de circa 70 kWh/m², majoritatea țărilor situându-se în domeniul 40-80 kWh/m². Consumul este mai mare în țările nordice din cauza folosirii energiei electrice pentru încălzit (fiind de 130 kWh/m² în Suedia și Finlanda și ajungând la aprox. 170 kWh/m² în Norvegia).

Consumul de energie pe m² în clădiri este redat în graficul de mai jos:



Tabel 28. Consumul de energie pe m² în clădiri (în 2009, climat normal) –

(Sursa: *Odyssee*)

O reducere a consumului de energie termică, datorată, în principal, prevederilor tot mai stricte ale standardelor pentru construcția de noi apartamente, dar și a implementării programelor naționale de reabilitare termică a clădirilor, poate fi apreciată cu cca 15 % până în anul 2030, deși consumul de energie a crescut cu mai mult de 2% anual, în jumătate dintre țările UE. Orizontul de consum, al consumului pentru încălzire, pentru anul 2030, la nivelul EU, este de 130 MWh/ m², indicator folosit în documentație și pentru Municipiul Arad.

Pornind de la consumul mediu total actual de energie de 220 kWh/m², și luând un consum aferent de energie electrică, de 50 kWh/m², consumul pentru încălzire este de, 170 kWh/m², iar consumul pentru acc, aferent este apreciat la 42,5 kWh/m², se poate determina prognoza în timp, a consumurilor specifice și pe baza lor putem aprecia, la nivelul localității și al SACET-ului, necesarul de energie pentru perioada de analiză. Obiectivul actual este atingerea unui consum de energie de 130 kWh/mp an.

Scenariul de referință presupune funcționarea în continuare a CETH Arad cu instalațiile actuale pentru perioada de analiză până în anul 2030 cu următoarele condiții:

- Repunerea în funcție a cazanelor de abur și a turbinei existente pentru funcționare în cogenerare
- Recalcularea orelor de funcționare pentru cazanele CAF 4 și 5
- Înlocuirea unui CAF de 100 Gcal cu punere în funcțiune, PIF : 31.12.2023
- Investițiile în rețea, stații de transfer și PT-uri conform Strategia de Alimentare cu Energie Termică a Municipiului Arad 2020-2030 actualizată

4.2 Analiza vulnerabilităților cauzate de factori de risc, antropici și naturali, inclusiv de schimbări climatice, ce pot afecta investiția

Analiza vulnerabilitatilor cauzate de factorii de risc cuprinde următoarele etape principale:

- Identificarea riscurilor
- Evaluarea probabilității de apariție a riscului
- Identificarea măsurilor de reducere sau evitare a riscurilor

Vulnerabilități cauzate de factori de riscuri politice, economice și financiare (război, crize energetice și de resurse, modificări condiții de finanțare, etc.)-

Obiectivul general al proiectului propus spre realizare este folosirea eficientă a posibilităților și **necesitatilor** actual existente în SACET pentru mărirea ponderii cogenerării de înaltă eficiență cu efecte pozitive atât de natura energetică și economică precum și de mediu.

Realizarea obiectivului general al proiectului presupune îndeplinirea următoarelor obiective specifice, obiective totodată generează și anumiți factori de risc:

Asigurarea finanțării obiectului:

1. În Varianta existenței schemei de sprijin pentru cogenerarea de înaltă eficiență

Scenariu 1 ; 2

Riscul aferent este relativ redus deoarece proiectul este sustenabil iar finanțarea este garantată prin impactul pozitiv al proiectului asupra indicatorilor de mediu și de eficiență. **De asemenea proiectul îndeplinește condițiile cerute pentru cofinanțare atât prin Programul de Termoficare cât și prin PNRR.**

Datorită bonității beneficiarului nu a fost considerat în analiza ca factor de risc major pentru nici unul din scenarii în varianta existenței unei scheme de sprijin care condiționează un flux de numerar pozitiv pe perioada de referință luată în analiză.

2. Varianta inexistenței schemei de sprijin pentru cogenerarea de înaltă eficiență

Scenariu 1 și 2

Riscul aferent este major pe toată perioada inexistenței unei scheme de sprijin deoarece finanțarea prin credit bancar cu contribuție proprie a beneficiarului este condiționată de existența unui flux de numerar pozitiv pe perioada de referință luată în analiză, condiție care nu este satisfăcută la CET H Arad pentru nici una din subscenariile identificate.

Găsirea soluției optime de realizare a investiției

Posibilitatea de găsire a soluției optime din punct de vedere energetic, financiar și de mediu este garantată de posibilitatea de dezvoltare a UCog. unde ofertanții conform scenariilor prevăzute care permit o gamă largă de configurații atât din punct de vedere al sarcinii cât și a componentelor identificate (motoare sau turbine cu gaze) vor avea posibilitatea de a contribui activ cu cunoștințele de specialitate care le dețin și vor da posibilitatea de selecție a unei soluții adecvate.

Riscul realizării UCog. constă în nesiguranta actuala existența pe plan național privitoare la schema de sprijin Bonus.

Consultantul bazându-se

- atât pe tendințele existente pe plan european pentru sprijinirea în continuare a cogenerării de înaltă eficiență printr-o schemă adecvată

- cât și pe posibilitatea reglementării în continuare pe plan național a situației energetice pentru SACET-uri a considerat oportună păstrarea soluției în studiu, iar la dezvoltarea în continuare a documentației se vor analiza toate scenariile prezentate mai sus.

Valorificarea resurselor existente din zona operatorului serviciului de termoficare .

Asigurarea combustibilului necesar Combustibilul necesar _Gaz natural_ este asigurat atât prin rețeaua de gaz existentă cât și prin relația contractuală a beneficiarului cu furnizorul de gaz. Pentru UCogbio operatorul serviciului de termoficare va încheia contractele de livrare pentru biomasa lemnoasă .

4.3 Situația utilităților și analiza de consum:

Toate utilitățile necesare noii investiții sunt existente în incinta CETH Arad și vor fi adaptate în detaliu pentru configurația nouă necesară în faza de proiect PT. În faza de SF consultantul a prevăzut necesarul minim de rețehnologizări respectiv amenajări noi conform soluțiilor tehnice propuse.

4.4 Sustenabilitatea realizării obiectivului de investiții:

a) impactul social și cultural, egalitatea de șanse;

Prin modernizarea unității de producție energie utilă în cadrul CET H Arad se vor putea îmbunătățiri serviciile de calitate pentru toți utilizatorii alimentați prin SACET și se vor asigura condiții îmbunătățite pentru respectarea parametrilor optimi de funcționare care să permită exploatarea în condiții de eficiență energetică optimă a SACET Arad.

b) estimări privind forța de muncă ocupată prin realizarea investiției: în faza de realizare, în faza de operare;

Numar de locuri de munca create in faza de executie: 45 de locuri de muncă

În faza de operare: nu sunt necesare locuri noi de muncă, operarea noilor instalații poate fi făcută cu personalul existent al operatorului.

c) impactul asupra factorilor de mediu, inclusiv impactul asupra biodiversității și a siturilor protejate, după caz;

Realizarea unei instalații moderne de producere a energiei termice asigură:

- funcționarea instalațiilor termice la parametri optimi pentru asigurarea unor condiții de munca adecvate
- creșterea gradului de confort la locul de munca pentru personalul de exploatare
- reducerea pierderilor de energie termică și implicit reducerea consumului de combustibil
- reducerea noxelor în atmosferă cu efecte în alinierea la cerințele generale de îmbunătățire a factorilor climatici.
- reducerea cheltuielilor de exploatare la nivelul unității, în condițiile menținerii calitatii condițiilor de munca

În zona de realizare a proiectului nu se găsesc situri protejate.

Prin realizarea obiectivului de investiție, emisiile de noxe se vor reduce corespunzător pentru ambele configurații de dezvoltare prevăzute

d) impactul obiectivului de investiție raportat la contextul natural și antropic în care acesta se integrează, după caz.

Nu este cazul.

4.5 Analiza cererii de bunuri și servicii, care justifică dimensionarea obiectivului de investiții

Obiectivele de mai jos sunt în egală măsură valabile pentru toate scenariile analizate S1, S2:

- Investiția asigură premisele pentru modernizarea și eficientizarea CET H, modernizare pentru a asigura necesitățile actuale și de perspectivă de dezvoltare a municipiului din punct de vedere urbanistic și economic. Prin creșterea siguranței în exploatarea unităților de producție a energiei termice este favorizată îndeosebi atragerea investitorilor pentru realizarea de noi unități de producție.
- Investiția asigură prin impactul pozitiv de mediu pe lângă respectarea normelor actuale și îmbunătățirea confortului general pentru locuitorii municipiului

Analiza cererii de energie/căldură a fost efectuată detaliat în conformitate cu standardele și reglementările ANRE, pentru o perioadă de analiză concretă 2022-2029. Pentru restul anilor din analiză s-au considerat valori constante .

A se vedea și capitolul 2.4

Analiza cererii de energie electrică

Bazat pe situația actuală și pe prognoza pe termen scurt și mediu pe piața de energie la nivel comunitar și național consultantul a ales posibilitatea de folosirea a potențialului de cogenerare la nivel SACET Arad prin alegerea unei soluții de BE cu o cifră de eficiență electrică a procesului de cogenerare maxim posibilă , scenariu care asigură o eficiență energetică , economică și de mediu optimă .

Cap. 4.6-4.9 se regăsesc detaliat în Cap.9 ACB

4.6 Analiza financiară, inclusiv calcularea indicatorilor de performanță financiară: fluxul cumulat, valoarea actualizată netă, rata internă de rentabilitate; sustenabilitatea financiară

Analiza de selectare presupune definirea unor variante diferite de acțiune pornind de la momentul zero al proiectului. Această analiză urmărește identificarea alternativelor de acțiune posibile și selectarea acelor variante care vor fi urmărite în fazele ulterioare ale analizei cost-beneficiu. În prezentul document analiza economică și financiară a raportului costuri-beneficii a fost efectuată în conformitate cu Anexa V și Anexa VI la RECOMANDAREA COMISIEI privind conținutul evaluării cuprinzătoare a potențialului de încălzire și răcire eficientă în conformitate cu articolul 14 din Directiva 2012/27/UE Bruxelles, 25.9.2019 C(2019) 6625 final .ACB a fost dezvoltată ca o abordare analitică esențială pentru a evalua schimbările la nivel de bunăstare care pot fi atribuite unei decizii de investiție. Aceasta presupune evaluarea schimbărilor la nivel de costuri și beneficii între scenariile de referință și cele alternative. Rezultatele au fost apoi integrate într-un cadru comun pentru a le putea compara în timp și pentru a ajunge la concluzii cu privire la profitabilitatea lor. În conformitate cu anexa VIII la DEE, ACB include:

- o analiză economică care ține cont de factorii socio-economici și de mediu și acoperă schimbările la nivel de bunăstare pentru societate
- o analiză financiară utilizând abordarea convențională a fluxurilor de numerar actualizate pentru a evalua randamentul net. ACB se bazează pe o analiză a fluxului de numerar actualizat, prin care sunt stabilite scenariile de referință și alternative cuantifică și monetizează costurile și beneficiile respective ale acestora (luând în considerare, de asemenea, distribuția costurilor și a beneficiilor pe parcursul perioadei analizate) și evaluează modificările dintre scenariul de referință și fiecare scenariu alternativ. Pentru analiza randamentului în cadrul diferitelor scenarii alternative s-a folosit ca și criteriu de evaluare VAN. Fluxul Financiar al Investiției arată soliditatea proiectului de investiții, capacitatea lui de a se auto susține din sursele pe care le generează (profit net și

amortismente). Analiza financiară se elaborează prin metoda cost beneficiu, cu luarea în considerare a tehnicii actualizării.

Analiza se realizează din punctul de vedere al beneficiarului, pe conturul proiectului de investiții, având ca principal obiectiv determinarea rentabilității investiției prin calculul indicatorilor de performanță financiară.

Metodologia utilizată în dezvoltarea analizei financiare este cea a „fluxului net de numerar actualizat”. Astfel, vor fi luate în considerare numai fluxurile de numerar, fiecare flux fiind înregistrat în anul în care este generat; fluxurile nemonetare nu vor fi incluse în calculul indicatorilor de performanță financiară.

Analiza financiară se realizează din punct de vedere al investiției și cuprinde următoarele etape:

- Determinarea Fluxului de Venituri și Cheltuieli pe perioada de analiză
- Determinarea Fluxului Financiar al investiției pe perioada de analiză și calculul următorilor indicatori de performanță financiară, respectiv:
 - o Valoarea Financiară Netă Actualizată a Investiției (VNAF/C) - care exprimă excedentul cumulat actualizat al fluxului financiar pe durata de analiză și arată capacitatea veniturilor nete de a susține costurile investiționale, indiferent de modul în care acestea sunt finanțate
 - o Rata Internă de Rentabilitate aferentă Investiției (RIRF/C) - care exprimă acel nivel al ratei dobânzii pentru care veniturile actualizate sunt egale cu cheltuielile actualizate și care face ca valoarea venitului net actualizat să fie egală cu zero

Fluxul Financiar al Investiției arată soliditatea proiectului de investiții, capacitatea lui de a se auto susține din sursele pe care le generează (profit net și amortismente).

Indicatorii de eficiență financiară a investiției menționați mai sus sunt calculați în ipoteza în care proiectul ar fi finanțat numai din sursele proprii ale beneficiarului; nu se iau în considerare sursele atrase și nici obligațiile financiare.

Proiectul este considerat rentabil pentru VNAF/C pozitiv și RIRF/C mai mare decât rata de actualizare luată în calcul.

4.7 Analiza economică, inclusiv calcularea indicatorilor de performanță economică: valoarea actualizată netă, rata internă de rentabilitate și raportul cost-beneficiu sau, după caz, analiza cost-eficacitate

Anexată.

Analiza economică dovedește contribuția proiectului la progresul economic al localității fiind elaborată și din punctul de vedere al societății în calitate de cofinanțator al proiectului.

Indicatorii economici de performanță pozitivi respectiv avantajele scenariilor identificate S1,S2 prezentați mai jos justifică finanțarea necesară în susținerea proiectului

Conceptul cheie al analizei economice constă în cuantificarea intrărilor și ieșirilor proiectului astfel încât acestea să reflecte costul oportunității lor sociale. Aceasta cuantificare se realizează în trei pași, pornind de la datele analizei financiare:

- Conversia prețurilor de piață în prețuri contabile;
- Monetizarea externalităților;
- Includerea efectelor indirecte.

Rata de actualizare utilizată în analiza economică (rata socială de actualizare) luată în considerare este de 5,0% (pentru țările de coeziune, România fiind o țară de coeziune).În continuare sunt reluate și actualizate ipotezele utilizate în cadrul analizei cost-beneficiu inițiale, completate și detaliate unde este cazul.

Conversia prețurilor

În analiza financiară elaborată din punct de vedere al beneficiarului, anumite elemente provin de pe o piață imperfectă. Astfel, în legătură cu ieșirile: reprezentând cheltuielile cu personalul, cheltuielile cu materiile prime și respectiv cheltuielile de operare și mentenanță acestea nu reflectă costul oportunității sociale.

Astfel, în această etapă s-au efectuat următoarele corecții:

în cazul cheltuielilor cu personalul, operațiunile pure de transfer către indivizi cum ar fi: contribuțiile de asigurări sociale, contribuțiile de asigurări pentru șomaj și contribuțiile de asigurări sociale de sănătate au fost omise;

în cazul cheltuielilor cu materiile prime și respectiv a cheltuielilor de operare și de mentenanță, acestea nu vor conține TVA.

Tot în această etapă, având în vedere faptul că prețurile se formează pe o piață locală (nerelevantă), acestea vor fi convertite cu ajutorul factorilor standard de conversie (SCF). Factorii de conversie, multiplicați cu prețurile de piață, generează valori în prețuri umbră. Această corecție este necesară, întrucât piețele sunt imperfecte și prețurile de piață nu reflectă întotdeauna costul de oportunitate al unui bun/serviciu. Factorii de conversie structurali sunt folosiți în cazul elementelor tranzacționabile minore (care au o pondere redusă în total) cum ar fi electricitatea, produse și materiale locale, iar factorii de conversie specifici sunt folosiți pentru elemente majore cu o pondere semnificativă în total.

Din practica altor proiecte realizate din fonduri europene, factorul standard de conversie este pentru materiale 0,90.

Factorul de conversie pentru forța de muncă

- forței de muncă calificate a fost considerată ca nefiind distorsionată, deci factorul de conversie este 1.

- Pentru forța de muncă necalificată, având în vedere că forța de muncă necalificată este achiziționată de pe piața locală afectată de șomaj, costul cererii de muncă a fost determinat ca produs între costul financiar al salariilor plătite și SWRF („shadow wage rate factor”), unde $SWRF = (1-u) \cdot (1-t)$; u – rata regională a șomajului și t – rata asigurărilor sociale incluse în costul forței de muncă. S-a stabilit că factorul de corecție pentru forța de muncă este de 0,8. Acesta a fost aplicat la angajați prevăzuți în proiect pentru investiția nouă.

Analiza economică dovedește contribuția proiectului la progresul economic al localității fiind elaborată și din punctul de vedere al societății în calitate de cofinanțator al proiectului.

Indicatorii economici de performanță pozitivi respectiv avantajele scenariilor identificate S1 și S2 justifică finanțarea necesară în susținerea proiectului

4.8 Analiza de senzitivitate

Anexată.

Nota: Tabelele aferente (Anexele) sunt prezentate în Capitolul Anexe ABC

Analiza de senzitivitate

Analiza de senzitivitate are ca obiectiv identificarea variabilelor critice și a impactului potențial al variației acestor variabile asupra indicatorilor de performanță financiară și economică.

Parametrii utilizați în Analiza Cost-Beneficiu au grade diferite de incertitudine. În aceste condiții evaluarea senzitivității unui proiect își propune să măsoare între ce limite proiectul propus va oferi performanțe satisfăcătoare. În continuare sunt reluate și actualizate ipotezele utilizate în cadrul analizei cost-beneficiu inițiale, completate și detaliate unde este cazul.

4.9 Analiza de riscuri, măsuri de prevenire/diminuare a riscurilor

Anexată.

Analiza de risc implica evaluarea riscurilor asumate la promovarea investiției: tehnice, financiare, instituționale, legale)

Pentru a analiza proiectului de investiții s-au luat în considerare riscurile ce pot apărea atât în perioada de implementare a proiectului cât și în perioada de exploatare a obiectului de investiție.

4.9.1 Analiza de risc financiară

A se vedea Volumul 3 al documentatiei actuale de SF - Cap.9 ACB (Analiza Cost Beneficiu)

4.9.2 Analiza de risc economică: Generalități

Pe lângă riscurile identificate (riscul de venit și cheltuielile cu materiile prime) în cadrul proiectului poate interveni și riscul de finalizare adică riscul ca finalizarea proiectului să fie întârziată în general din motive tehnice. Astfel de riscuri ar putea fi:

Executarea defectuoasă a unora dintre lucrările de construcții;

Etapizarea eronată a lucrărilor;

Nerespectarea programării lucrărilor;

Fluxul deficitar de informații între entitățile implicate în implementarea proiectului;

Executarea defectuoasă a lucrărilor de conservare și întreținere;

Lipsa capacității financiare a Beneficiarului de a suporta cheltuielile de întreținere;

Lipsa personalului calificat;

Neasigurarea valorii investiției la nivelul propus care să descurajeze investițiile;

Implementarea unor strategii nefavorabile.

În cazul materializării acestor riscuri în perioada de implementare a proiectului, se impune identificarea și adoptarea unor soluții adecvate, atât din punct de vedere financiar, cât și din punctul de vedere al respectării termenelor prevăzute pentru a minimiza efectele acestora.

Pe lângă riscul de finalizare, trebuie luat în considerare și riscul de operare care include și riscul tehnologic, conform căruia proiectul nu se ridică la nivelul corespunzător fluxului de venituri și cheltuieli fie prin nerespectarea producției de energie calculate în proiect, fie din cauza costurilor operării și mentenanței care depășesc previziunile de buget.

Având în vedere cele de mai sus se poate trage concluzia că investiția este benefică pentru toți factorii interesați, iar realizarea acesteia va aduce câștiguri pe termen lung în cadrul dezvoltării durabile locale.

Pe lângă riscurile de mai sus proiectul investițional analizat este supus amenințării unor riscuri de natură tehnică, financiară, instituțională și legală. Descrierea acestor riscuri, consecințele și modalitățile de eliminare a acestora, precum și alocarea responsabilităților în gestionarea acestora sunt prezentate în tabelul următor:

Categoria de risc	Descriere	Consecințe	Eliminare	Cine este responsabil de gestiunea riscului
Riscuri tehnice				

Categoria de risc	Descriere	Consecințe	Eliminare	Cine este responsabil de gestiunea riscului
Construcție	Riscul de apariție a unui eveniment pe durata realizării investiției, eveniment care conduce la imposibilitatea finalizării acesteia în timp și la costul estimat	Întârzierea în implementare și majorarea costurilor de execuție a investiției de termoficare	Investitorul, în general, va intra într-un contract cu durată și valoare fixe. Constructorul trebuie să aibă resursele și capacitatea tehnică de a se încadra în condițiile de execuție	Investitorul
Recepție investiție	Riscul este atât fizic cât și operațional și se referă la întârzierea efectuării recepției investiției	Consecințe pentru ambele părți. Pentru executanții lucrării venituri întârziate și profituri pierdute. Pentru beneficiari întârzierea începerii utilizării sistemului de termoficare, cu toate consecințele ce decurg din aceasta	Finantatorul nu va efectua plata întregii contravalori a lucrării până la recepția investiției	Investitorul
Resurse la intrare	Riscul ca resursele necesare realizării sistemului de termoficare să coste mai mult decât s-a anticipat, să nu aibă o calitate corespunzătoare sau să fie indisponibile în cantitățile necesare	Creșteri de cost și în unele cazuri efecte negative asupra calității serviciilor furnizate	Executantul poate gestiona riscul prin contracte de aprovizionare pe termen lung cu clauze specifice privind asigurarea calității furniturilor. În parte aceasta poate fi rezolvată și din faza de proiectare	Executantul
Întreținere și reparare	Calitatea proiectării și/sau a lucrărilor să fie necorespunzătoare având ca rezultat creșterea peste anticipări a costurilor de întreținere și reparații	Creșterea costului cu efecte negative asupra utilizării sistemului de termoficare	Investitorul poate gestiona riscul prin clauze contractuale de garanție a lucrărilor efectuate de executant	Investitorul
Capacitate tehnică	Executantul nu are capacitatea tehnică necesară pentru executarea lucrărilor de realizare a investiției	Imposibilitatea beneficiarului de a realiza sistemul de termoficare	Investitorul examinează în detaliu capacitatea tehnică și financiară a executantului	Executantul
Soluții tehnice vechi sau inadecvate	Soluțiile tehnice propuse nu sunt corespunzătoare din punct de vedere tehnologic	Toate beneficiile estimate sunt mult diminuate	Investitorul poate gestiona riscul prin clauze contractuale referitoare la calitatea lucrării	Investitorul

STUDIU DE FEZABILITATE

Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență
Implementare proiect la sursă CETH Arad

Categoria de risc	Descriere	Consecințe	Eliminare	Cine este responsabil de gestiunea riscului
Riscuri financiare				
Finanțare indisponibilă	Riscul ca finanțatorul să nu poată asigura resursele financiare atunci când trebuie și în cuantumuri suficiente	Lipsa finanțării pentru continuarea sau finalizarea investiției	Investitorul va analiza cu mare atenție angajamentele financiare ale sale și concordanța cu programarea investiției	Investitorul
Evaluare incorectă a valorii investiției și a costurilor de operare	Valoarea investiției și costurile de operare sunt subevaluate	Investitorul nu poate asigura finanțarea investiției și funcționarea sistemului de termoficare	Investitorul poate să își utilizeze propriile resurse financiare (dacă aceste sunt disponibile) pentru a acoperi costurile suplimentare. De asemenea, investitorul poate căuta și alte surse de finanțare.	Investitorul
Inflația	Valoarea reală a plăților, în timp, este diminuată de inflație	Diminuarea în termeni reali a veniturilor realizate de executant	Executantul va căuta un mecanism corespunzător pentru compensarea inflației. Investitorul va accepta clauze de indexare în contract.	Investitorul Executantul
Riscuri instituționale				
Modificarea cuantumului impozitelor și taxelor	Riscul ca pe parcursul proiectului regimul de impozitare general să se schimbe în defavoarea investitorului	Impact negativ asupra veniturilor financiare ale investitorului	Veniturile investitorului trebuie să permită acoperirea diferențelor nefavorabile, până la un quantum stabilit între părți prin contract.	Investitorul
Retragerea sprijinului guvernamental	Dacă facilitatea se bazează pe un sprijin complementar autoritatea guvernamentală va retrage acest sprijin afectând negativ proiectul	Consecințe asupra surselor de finanțare a proiectului	Investitorul va încerca să redreseze financiar proiectul după schimbările ce afectează în mod discriminatoriu proiectul	Investitorul și ceilalți beneficiari ai proiectului
Riscuri legale				

Categoria de risc	Descriere	Consecințe	Eliminare	Cine este responsabil de gestiunea riscului
Schimbări legislative/de politică	Riscul schimbărilor legislative și al politicii autorităților guvernamentale care nu pot fi anticipate la semnarea contractului și care sunt adresate direct, specific și exclusiv proiectului ceea ce conduce la costuri de capital sau operaționale suplimentare din partea investitorului	O creștere semnificativă în costurile operaționale ale investitorului și/sau necesitatea de a efectua cheltuieli de capital pentru a putea răspunde acestor schimbări	Lobby politic pe lângă autoritățile publice de la nivelurile superioare de guvernare cu scopul ca actele normative cu impact asupra proiectului să rămână neschimbate	Investitorul

Tabel 29. Matricea de management a riscurilor

5 SCENARIUL TEHNICO-ECONOMIC OPTIM, RECOMANDAT

5.1 **Comparația scenariilor/opțiunilor propuse, din punct de vedere tehnic, economic, financiar, al sustenabilității și riscurilor**

Analiza scenariilor

Pentru a găsi o soluție de dezvoltare eficientă a sursei de producție consultantul a identificat și analizat separat opțiuni fezabile pentru sursa de cogenerare _ Blocul energetic „BE” _ corespunzător cererii de energie termică la baza și la mediul curbei de sarcină , cat și pentru acoperirea necesarului la vârful curbei de sarcină cu cazane cu apa fierbinte CAF. La baza curbei de sarcină este prevăzută un „BE” cu cogenerare cu funcționare pe biomasă lemnoasă care asigură aburul necesar degazării apei de adaos în rețeaua de termoficare .

Nota : În scenariile de dezvoltarea a proiectului de investiții s-a ținut cont de cerințele actuale atât din punct de vedere energetic cat și al unei finanțări optime pentru beneficiarul investiției după cum urmează :

- Obiectele de producție îndeplinesc toate pe lângă o eficiență ridicată și cerința de ținut decarbonizare pentru viitorul pe termen mediu și lung _ sunt Hidrogen Ready
- La prezentarea tehnica și metodologica consultantul a atins în totalitate cerințele obligatorii pentru finanțarea cu ajutor de stat pentru oportunitățile actuale _ în special cele din Programul de Termoficare și a celor din PNRR
- Toate opțiunile analizate îndeplinesc cerința pentru un SACET eficient energetic

Conform cerințelor din **Tema de proiectare** elaborată pentru proiectul SACET Arad _ **Etapa 1 și 2** _ de dezvoltare pentru proiectul de investiție au fost identificate în conformitate cu conținutul cadru din Anexa 2 la HG 907/ 2016 **soluții fezabile** pentru unități de producție energie utilă _ termică și electrică _ **prin cogenerare de înaltă eficiență de ultima generație** cu turbine cu gaz natural și motoare termice combinate cu posibilitățile de folosire a energiei regenerabile accesibile pe plan local .

Scenariile propuse:

Scenariul fără proiect

Este scenariul de referință (SR). Această variantă pornește de la presupunerea că nici una din scenariile identificate și propuse pentru proiect nu se implementează. Scenariul fără proiect reprezintă scenariul de bază în realizarea analizei financiare și a analizei economice utilizând metoda incrementală.

Acest scenariu nu este însă unul de dorit, deoarece:

- instalația existentă nu poate asigura necesarul de energie termică la parametrii cantitativi și calitativi urmăriți;
- echipamentele existente au fiabilitate scăzută, un grad avansat de uzură, durata de serviciu depășită, reparații curente și capitale frecvente, costuri de exploatare ridicate și importante pierderi de agent termic și de căldură.
- Durata de viață a componentelor principale este deja cu mult depășită

Scenariul cu proiect

Din grupul scenariilor identificate conform Capitolul 3 au fost alese și propuse doua variante fezabile bazate pe tehnologia adecvata a unității de cogenerare UCog.:

S1: Scenariu cu CHP. , cu motoare termice 4*5,9 MWe, Ucogbio 1,8 MWe și CAF 4*25 MW+CA 4,5 MWt

S2: Scenariu cu CHP. , cu motoare termice 3*10,4 Mwe, Ucogbio 1,8 MWe și CAF 4*25 MW+CA 4,5 MWt

Scenariile nou propuse au în vedere adaptarea soluției tehnice la necesitățile actuale ale SACET Arad cauzate de schimbările de ordin tehnic precum și de ordin legislativ. De asemenea scenariile propuse îndeplinesc condițiile impuse pentru:

- impact pozitiv asupra mediului

- sporirea confortului termic și al siguranței de operare în SACET Arad

- menținerea costurilor energiei termice la un nivel cât mai redus cu un impact pozitiv asupra nivelului de trai și asigurarea condițiilor decente de locuit în Municipiul Arad

Toate scenariile nou propuse au în vedere adaptarea soluției tehnice la necesitățile actuale ale SACET Arad cauzate de schimbările de ordin tehnic precum și de ordin legislativ. De asemenea scenariile propuse îndeplinesc condițiile impuse pentru:

- impact pozitiv asupra mediului

- sporirea confortului termic și al siguranței de operare în SACET Arad

- menținerea costurilor energiei termice la un nivel cât mai redus cu un impact pozitiv asupra nivelului de trai și asigurarea condițiilor decente de locuit în Municipiul Arad.

(comparație scenarii)

Scenariul de referință presupune funcționarea în continuare a CETH Arad cu instalațiile actuale pentru perioada de analiză până în anul 2030 cu următoarele condiții:

- Repunerea în funcție a cazanelor de abur și a turbinei existente pentru funcționare în cogenerare
- Recalcularea orelor de funcționare pentru cazanele CAF 4 și 5
- Înlocuirea unui CAF de 100 Gcal cu punere în funcțiune, PIF : 31.12.2023
- Investițiile în rețea, stații de transfer și PT-uri conform Strategia de Alimentare cu Energie Termică a Municipiului Arad 2020-2030 actualizată

Scenariile alternative, la scenariul de referință, țin seama de obiectivele privind eficiența energetică și energia din SRE.

Scenariile care nu sunt fezabile din motive tehnice, financiare sau de reglementare națională pot fi excluse într-o etapă timpurie a analizei cost-beneficiu, în cazul în care acest lucru este justificat, pe baza unor considerente temeinic documentate.

În cadrul scenariilor analizate, evaluarea și procesul decizional trebuie să ia în considerare economiile de energie/costuri generate de flexibilitatea sporită a aprovizionării cu energie și de o funcționare mai aproape de optim a rețelelor de energie electrică, inclusiv costurile evitate și economiile realizate prin reducerea investiției în infrastructură;

Pentru selectarea scenariului optim fezabil, metodele de comparație, s-au bazat pe trei criterii de evaluare:

STUDIU DE FEZABILITATE

Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență
Implementare proiect la sursă CETH Arad

- a. calculul condiției de sistem eficient din punct de vedere energetic,
- b. a reducerilor de GES și a energiei primară

5.2 Selectarea și justificarea scenariului optim recomandat

(selectarea și justificarea scenariului optim)

Datele comparative de analiză pentru scenariile selectate sunt redactate sintetic în tabelele mai jos .
Valorile de comparație se bazează pe date actuale pentru prețul energiei (gaz natural, energie electrică) și pentru certificatele de CO2.

Date de operare : Scenarii S1 si S2				
nr. crt.	Denumirea	U.M	Scenariu 1	Scenariu 2
			4*5,9 MWe/6,675MWt +Ucogbio1,8M We/5,5 MWt+Cazane 104,5MWt	3*10,4MWe/8,9M Wt +Ucogbio1,8MWe/ 5,5 MWt
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>
	Energia termică livrata, apă caldă pentru SACET	MWh/an	239009	239009
	Energia termică produsă , apă caldă pentru SACET	MWh/an	318.679	318.679
I.Cogenerare	Durata anuală de funcționare		6.026	6026
Motoare	Durata anuală de funcționare	ore/an	4.592	4.592
1	Sarcina termică instalată	MW	26,7	26,7
2	Energia termică produsă	MWh/an	147852	147.852
4	Puterea electrică instalata	MW	23,6	31,2
5	Energia electrică produsă	MWh/an	137.792	183.545
6	Consum servicii proprii (compresor gaz, auxiliare) - 3%	MW	0,708	0,624
		MWh/an	3.251	2.865
7	Energia electrică livrată	MWh/an	134.541	180.680
8	Energia termică la gard	MWh/an	147.852	147.852
	Energia termică livrata, apă caldă pentru SACET	MWh/an	147.852	147.852
9	Eficiență electrică	%	41,50%	49,00%
10	Randamentul mediu	%	88,00%	88,45%
	Energia utila produsă	MWh/an	285.644	331.398
11	Consumul anual total de combustibil	MWh/an	324.596	376.588

Ucogbio	Durata anuală de funcționare	ore/an	8.400	8.400
12	Sarcina termică instalată	MW	5,50	5,50
13	Energia termică produsă	MWh/an	46.200	46.200
14	Puterea electrică instalata	MW	1,80	1,80
15	Energia electrică produsă	MWh/an	15.120	15.120
16	Consum servicii proprii (compresor gaz, auxiliare) - 3%	MW	0,04	0,04
		MWh/an	302	302
18	Energia electrică livrată	MWh/an	14.818	14.818
19	Energia termică la gard	MWh/an	46.200	46.200
20	Eficiență electrică	%	88,00	88,00
21	Randamentul mediu	%	88,00	88,00
22	Energia utila produsă	MWh/an	61.320	61.320
23	Consumul anual total de combustibil	MWh/an	69.682	69.682

Total cogenerare	Energia termică produsă	MWh/an	194.052	194.052
Total cogenerare	Energia electrică produsă	MWh/an	152.912	198.665
II. Producție fara cogenerare :Cazane	Durata anuală de funcționare	ore/an	2.734	2.734
24	Sarcina termică instalată	MW	104,5	104,5
25	Energia termică produsă	MWh/an	124.626	124.626
26	Energia termică la gard	MWh/an	124.626	124.626
27	Randamentul mediu	%	94,5	95,7
28	Energia utila produsă	MWh/an	124.626	124.626
29	Consumul anual total de combustibil	MWh/an	131.880	131.880
III.Sursa de cogenerare de inalta eficienta	Consumul anual total de combustibil	MWh/an	526.157	578.150

Date economice de producție				
nr. crt.	Denumirea	U.M.	S1	S2
1	2	3	4	5
	Energia termică produsă	MWh	147.852	147.852
	en. Termica SACET	MWh	147.852	147.852
	Energia electrică produsă	MWh	137.792	183.545
	Energia electrică livrată	MWh	134.541	180.680
2	Cheltuieli variabile, total din care:	lei	279.479.811	301.639.570
2,1	Cheltuieli cu combustibilul gaz natural	lei	191.760.620	209.299.500
	- preț combustibil	lei/MWh	420,24	420,24
	Cheltuieli cu combustibilul biomasa	MWh	23.481.483	23.426.470
	- preț combustibil	lei/MWh	336	336
2,3	Cheltuieli cu salarii	lei	20.886.391	20.886.391
2,4	Cheltuieli variabile de mentenanță	lei	2.295.461	2.427.502
2,5	Cheltuieli anuale cu CO ₂	lei	41.055.856	45.599.707
	- cantitatea anuală de emisii de CO ₂ (factor emisie=0,20196 tCO ₂ /MWh)	t/an	92.157	102.356
	- preț CO ₂ -	lei/t	466,68	466,68
3	Cheltuieli fixe de mentenanță	lei	14.543.777	14.543.777
4	Alte cheltuieli (asigurări, etc) - 1% din poz 2+poz 3	lei	2.760.136	2.966.934
5	TOTAL Cheltuieli	lei	296.783.724	319.150.281
7	Venituri din operare	lei	282.544.503	362.573.172
8	Energie electrica	lei	68.904.867	83.417.381
9	Energie termica	lei	213.639.636	279.155.791
10	Bonus cogenerare	lei	74.857.707	90.623.989
11	Total venituri	lei	357.402.210	453.197.161
12	Profit/pierderi	lei	60.618.485	134.046.880

Tabel 30. Datele comparative de analiză pentru scenariile selectate

CRITERIILE DE ÎNALTĂ EFICIENȚĂ ALE COGENERĂRII				
12	Randamentul termic al instalației de cogenerare	%	46,50%	39,45%
13	Randamentul global al instalației de cogenerare	%	88,00%	88,45%
14	Randamentul electric de referință față de producerea separată, conf. Regulamentului delegat al CE nr. 2402/2015, condiții ISO	%	53,00%	53,00%
ă	Randamentul termic de referință față de producerea separată energiei termice sub formă de abur, conf. Regulamentului delegat al CE nr. 2402/2015	%	87,00%	87,00%
16	Consum energie primara la producerea separata	MWh/an	654.811	741.138
17	Consum energie primara sursa scenariu	MWh/an	526.157	578.150
18	Economia de energie primară (PES) față de producerea separată, conf. Regulamentului delegat al CE nr. 2402/2015	MWh/an	128.653	162.988
19	Economia de energie primară	%	19,65	21,99
EMISII POLUANTE, conf. legii 278/2013				
20	Valori limita ale emisiilor (VLE) conf. legii 278/2013, anexa 5, partea 2			
	- NOx	mg/Nm3	50	75
	- CO	mg/Nm3	100	100
EMISII POLUANTE, conf. legii 278/2013				
20	Valori limita ale emisiilor (VLE) conf. legii 278/2013, anexa 5, partea 2			
	- NOx	mg/Nm3	50	75
	- CO	mg/Nm3	100	100

Tabel 31. Criterii de înaltă eficiență a cogenerării

STUDIU DE FEZABILITATE
Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență
Implementare proiect la sursă CETH Arad

1				Cogenerare en.utila			preturi Bursa EEX 24.02.22			Analiza cheltuieli/ Venituri			
2		Ef.Globala	Ef.Electrica	Ef.Termica	En.term. produsa	En. El. Produsa	En.El.	Gaz	CO2	Costuri	Venituri	Profit	Comparatie
3		%	%	%	MWh	MWh	€/MWh	€/MWh	€/tCO2	Total	Total		rand7/rand6
4							297	88	87				
5							euro	euro	euro	euro	euro	euro	
6	Ucog1	88	40	48	100	83.3	24750.0	18333.3	3661.3	21994.6	24750.0	2755.4	
7	Ucog1	88	50	38	100	131.6	39078.9	23157.9	4624.7	27782.6	39078.9	11296.3	4.10

Tabel 32. O comparație directă cu date actuale (prețuri Bursa EEX din 24.02.2022)

Din analiza de mai sus reiese evident avantajul unui scenariu cu Ucog cu eficiența electrică cea mai mare posibilă . La alegerea opțiunii optime consultantul a propus implementarea unui BE cu motoare termice de ultimă generație.

5.3 Descrierea scenariului optim recomandat

5.3.0. Preambul. Informații generale

Prin realizarea acestui obiectiv de investiție se urmărește construirea unei surse noi de producere a energiei termice în cogenerare de înaltă eficiență, cu obiectivul general de modernizare a sistemului de alimentare centralizată cu energie termică a Municipiului Arad, pentru creșterea eficienței energetice și conformarea la reglementările de mediu, respectiv pentru asigurarea continuității și creșterii calității serviciului public de alimentare cu energie termică a consumatorilor racordați.

Scenariul optim recomandat pe baza analizei tehnice, financiare și economice este în concordanță cu strategia generală de dezvoltare a SACET Arad. Scenariul prevede implementarea unei instalații de producere a energiei termice (ET) și electrice (EE) în cogenerare de înaltă eficiență (CHP), împreună cu toate echipamentele și instalațiile auxiliare necesare.

Prin configurația propusă, se asigură atingerea cerințelor obligatorii pentru sistemele eficiente de termoficare centralizată stabilite în cadrul Directivei 27/2012/EU (EED) privind Eficiența Energetică, astfel încât să se asigure 50% ET livrată din surse regenerabile, sau 50% ET livrată din căldură reziduală, sau 75 % ET livrată din surse în cogenerare de înaltă eficiență cu gaz natural, sau 50% ET livrată dintr-o combinație de surse astfel descrise mai sus.

În cazul acestui proiect de investiție, este vizată livrarea ET în rețeaua termică primară SACET în următoarea proporție, în perioada de exploatare bazată pe combustibilul gaz natural:

- > 45 ... 75 % ET produsă de sursa de cogenerare de înaltă eficiență bazată pe gazul natural
- > 10 ... 5 % ET produsă cu surse regenerabile, respectiv valorificarea biomasei;
- < 50 % ET produsă cu cazane de apă caldă pe gaz natural.

De asemenea, soluția de cogenerare propusă satisface toate cerințele impuse prin Directiva de eficiență energetică privitoare la randamentul global, economia de energie primară și reducerea emisiilor în atmosferă a gazelor cu efect de seră și a celor poluante, precum și toate exigențele prevăzute în programele de finanțare actuale, inclusiv încadrarea sub limita de emisie specifică raportată la energia utilă produsă, de **250 gCO₂/kWh**, fără a fi necesar aportul vreunui gaz combustibil cu emisii de CO₂ scăzute (cum ar fi hidrogenul verde).

Toate echipamentele propuse pentru operarea pe gaz natural (atât motoarele cât și cazanele) sunt capabile să opereze cu un amestec de hidrogen în gazul natural având un conținut de până la 20% vol. H₂, iar pentru viitor, în momentul în care hidrogenul va fi disponibil pentru utilizarea facilă, echipamentele pot fi ajustate și/sau upgrdate corespunzător pentru creșterea conținutului de hidrogen.

Nota : Spațiul alocat pentru investiție ar trebui să includă și rezervă de teren pentru eventualitatea dezvoltărilor ulterioare pentru hidrogen (rezervoare stocare, compresor, electrolizor, mixer), în situația în care nu va fi prevăzută alimentarea prin intermediul unei rețele dedicate de hidrogen. Această rezervă nu prea există în cazul zonei de proiect analizate, decât dacă pe amplasamentul CETH se mai alocă spații în zona construcțiilor existente (utilizare teren peste calea ferată unde se află rezervorul de păcura nr. 6, restructurare zonă utilizată în partea dreaptă față de Canalul Mureșel unde se află și clădirea de birouri CETH).

În momentul în care va fi utilizat hidrogen verde, ponderea ET din surse regenerabile, produsă cu ajutorul surselor bazate pe arderea amestecului de gaz natural cu hidrogen, va crește, fiind posibilă adaptarea la cerințele viitoare ce vor fi adoptate cu privire la eficiența energetică.

Noua sursă va include următoarele:

- instalație de cogenerare de înaltă eficiență formată dintr-un număr de 3 motoare termice cu ardere internă pe gaz natural
- instalație de producere a aburului, apei calde și energiei electrice bazată pe biomasă
- instalație de producere a apei calde și aburului formată dintr-un număr de 4 cazane de apă caldă pe gaz natural și 1 cazan de abur pe gaz natural
- echipamentele, sistemele și instalațiile auxiliare necesare noii surse, respectiv:
 - o sistemele de pompare a fluidelor
 - o schimbătoarele de căldură pentru transferul termic
 - o degazoarele termice pentru tratarea apei de alimentare a cazanelor și a apei de adaos în rețeaua de termoficare
 - o cazanele de producere a aburului necesar în cadrul proceselor tehnologice ale noii surse (degazare, inertizare, curățire, etc)
 - o sisteme de monitorizare a emisiilor la coș
 - o sisteme de reducere a emisiilor poluante
 - o stația electrică de transformare aferentă noii surse
 - o acumulatorul de căldură pentru maximizarea eficienței de exploatare a instalației de cogenerare de înaltă eficiență

În vederea proiectării și realizării, s-a realizat o structurare a obiectivului de investiție pe următoarele obiecte:

Obiect 01 – MT : Instalație de cogenerare de înaltă eficiență cu motoare pe gaz natural
Obiect 02 – CB : Centrală termo-electrică pe biomasă
Obiect 03 – CA : Cazane de apă caldă
Obiect 04 – AC : Acumulator de căldură
Obiect 05 – SP : Stație de pompare agent termic
Obiect 06 – DT : Degazor termic pentru termoficare
Obiect 07 – SE : Stație electrică și sistem de control distribuit
Obiect 08 – SG : Lucrări generale, demolări, rețele în incintă și racorduri

Tabel 33. Obiecte principale scenariu S2

Soluția de amplasare a noii centrale

Locul propus pentru amplasarea noii configurații de producere a energiei termice și electrice este în incinta actuală a CETH Arad, pe un teren situat în strada Ion Neculce, identificat prin numerele cadastrale de carte funciară nr. 307811, 307809, și 359603 (vezi anexele). Terenul propus se află în proprietatea publică a Municipiului Arad și administrat de CET Hidrocarburi SA (CETH).

Terenurile alocate proiectului de investiție au o suprafață totală de aproximativ **20.700 m²**, după cum se poate observa în cadrul planului de alocare propus. Terenul este împrejmuit la exterior cu gard de beton. Actualmente, terenul alocat include obiecte (clădiri, echipamente industriale) și instalații / rețele ale centralei termo-electrice existente în incintă; o parte din aceste obiecte sunt necesare să fie păstrate în noua configurație a centralei (stațiile electrice SE 6kV SI 1 și TP3, împreună cu cablurile aferente, magistrale de termoficare tur/retur și auxiliare aferente, conductă de gaz, etc.), în timp ce altă parte a obiectelor vor trebui desființate în vederea dezvoltării proiectului (stație pompe păcură și auxiliare, rezervoare de păcură subterane și supraterane, turn de răcire, cazanele CAF4 și CAF5, magazia de substanțe chimice, rezervor stocare HCl, conducte de păcură, etc) sau relocate acolo unde este cazul (rețele de apă).

STUDIU DE FEZABILITATE

Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență
Implementare proiect la sursă CETH Arad



Soluția propusă a ținut cont de accesul facil la noua centrală. Astfel, accesul rutier din exterior la amplasamentul propus, pentru execuția lucrărilor, pentru exploatare, pentru accesul mașinilor de intervenție a pompierilor, se poate realiza fie din strada Ion Neculce, fie din strada Voievod Moga. Totodată, accesul la terenul alocat dezvoltării noii surse se poate realiza și din interiorul incintei CETH, prin utilizarea accesului rutier disponibil din bulevardul Nicolae Titulescu sau din Calea Iuliu Maniu.

De asemenea, în imediata vecinătate a terenului se află o linie de cale ferată funcțională, care face legătura între gara CF Arad și gara CF Timișoara, pentru transport public de persoane și transport de marfă. Soluția propusă a ținut cont de gardul existent separator între terenul propus pentru alocare și terenul utilizat de calea ferată. În vederea realizării construcțiilor aferente noii centrale, se va ține cont în faza de proiectare PT+DE de toate condițiile tehnice, inclusiv obținerea de avize din partea CFR dacă este cazul.



Figura 29. Plan amplasament propus

Soluția de racordare a noii centrale

Toate racordurile necesare noii centrale sunt prevăzute se vor realiza în interiorul incintei CETH, la instalațiile și rețelele tehnologice existente, cu excepția racordului de evacuare a energiei electrice.

Racorduri de utilități

Pentru asigurarea **alimentării cu apă de stingere a incendiului** pentru noua centrală va fi utilizată stația de stocare și pompare existentă (SPSI), figurată în planul de amplasare propus. SPSI este racordată la sursa de apă existentă în incintă (cele 4 foraje de apă) precum și la rețeaua de apă municipală.

Pentru asigurarea **alimentării cu apă potabilă** necesară în cadrul noilor facilități (la nivelul stației electrice și de conducere, la nivelul clădirii cazanelor, respectiv la nivelul clădirii stației electrice aferente centralei pe biomasă), se va realiza un racord intern la rețeaua de apă potabilă existentă în incinta CETH, punct de interfață situat în proximitatea clădirii de birouri CETH.

Pentru asigurarea **evacuării apelor uzate menajere** este prevăzută o soluție cu vidanaje în terenul alocat dezvoltării proiectului. Soluția prevăzută nu implică realizarea unui racord noul în exteriorul CETH la rețeaua de canalizare municipală; dacă va fi stabilită ca necesară această racordare, va fi luată în considerare obținerea avizului de racordare din partea Companiei municipale de apă și canalizare. În acest caz, bugetul de investiție va fi suplimentat ulterior cu lucrările aferente de realizare a unei rețele interne pentru canalizarea apelor uzate menajere cu sistem de pompare, care să facă joncțiunea la rețeaua de canalizare municipală (sau la rețeaua internă din incinta CETH, în zona clădirii de birouri CETH).

Racorduri tehnologice

Pentru **alimentarea cu gaz natural** necesar noii centrale, se va realiza un racord la conducta existentă de utilizare a gazelor naturale din incinta CETH. Această conductă este racordată la stația de reglare măsurare SRM aflată în incinta CETH și deținută de DISTRIGAZ VEST. Actualmente, presiunea de livrare a gazului natural este de cca. 0,5 bar(g). Conform datelor confirmate de beneficiar, conducta respectivă a fost proiectată să suporte o presiune de lucru 2 bar(g). Această presiune va putea fi asigurată în regim continuu pentru situația proiectată a noii centrale, prin urmare aceasta este presiunea de referință luată în considerare pentru proiectarea soluției propuse. De asemenea, cota de consum alocată echipamentelor termoenergetice actuale este suficientă pentru a asigura alimentarea noilor echipamente. În faza de proiectare PT+DE se va obține ATR din partea furnizorului de gaz natural, având în vedere necesitatea schimbării regimului de presiune actuală și (re)confirmării cotei de consum alocate. Având în vedere specificul motoarelor termice propuse în cadrul soluției, se va utiliza un compresor de gaz natural pentru ridicarea presiunii de la 2 bar(g) la cca. 10 bar(g).

Pentru **alimentarea cu apă tratată** necesară noii centrale, se vor realiza racordurile necesare la stația existentă de tratare chimică a apei (STCA) din incinta CETH. Apa tratată va fi livrată sub formă de apă dedurizată (necesară în principal alimentării circuitelor de apă ale cazanelor de apă caldă și degazorului de termoficare) respectiv sub formă de apă demineralizată (necesară în principal alimentării circuitelor de apă ale cazanelor de abur și motoarelor termice). Conform datelor puse la dispoziție de beneficiar, calitatea apei tratate va fi corespunzătoare și compatibilă cu cea necesară noilor echipamente termo-energetice care alcătuiesc noua centrală; calitatea apei va fi verificată periodic de către beneficiar cu aparatură de laborator. STCA este actualmente alimentată din două surse principale de apă brută: apă livrată de forajele F1...F4 existente în incinta CETH, respectiv apă livrată din rețeaua de apă potabilă municipală. STCA este prevăzută cu instalații complete de stocare, filtrare, dedurizare, demineralizare, neutralizare și pompare necesare. Racordul la STCA nu presupune obținerea de avize de racordare.

Pentru asigurarea **evacuării apelor uzate tehnologice**, este prevăzută în cadrul soluției o rețea de conducte și cămine colectoare, care se va conecta la stația existentă de tratare chimică a apei, în vederea neutralizării și evacuării acesteia în rețeaua de canalizare municipală sau către pâraul Mureșel ce tranzitează incinta CETH. În cadrul instalațiilor de colectare și evacuare a apelor uzate generate de noua centrală, incluse în cadrul proiectului, sunt prevăzute cămine separatoare de hidrocarburi, având în vedere posibilitatea scurgerilor de apă în amestec cu ulei din amplasamentele prevăzute cu motoare. De asemenea, sunt prevăzute sistemele de colectare și evacuare a apei meteorice din amplasamentul noii centrale. Soluția prevăzută nu implică realizarea de racorduri noi în sisteme exterioare CETH; dacă totuși va fi necesar un racord nou de evacuare la pâraul Mureșel

și/sau un racord nou la rețeaua de canalizare municipală, va fi necesară obținerea avizelor necesare din partea entităților respective (Apele Române, Compania municipală de apă și canalizare), concomitent cu suplimentarea corespunzătoare a bugetului investiției.

Pentru **livrarea agentului termic primar** produs de noua centrală în cadrul SACET se vor păstra racordurile existente la magistralele de livrare tur/retur a agentului termic. Punctele de racord vor lua în considerare pozițiile actuale ale conductelor tur/retur de agent termic, astfel încât să se poată realiza interfațarea cu costuri minime. În cadrul amplasamentului de proiect va fi necesară relocarea / protejarea unui traseu de conducte tur/retur care tranzitează locația centralei, așa cum se poate vedea în planul de amplasare propus.

Pentru **completarea agentului termic primar cu apă de adaos** în cadrul SACET se vor păstra degazorul de termoficare (DT), grupul de pompe de apă de adaos (EPA) aferent și racordul la conducta de retur termoficare, existente în cadrul clădirii/sălii mașinilor în zona celor două cazane de abur CAI 6 și CAI 7. Aburul tehnologic necesar pentru degazare va fi produs de cazanele noi de abur prevăzute în cadrul configurației și livrat prin conducte noi.

Pentru **evacuarea puterii electrice** generate de noua centrală este prevăzută realizarea unei stații electrice 10,5 + 0,4 kV proprii noii centrale, prevăzută cu toate sistemele de automatizare, control și conducere a întregii configurații propuse, respectiv realizarea unui racord electric în cadrul stației electrice 110 kV Mureșel situată în apropierea CETH. Racordul electric presupune utilizarea unui transformator de putere ridicător de tensiune TP 10,5/110 kV de capacitate adecvată (minim 50 MVA) amplasat lângă noua stație electrică 10,5 kV și a unei linii electrice subterane cu cablu de înaltă tensiune 110kV pozat parțial îngropat pe traseu nou și parțial prin canal tehnic subteran existent. În vederea operaționalizării acestui racord, s-a analizat schema electrică pusă la dispoziție de beneficiar și s-a luat în considerare faptul că nu sunt disponibile celule de rezervă în cadrul SE 110kV Mureșel. De asemenea s-a luat în considerare faptul că alimentarea stației electrice de 6kV existente pentru servicii generale din cadrul CETH este prevăzută prin intermediul a două linii electrice subterane de 6kV cuplate la SE 110kV Mureșel prin intermediul unor transformatoare, T2 de 25 MVA 110/6kV (prima cale) respectiv T1 de 25 MVA 110/20 kV și T3 de 16 MVA 20/6 kV (a doua cale). Astfel, singura soluție posibilă de racordare a noii centrale rămâne deconectarea transformatorului coborâtor T2 110/6 kV 25 MVA de la bara de 110 kV, retehnologizarea ansamblului de echipamente ce formează celula de racord de 110 kV și conectarea LES 110kV nou prevăzute de la transformatorul ridicător TP al noii centrale. Pentru realizarea acestui racord la SE 110 kV Mureșel va fi necesară în cadrul activității de proiectare la faza PT+DE realizarea unui studiu de soluție de racord în vederea obținerii ATR din partea OTS/ODS (Operatori de transport și de sistem/ Operator sistem de distribuție). Eventualele particularități ale soluției de racordare identificate în cadrul ATR vor trebui implementate iar costurile suplimentare asociate vor fi suportate din bugetul de cheltuieli diverse și neprevăzute.

Pentru **alimentarea cu energie electrică** a noilor consumatori aferenți noii centrale se va utiliza atât noua stație electrică 10,5 + 0,4 kV cât și stațiile electrice existente 6,3 + 0,4 kV existente în incinta CETH.

Parte din puterea generată la nivelul centralei va fi utilizată pentru asigurarea consumului propriu, utilizându-se în acest sens două transformatoare de servicii interne (TSI1, TSI2) coborâtoare 10,5/0,4kV, de capacitate cca. 630-800 kVA, pentru alimentarea consumatorilor arondați stației electrice SE și motoarelor MT, respectiv două transformatoare de servicii proprii (TSP1, TSP2) coborâtoare 10,5/0,4kV, de capacitate cca. 2.500 kVA, amplasate la nivelul stației de pompare SP.

De asemenea, se va utiliza un transformator de putere auxiliar (TSI3) coborâtor 10,5/6 kV, de capacitate adecvată (3...4 MVA), amplasat fie lângă stația electrică nouă de 10,5 kV fie lângă stația electrică de servicii generale 6 kV existentă, respectiv o linie electrică în cablu (10,5 sau 6,3 kV)

pozată corespunzător pe trasee existente. Soluția astfel prevăzută va permite utilizarea instalațiilor electrice existente ale CETH, cu alimentarea consumatorilor prevăzuți pe nivelele de tensiune de 6,3 kV și 0,4 kV, asigurate prin intermediul stațiilor electrice 6 kV existente de servicii interne nr. 1 și 2 respectiv a blocurilor de alimentare 6/0,4 kV TP1, TP2, TP3 și TP5 prevăzute cu transformatoare 6/0,4 kV de 630 kVA și 1.000 kVA. Blocurile de alimentare 6/0,4kV TP7 și TP8 împreună cu transformatoarele aferente se vor desființa. Totodată, stația electrică 6 kV de servicii generale va rămâne conectată la SEN prin intermediul racordului electric de alimentare existent LES1 6 kV și a transformatorului T3 16 MVA 6/20 kV.

Pentru realizarea obiectului nr. 3 (cazane) s-a identificat necesitatea relocării unei linii electrice subterane de medie tensiune care tranzitează terenul în zona respectivă. Pentru această operațiune, beneficiarul va înștiința proprietarul LES pentru relocarea traseului actual în afara terenului alocat pentru proiect. Dacă va fi necesar, se vor obține avizele necesare, la faza de proiectare PT+DE.

Etapizarea investiției. Condiționalități

Noua centrală va fi implementată conform Graficului de realizare (vezi Anexele), în decurs de cca. 3 ani, în anii **2023-2025**, cu termen de operare comercială a întregii centrale până cel mai târziu la data de **30.06.2026**. O etapizare a punerii în funcțiune a obiectelor ce formează investiția este posibilă și se va stabili de către beneficiar în cadrul documentației de achiziție, în conformitate cu programul de finanțare și cu strategia de achiziție adoptată. În cadrul graficului propus s-au considerat prioritățile de realizare a sursei cu scopul de a asigura continuitatea serviciului public de alimentare cu energie termică.

Astfel, pentru asigurarea continuității serviciului public de alimentare cu energie termică, este prioritară realizarea obiectului nr. 3 (cazane) în cel mai scurt timp posibil, având în vedere termenele limită la care expiră operarea cazanelor actuale ale CETH (CAF4 și CAF5, dar și CAI 6 și CAI 7). La momentul elaborării acestui studiu, CETH a depus un memoriu la APM Arad pentru recalcularea orelor de funcționare în vederea operării pentru sezonul de iarnă 2022/2023.

Pentru realizarea cu prioritate a obiectului nr. 3, este necesară alimentarea cu energie electrică din cadrul blocului de alimentare TP3 6/0,4 kV, cuplat la stația electrică de servicii interne nr. 1 de 6 kV, obiecte existente în amplasament. Aceste obiecte vor fi păstrate operaționale pe durata implementării proiectului și ulterior după finalizarea acestuia. De asemenea, pentru circulația agentului termic și degazarea apei de adaos în rețeaua de termoficare se vor utiliza pompele de circulație, degazorul de termoficare și stațiile electrice existente în configurația actuală, până la momentul la care vor fi disponibile noile facilități (SP, SE) prevăzute în cadrul noii centrale. O posibilitate de etapizare prioritară este construirea obiectului nr. 5 (stație de pompare) concomitent cu obiectul nr. 3 (cazane), însă cu asigurarea unei alimentări temporare din blocul TP8 cu transformatoarele TR11 și TR12.

De asemenea, realizarea obiectelor nr. 1 (motoare) și 7 (stația electrică) este condiționată de desființarea CAF4+CAF5 prin demontarea instalațiilor tehnologice existente și demolarea clădirii aferente, precum și de demolarea turnului de răcire. CAF4 și CAF5 vor putea fi desființate doar după operaționalizarea obiectului nr. 3.

5.3.1 Obiect 1 – MT : Instalație de cogenerare de înaltă eficiență cu motoare pe gaz

5.3.1.1 Necesitate

Noua sursă de producere a energiei termice va trebui să îndeplinească cerințele obligatorii pentru sistemele de termoficare centralizată așa cum sunt ele prezentate în Directiva EED, art. 2 pct. 41: cel puțin 50% ET din surse regenerabile, sau cel puțin 75% ET din surse de cogenerare de înaltă

eficiență, sau cel puțin 50% ET din surse de căldură reziduală, sau cel puțin 50% ET dintr-o combinație de surse dintre cele enumerate mai sus.

Pentru îndeplinirea cerinței enunțate, soluția concepută pentru sursa SACET Arad se va baza preponderent pe ET produsă prin cogenerare de înaltă eficiență utilizând gazul natural. Este însă mai dificil de atins în mod real producerea exclusiv în cogenerare, din acest motiv în cadrul soluției propuse s-a ales combinarea acestei surse cu o sursă de producere ET din resurse regenerabile, fiind astfel posibilă atingerea în orice condiții de operare a pragului de **50% ET în combinație**.

Așadar, scenariul optim propus include o instalație de cogenerare de înaltă eficiență formată din **3 (trei) motoare** cu ardere internă și generator electric, cu funcționare pe gaz natural (MT, sau G-CHP, sau Ucog), care să îndeplinească totodată cerințele minime impuse prin programul de finanțare vizat de acest studiu:

- asigurarea unui factor de emisie specifică de CO₂ de maxim **250 gCO₂/kWh**
- posibilitatea utilizării viitoare a unui amestec de gaz natural cu hidrogen verde în scopul micșorării emisie specifice de CO₂

Configurația tehnică a instalației CHP propuse asigură producția de apă caldă / fierbinte pentru termoficare centralizată și energie electrică pentru vânzare. Capacitatea utilă necesară a instalației CHP a fost stabilită la minim **31,2 MWe** și minim **26,7 MWt**. Randamentul garantat al instalației în ansamblu va fi de minim **88%**.

5.3.1.2 Schemă de proces

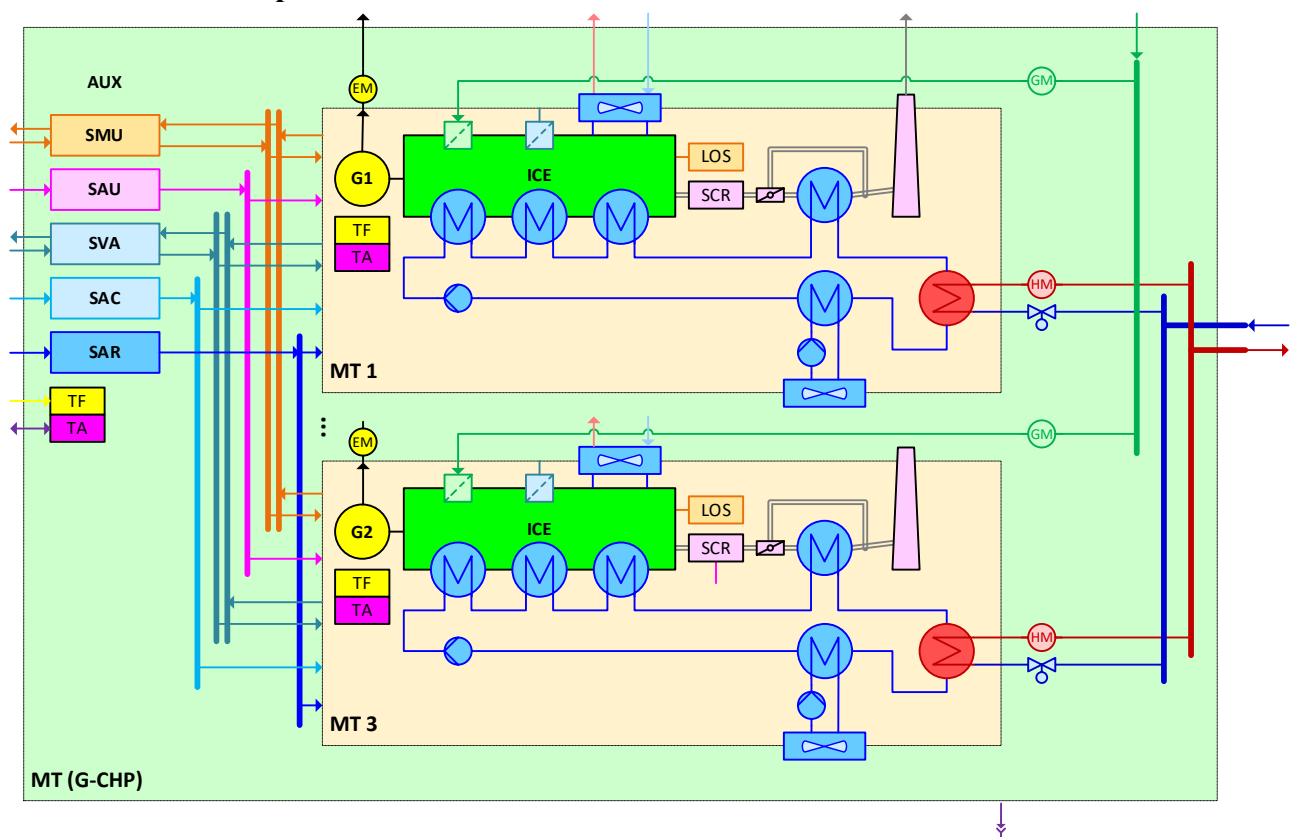


Figura 30. Schema funcțională Motore Termice

Legenda figura:

- ICE - Motor cu combustie internă
- LOS - Lube Oil System
- SMU - Sistem de management ulei
- SAU - Sistem de alimentare cu uree
- SVA - Sistem de ventilație aer
- SAC - Sistem de pornire cu aer comprimat
- SAR - Sistem de alimentare cu apă răcire

SCR - Sistem de reducere catalitică NOx și CO
HM - Contor de energie termică
EM – Contoare de energie electrică
GM – Contor gaz natural
G – Generatoare
TF = tablou forta (tablou de alimentare)
TA = tablou de automatizare / control

5.3.1.3 Descrierea soluției

Instalația de cogenerare de înaltă eficiență (CHP) propusă pentru adoptare asigură energia termică sub formă de apă fierbinte pentru utilizare în rețeaua de termoficare SACET Arad simultan cu energia electrică pentru vânzare pe piața liberă. Capacitatea instalației CHP a fost stabilită la minim **26,7 MWt** căldură și minim **31,2 MWe** putere electrică. Randamentul garantat al instalației în ansamblu va fi de minim **88%**.

Instalația CHP se bazează pe un număr de **3 (trei)** motoare termice identice de ultimă generație (unități CHP), cu pistoane cu ardere internă și aprindere prin scânteie, care utilizează gaz combustibil, pregătite H2R, în componența cărora sunt incluse toate auxiliarele specifice necesare: turbocompresorul gaz-aer, răcitoarele de aer, răcitorul de ulei, răcitoarele de apă, sistemele electrice și de control, generatorul electric 10,5 kV, etc. Capacitatea individuală a unei unități CHP este de minim **8,9 MWt** căldură și minim **10,4 MWe** putere electrică.

Constructiv, fiecare unitate CHP va include următoarele părți asamblate: generatorul, ansamblul motor, ansamblul turbocompresor și ansamblul recuperator de căldură. Toate aceste părți vor fi livrate de producătorul motoarelor. Fiecare unitate CHP va fi echipată cu sistem de comandă, control și protecție, cu interfețe de comunicație de date și semnale I/O necesare pentru integrarea în cadrul sistemului DCS/SCADA al noii surse.

Alimentarea cu gaze

Motoarele unităților CHP prevăzute vor funcționa cu gaz natural în prima etapă de exploatare, fiind pregătite pentru a funcționa în viitor cu ”hidrogen verde” în amestec cu gazul natural, atunci când condițiile de piață vor deveni favorabile utilizării.

Motoarele propuse sunt “H2-Ready”. Întrucât există particularități cu privire la utilizarea hidrogenului, prezentăm în cele ce urmează care sunt condițiile cunoscute la acest moment:

- Motoarele propuse sunt capabile să opereze, de la momentul achiziției, cu combustibil gazos de tip gaz natural, în componența căruia se poate regăsi un conținut de până la 25%vol hidrogen, cu condiția asigurării anumitor condiții tehnice. Rampa de gaz este stabilită pentru cazul alimentării cu gaz natural. La introducerea hidrogenului în amestec cu gazul natural într-un anumit procent, va fi necesară recalcularea rampei de gaz. Prezentăm mai jos efectul creșterii conținutului de hidrogen asupra motoarelor:
 - Performanțele motoarelor nu se vor modifica sesizabil dacă procentul de hidrogen se situează până la maxim 5%vol.
 - Pentru un conținut situat între 5%vol și 10%vol H2, sarcina electrică se poate menține la 100% dacă temperatura de intrare a apei de răcire a motorului va fi de cel mult 55 °C. Randamentul electric va scădea ușor iar randamentul termic va depinde de configurația hidraulică stabilită pentru recuperarea căldurii, în vederea asigurării temperaturii maxime a apei de răcire a motorului, în concluzie căldura recuperată în apa de termoficare se va diminua.
 - Pentru un conținut situat între 10%vol și 25%vol H2, sarcina electrică va scădea proporțional cu prezența H2 până la maxim 80% dacă temperatura de intrare a apei de răcire a motorului va fi de cel mult 55 °C. Randamentul electric va continua să scadă ușor iar randamentul termic va depinde de configurația hidraulică stabilită pentru recuperarea căldurii precum și de sarcina electrică parțială de operare, în vederea asigurării temperaturii maxime a apei de răcire a motorului, în concluzie căldura recuperată în apa de termoficare se va diminua.

- Pentru orice conținut de hidrogen peste valoarea de 5%vol, este necesară realizarea unei automatizări care presupune reglarea continuă a procesului de ardere în funcție de conținutul de hidrogen din gazul natural respectiv de cifra metanului. De asemenea, planul de mentenanță specific operării pentru gazul natural va trebui actualizat corespunzător.
 - În concluzie, trecerea la utilizarea hidrogenului în amestec cu gazul natural într-o proporție de 5-25%vol va presupune în viitor o serie de costuri suplimentare, cu echipamentele necesare pentru măsurarea H₂ și MN, respectiv cu ajustările de software în configurația motorului și serviciile de proiectare și inginerie aferente. Se ia în considerare că hidrogenul este deja amestecat în gazul natural, la intrarea în rampa de alimentare a motorului.
- Motoarele propuse vor putea fi echipate în viitor prin upgrade cu componente ale blocului motor și rampei de alimentare care să permită utilizarea unui gaz natural în amestec cu un conținut mai ridicat de hidrogen de până la 100%. Performanțele motoarelor se vor modifica pe măsură ce conținutul de hidrogen va crește. Informațiile privind calendarul de upgrade și costurile aferente vor fi disponibile la o dată ulterioară.
 - Pentru trecerea la utilizarea hidrogenului după momentul implementării investiției, se va realiza în prealabil un proiect tehnic detaliat, iar costurile aferente vor fi cuantificate atunci.

Pentru alimentarea cu gaz natural este prevăzută o stație de comprimare gaz care asigură creșterea presiunii de la 2 bar(g) la o presiune de 9,5...10 bar(g). Stația de comprimare gaz va fi formată dintr-o unitate de comprimare gaz dimensionată pentru alimentarea celor 3 unități CHP. Dacă se optează pentru o a doua unitate de comprimare, beneficiarul va lua în considerare acest lucru (bugetul prevăzut include o singură unitate). Unitatea de comprimare gaz va fi instalată în container cu amplasare în exterior, în proximitatea clădirii motoarelor. Unitatea de comprimare se va racorda la conducta de gaz existentă în amplasament, prin intermediul unui filtru duplex.

Alimentarea fiecărui motor se va realiza dintr-o bară comună racordată la ieșirea compresorului. Fiecare racord de alimentare la motor va fi dotat cu contor de gaz natural.

Recuperarea căldurii și răcirea motorului

Pentru recuperarea căldurii în scopul utilizării în rețeaua de termoficare SACET, motoarele vor utiliza un circuit format din răcitoarele de aer de combustie din circuitul turbocompresor, răcitorul de ulei, răcitorul de apă motor și răcitorul de gaze de ardere, cuplat la rețeaua de termoficare prin intermediul unui schimbător de căldură separator. Circuitul motor va dispune de un grup de pompare 1F+1R care asigură circulația corespunzătoare a apei, împreună cu vanele de reglaj și senzorii de automatizare necesari. Automatizarea motorului va asigura coordonarea și controlul tuturor răcitoarelor din care se recuperează căldura.

Gazele de ardere vor fi răcite și evacuate la coș sub **120 °C**.

Circulația apei prin schimbătoarele asociate motoarelor va fi asigurată prin intermediul electropompelor cu convertizor de frecvență din stația de pompare SP (obiect nr. 5). Temperatura apei în circuitul de termoficare al schimbătorului de separație va fi de **95°C** pe tur și **65°C** pe retur, pentru cazul de referință. Motorul va fi capabil să asigure o temperatură maximă pe tur de **110°C** în sezonul rece. În scopul unui control individual adecvat se vor utiliza vane de reglaj pe retur. În circuitul de recuperare a căldurii se va instala un contor de energie termică. Căldura minimă recuperată în apa de termoficare va fi de minim **8,9 MWt**.

În cazul răcitorului de aer cu apă de joasă temperatură, se va prevedea atât circuitul complet de evacuare a căldurii format cu radiator uscat, pompă, vane de reglaj, robineti, armături, conducte, cât și schimbătorul care permite recuperarea căldurii într-un circuit de preîncălzire a apei.

Pentru evacuarea de urgență a căldurii motorului, este prevăzut un radiator uscat cuplat la circuitul de răcire a motorului prin intermediul unui schimbător de căldură și al echipamentelor de automatizare aferente. De asemenea, din aceleași considerente, recuperatorul de căldură din gazele de ardere va fi realizat cu includerea unui clapet acționat electric, cu modulare continuă.

Auxiliare

Vor fi asigurate toate utilitățile și auxiliarele necesare pentru operarea motoarelor:

- Este prevăzut un sistem de management al alimentării cu ulei proaspăt respectiv de evacuare a uleiului uzat (SMU), bazat pe rezervoare de capacitate adecvată, pompe de descărcare, electroventile, instrumente, robineti, armături și conducte.
- Este prevăzut un sistem de management al alimentării cu apă a circuitelor motorului respectiv de evacuare în situații de mentenanță (SAR), bazat pe un rezervor de stocare apă, pompe de încărcare/descărcare, electroventile, instrumente, robineti, armături și conducte.
- Este prevăzut un sistem de reducere a emisiilor poluante NO_x și CO în gazele de ardere evacuate la coș (SAU), realizat cu o tehnologie SCR ce utilizează un agent de reducere NO_x (soluție apoasă de uree) în gazele de ardere și un catalizator de reducere NO_x și CO. Sistemul va asigura nivele de emisie cu încadrarea în limitele stabilite de reglementările aplicabile în domeniul emisiilor industriale.
- Este prevăzut un sistem de alimentare cu aer comprimat (SAC) necesar pentru pornirea motoarelor, format dintr-un număr adecvat de electro-compresoare de aer de înaltă presiune, rezervoare de stocare, instrumente, armături și conducte.
- Este prevăzut un sistem de ventilație de aer (SVA) care asigură atât aerul de combustie necesar motorului cât și răcirea acestuia.
- De asemenea, furnitura va include toate sistemele electrice și de control, măsură, protecție specifice unităților CHP
- Tablouri electrice de alimentare aferente diverselor echipamente din componența unităților CHP
- Tablouri electrice de control echipate cu controller PLC, module de achiziție I/O și de comunicație de date, interfețe de comunicație la distanță pentru integrarea în sistemul de automatizare și conducere DCS/SCADA al centralei.
- Instrumentație de proces
- Vane cu acționări electrice și/sau pneumatice, după caz

Capacitatea nominală. Sarcini parțiale

Motoarele s-au dimensionat luând în considerare necesarul de căldură în baza curbei clasate, și numărul optim de motoare care să asigure pe de o parte ocuparea unui spațiu cât mai restrâns și pe de altă parte o eficiență globală cât mai mare, concomitent cu o eficiență electrică mare. A rezultat faptul că o capacitate optimă care să asigure necesarul de căldură medie cu un număr rezonabil de unități este clasa de motoare peste 10 MWe, pentru care există mai multe opțiuni de piață.

Unitățile CHP cu motor vor asigura operarea continuă și stabilă într-un domeniu al sarcinii electrice între 100% și cel puțin 50%.

Unitățile CHP vor asigura pornirea din stand-by / sarcină 0% până la sarcina nominală 100% într-un interval de maxim **10 minute**.

Emisii poluante

Unitățile CHP vor respecta cerințele privind emisiile industriale pentru instalațiile mari sau medii de ardere reglementate prin Legea nr. 278/2013 (Directiva IED / LCPD) respectiv Legea nr. 188/2018 (Directiva MCPD). Prin aplicarea în sens restrictiv a regulilor de agregare din cadrul acestor reglementări, devin aplicabile următoarele valori limită ale emisiilor poluante (VLE) la coș:

- NO_x : ≤ **75 mg/Nm³** la 15% O₂ în g.a. uscate
- CO : ≤ **100 mg/Nm³** pentru 15% O₂ în g.a. uscate

De asemenea, pentru unitățile CHP sunt necesare condiții speciale de protecție privind sănătatea și securitatea muncii desfășurate de lucrători în apropierea motoarelor, privitoare în special la nivelul emisiilor de zgomot, având în vedere faptul că motoarele sunt echipamente agregate care depășesc nivelul de 85 dB(A) la 1m. Din acest motiv, soluția constructivă pentru clădire impune amplasarea motoarelor în containere sau camere individuale special proiectate, astfel încât în afara acestora

nivelul normal de zgomot să scadă sub limita de **85 dB(A)** la 1m de pereții incintei respective. Clădirea motoarelor nu presupune localizarea permanentă a personalului în cadrul acestor camere. Accesul la motoare se va realiza de către personal de deservire echipat corespunzător cu echipamente de protecție individuală adecvate – antifoane, căști de protecție, ochelari, etc.

5.3.1.4 Specificații tehnice privind combustibilul disponibil

- Tip combustibil: gaz natural
- Sursă: Delgaz Grid
- Puterea calorifică inferioară, min ... max: 10,0 ... 10,6 kWh/Nm³
- Puterea calorifică inferioară, referință: 10,0 kWh/Nm³
- Compoziția combustibilului: conform buletin de analiză, indicativ
- Conținut minim de metan: 90%
- Presiune minimă disponibilă pentru livrare: 2 bar(g)
- Temperatură de livrare: 5 ... 25 °C

Notă: Pentru conversia cu o precizie suficientă a puterii calorifice superioare (PCS) exprimată în kWh/(S)m³ raportată la 15°C (utilizată de furnizorii de gaz natural) în putere calorifică inferioară (PCI) exprimată în kWh/Nm³ raportată la 0°C (necesară în calculele de bilanț și proiectare), se va utiliza următoarea formulă de conversie: PCI[kWh/Nm³] = PCS[kWh/Sm³] x 0,95153.

5.3.1.5 Specificații tehnice principale

Performanțe orare (instantanee) pentru 1 unitate CHP

- Condiții de referință: ISO (25°C, 30%RH, 108 mdm)
- Combustibil alternativ: amestec de gaz natural și hidrogen verde (maxim 25%vol H₂, în prezent)
- Sarcina electrică: 100% (nominal)
- Putere electrică generată, brută, PF=0,8: ≥ 10.400 kW_e (-0% ... +10%)
- Căldură utilă cogenerată în apă: ≥ 9.000 kW_t
- Randament electric CHP: ≥ 47,3 %
- Randament termic CHP: ≥ 40,9 %
- Randament global CHP, garantat: ≥ 88,0 %
- Putere termică combustibil principal: 22.000 kW_f
- Debit combustibil principal, la PCI, info: 2.200 Nm³/h
- Temperatură apă tur/retur (circuit termoficare): 65/95 °C
- Temperatură maximă apă tur termoficare: 110 °C
- Temperatură maximă apă retur termoficare: 70 °C
- Temperatură gaze de ardere la coș: ≤ 120 °C
- Nivel de zgomot gaze de ardere la gură coș: ≤ 85 dB(A) la 1 m
- Emisii poluante pentru instalația de cogenerare, limite conform IED:
 - o Nivel emisie NO_x la 15 % O₂ în g.a. uscate: ≤ 75 mg/Nm³
 - o Nivel emisie CO la 15 % O₂ în g.a. uscate: ≤ 100 mg/Nm³
 - o Nivel emisie SO₂ la 15 % O₂ în g.a. uscate: n/a mg/Nm³
 - o Nivel emisie PM la 15 % O₂ în g.a. uscate: n/a mg/Nm³

n/a = neaplicabil
- Emisii de gaze cu efect de seră (CO₂): 4.443 kg/h
- Factor de emisie specifică de CO₂: 229 gCO₂/kWh
- Economie de energie primară: 26,86 % (condiții de referință 3.2.4)
- Tensiune generator: 10,5 kV
- Frecvență generator: 50 Hz
- Randament generator: ≥ 97,5 %
- Timpul de pornire 0% - 100%: ≤ 10 minute
- Sarcina electrică minimă: ≤ 50 %

- Disponibilitate anuală: $\geq 92 \%$
- Punct de racordare la SEN: 110 kV
- Categorie de racordare GGS (SPGM): D
- Standarde: ISO 3046-1, ISO 8528-1,2,3,5
- Conformitate: ISO 9001, ISO 3834-2, ISO 14001, ISO 45001
CE, PED, LVD, EMCD, IED, MCPD, RfG,
ANRE 72/2017 + 214/2018, ANRE 51/2019

Performanțe orare (instantanee) pentru 3 unități CHP

- Condiții de referință: ISO (25°C, 30%RH, 100mdm)
- Combustibil principal: gaz natural 100%
- Sarcina electrică: 3 x 100% (nominal)
- Putere electrică generată, brută, PF=0,8: $\geq 31.200 \text{ kWe}$
- Căldură utilă cogenerată, în apă: $\geq 27.000 \text{ kWt}$
- Randament electric CHP: $\geq 47,3 \%$
- Randament termic CHP: $\geq 40,9 \%$
- Randament global CHP, garantat: $\geq 88,0 \%$
- Putere termică combustibil principal: 66.000 kWf
- Debit combustibil principal, la PCI, info: 6.600 Nm³/h
- Emisii de gaze cu efect de seră (CO₂): 13.330 kg/h

5.3.1.6 Scopul de furnizare necesar

Obiectul MT va include următoarele elemente:

- 1 stație de comprimare gaz natural 2 / 9,5 bar(g)
- 3 unități de cogenerare de înaltă eficiență (MT1, MT2, MT3), cu gaze, H₂R, realizate în jurul unui set motor – generator de mare capacitate, inclusiv cu toate auxiliarele necesare operării:
 - o Sistem de alimentare cu gaz natural
 - o Sistem de pornire cu aer comprimat
 - o Sistem de alimentare și filtrare a aerului de combustie
 - o Sistem de ventilație pentru răcirea și alimentarea cu aer la motor
 - o Sistem de alimentare cu apă de adaos la circuitul motorului
 - o Sistem de răcire și recuperare a căldurii din apa motorului
 - o Sistem de răcire și recuperare a căldurii din gazele de ardere ale motorului
 - o Sistem de reducere a emisiilor poluante din gazele de ardere ale motorului (NO_x și CO)
 - o Sistem de monitorizare a emisiilor la coș – opțional (se recomandă aparatură portabilă de măsurare a emisiilor)
 - o Schimbător de căldură pentru transferul căldurii recuperate în circuitul de termoficare SACET
 - o Sistem de evacuare de urgență a căldurii degajate de intercooler
 - o Sistem de evacuare de urgență a căldurii din apa de răcire a motorului, inclusiv schimbător de căldură și echipamente de automatizare aferente
 - o Sistem de management al uleiului (rezervoare de ulei proaspăt și uzat, pompe de alimentare/descărcare, filtre, robineți, instrumentație, conducte, armături)
 - o Sistem de detecție a scăpărilor de gaze
 - o Sistem de stingere PSI
 - o Dulapurile electrice pentru alimentarea consumatorilor, automatizare și control
 - o Structură și platforme pentru mentenanță
 - o Container de atenuare a zgomotelor produse de motor
 - o Atenuator de zgomot gaze de ardere
 - o Coș de fum

- Set materiale prima umplere pentru operare în garanție (ulei, uree, altele)
- Pod rulant aferent motorului
- Orice alte instalații nenominalizate dar obligatorii pentru operarea corespunzătoare a instalației de cogenerare
- Set de contoare pentru energie termică, gaz natural, energie electrică
- Set de vane, acționări, robinete, instrumente
- Sisteme electrice
- Sistem de automatizare și conducere locală pentru realizarea automată a tuturor funcțiilor specifice (tablou de control principal, server/stație de lucru, software, modul comunicație la distanță, tablouri locale de control în câmp, instrumente, cabluri de rețea și fibră optică)
- Set piese de schimb cu uzură sau recomandate în perioada de garanție
- Set scule de mentenanță specifică
- Set echipamente aferente construcției: ventilatoare, aeroterme, hidranți, etc.

Următoarele lucrări și servicii au fost considerate în cadrul realizării acestui obiect:

- Lucrări de construcții și instalații aferente clădirii motoarelor termice, stației de comprimare gaz și coșurilor de fum – terasamente, rezistență, arhitectură, instalații, procurări materiale (fundatii, platforme, clădire industrială, structuri de acces și de susținere, cămine, canale de cabluri, trotuare, instalații de legare la pământ și paratrăsnete la coșuri de fum, prize, iluminat interior și exterior, balizaj coșuri, ventilație, încălzire, climatizare aer, evacuare fum, detecție și semnalizare incendiu, supraveghere video, telecomunicații, spălare cu apă municipală, evacuare ape uzate convențional curate, evacuare ape uzate cu ulei, scurgeri pentru ape meteorice)
- Procurare și montaj conducte și cabluri, inclusiv materiale asociate
- Lucrări de realizare a protecțiilor anti-corozive
- Lucrări de realizare a izolațiilor termice la echipamente și conductele
- Verificări, inspecții, încercări, teste, probe și punere în funcțiune
- Teste de performanță

5.3.1.7 Livrare

Termenul de livrare pentru motoare este în medie de **10-12 luni** de la data comenzii. Se va considera că primul motor poate fi livrat în **11 luni** de la comandă, iar următoarele motoare vor sosi în amplasament la interval de câte **1 lună**.

5.3.1.8 Construire și montaj

Înainte de realizarea propriu-zisă a lucrărilor, este necesară executarea lucrărilor de demolare / dezafectare a structurilor supraterane și subterane existente în amplasamentul prevăzut pentru acest obiectiv, inclusiv stabilizarea terenului și realizarea eventualelor relocări ale instalațiilor și rețelelor de utilităților din amplasament. Aceste operațiuni vor fi detaliate în faza de proiectare PT+DE.

Notă: Următoarele lucrări:

- lucrări de debarasare și valorificare a echipamentelor și materialelor depozitate în aer liber sau în interiorul clădirilor existente ce urmează să fie demolate
- lucrări de golire, curățire și valorificare sau neutralizare a uleiurilor și produselor petroliere (păcură, benzină, motorină, CLU) încărcate în rezervoare / cisterne, echipamente și instalații tehnologice existente care urmează să fie dezafectate / demolate / demontate
- lucrări de ecologizare a terenurilor unde s-au desființat rezervoare de produse combustibile

nu sunt incluse în cheltuielile directe ale bugetului de proiect, ele rămân în sarcina beneficiarului.

Obiectul MT, ce include clădirea motoarelor, stația de comprimare gaz și coșurile de fum, va utiliza o amprentă la sol cât mai redusă. Spațiul estimat pentru realizarea acestui obiect este indicat în planul de amplasare, fiind de 43 x 43 m; acest spațiu este obligatoriu, nu se poate depăși. Soluția constructivă va ține cont de aranjamentul optim al echipamentelor din cadrul furniturii unităților CHP precum și de cerințele privind zgomotul în interior și în exterior.

Clădirea motoarelor va fi compartimentată după necesități, pe orizontală și verticală. Motoarele și furnitura principală aferentă (generator, turbocompresor, modul schimbătoare de căldură) vor fi amplasate în incinte izolate fonic. În cadrul acestora vor fi instalate poduri rulante pentru manipularea pieselor grele, dimensionate corespunzător. Pentru sistemele auxiliare, se va prevedea una sau mai multe camere distincte. Dulapurile de alimentare și control vor fi amplasate într-o cameră distinctă, în care se vor asigura condiții de zgomot în conformitate cu prevederile legale aplicabile. Vor fi amenajate culoare, holuri și spații de acces care să asigure un acces corespunzător pentru toate elementele obiectului MT. Vor fi prevăzute spațiile de mentenanță necesare stabilite de producătorii de echipamente; de asemenea, va fi posibilă extragerea și manipularea componentelor de instalație astfel încât să poate fi conduse în exterior, conform necesităților stabilite de producătorii de echipamente. Compartimentarea și amplasarea clădirii va fi realizată astfel încât să fie posibilă extragerea motorului și generatorului în exterior, în cazuri excepționale.

Proiectarea construcției și a măsurilor SSM specifice va ține cont de caracteristicile de emisie a zgomotului în scopul asigurării îndeplinirii cerințelor privind limitarea zgomotului la care poate fi expus personalul lucrător, conform specificațiilor din standardele românești și internaționale.

Pentru pozarea cablurilor de evacuare a puterii electrice se vor include în lucrările de infrastructură canale corespunzătoare, care vor face legătura cu obiectul nr. 7 (stația electrică).

Infrastructura și suprastructura clădirilor (rezistență și arhitectură) vor fi proiectate în faza PT+DE, în conformitate cu instrucțiunile producătorului de motoare precum și cu normele, standardele și reglementările tehnice și legislative aplicabile. Clădirea va fi realizată în conformitate cu următoarele specificații:

- Tip: industrial
- Categorie de importanță: C
- Categoria de pericol de incendiu: D
- Gradul de rezistență la foc: II

Pentru coșurile de fum aferente motoarelor se vor realiza fundații în proximitatea clădirii.

Va fi prevăzut drum de acces pe lângă clădire, cu o lățime adecvată. În zona ușilor de introducere a motoarelor se va prevedea spațiu suficient pentru manevre și eventuale operațiuni de mentenanță.

Lângă clădirea motoarelor va fi amplasată stația electrică SE a centralei (obiectul nr. 7), în care se vor instala sistemele electrice de medie tensiune pentru preluarea puterii electrice de la generatoarele motoarelor și distribuția acestora spre stația electrică 110kV pentru conexiunea la SEN. Alimentarea consumatorilor electrice ai obiectului MT se va realiza pe joasă tensiune tot din cadrul stației electrice SE. De asemenea, în cadrul stației electrice se vor instala echipamentele care compun sistemul de conducere DCS / SCADA al centralei, fiind alocat spațiu necesar dezvoltării unei camere de comandă centrală (dispecer) prin intermediul căreia se vor monitoriza și supraveghea operarea unităților CHP.

Clădirea MT este amplasată corespunzător în raport cu celelalte obiecte ale centralei și cu condițiile existente de amplasament, conform planului de amplasare propus. Condițiile de montaj ale echipamentelor asociate obiectului vor respecta manualele de instalare ale producătorilor de echipament, fiind necesar să se prevadă spațiile de mentenanță specifică necesare. Realizarea construcțiilor și instalațiilor se va proiecta și executa în conformitate cu standardele, normele și reglementările tehnice și legislative aplicabile în vigoare la data realizării proiectării de detaliu / implementării.

Clădirea MT va include structurile de susținere și de acces necesare pentru traversarea încăperilor, precum și pentru ieșirea de urgență, inclusiv de la nivelele superioare ale clădirii.

5.3.1.9 Mentenanța GenSet

Toate echipamentele centralei necesită asigurarea lucrărilor de mentenanță în conformitate cu instrucțiunile producătorilor respectivi, prezentate în cadrul manualelor specifice. Aceste operațiuni sunt considerate activități de mentenanță de rutină, realizate de beneficiar / operator.

În cazul seturilor motor-generator (GenSet), pentru asigurarea unei durate de viață cât mai lungi, dar și pentru menținerea performanțelor în limite rezonabile, este necesară realizarea mentenanței specializate de către producător sau un reprezentant al acestuia. Astfel, producătorul GenSet-urilor ce fac parte din unitățile CHP va asigura serviciile de mentenanță specializată ale acestora prin intermediul unui contract de servicii complete (full-service). Un astfel de contract include:

- Operațiunile de mentenanță planificată (predictivă) conform graficului orar de mentenanță specific producătorului
- Cheltuielile de manoperă și deplasare aferente operațiunilor de mentenanță
- Piese de schimb conform graficului de mentenanță planificată (de exemplu, bujii, filtre de ulei, filtre de aer, filtre de gaz, etc)
- Piese de schimb necesare pentru mentenanța condiționată (de exemplu, pistoane, etanșări cilindri, capete cilindri, tije de racord)
- Operațiunile de mentenanță neplanificată (corectivă), inclusiv piese de schimb aferente, în limita unui buget limită anual stabilit de producător – necondiționate pentru perioada de garanție
- Serviciile de diagnoză și tele-mentenanță pentru analiza defectelor, optimizarea performanțelor și suport de la distanță
- Asistență tehnică de urgență prin telefon call-center 24/7
- Prezența în amplasament pentru un tehnician timp de 6 luni pentru suport, asistență tehnică, instruire, supervizare și coordonare activității de mentenanță/operare, rezolvare situații de garanție

În cadrul acestui contract nu sunt incluse operațiunile de mentenanță de rutină, acestea vor fi efectuate de către beneficiar. În această categorie se înscriu de exemplu inspecțiile zilnice specificate în graficul de mentenanță planificată (de exemplu, verificarea vizuală a scurgerilor zilnic, managementul fluidelor, verificarea și înlocuirea bujiilor).

De asemenea, consumabilele fluide (ulei, apă, gaz, uree) nu fac parte dintr-un astfel de contract. De regulă, durata unui astfel de contract de servicii se poate întinde pe o perioadă de 39.999 ore; acesta poate fi extins pentru încă o perioadă de 39.999 ore.

Prețul contractului se stabilește în baza unui tarif orar (euro / oră de funcționare). Prețul este de regulă valid pentru anul confirmării, după care se ajustează anual în funcție de politica specifică producătorului.

Pentru acest proiect de investiție, toate serviciile de mentenanță descrise mai sus împreună cu piesele de schimb aferente fac parte din serviciul de garanție tehnică al echipamentelor pentru o perioadă de 2 ani, fiind incluse în costul echipamentelor.

De asemenea, sunt incluse în cadrul bugetului de proiect (în costul echipamentelor), materialele consumabile pentru umplere în perioada de garanție (ulei, soluție de uree).

5.3.2 Obiect 2 – CB : Centrală termo-electrică pe biomasă

5.3.2.1 Necesitate

În măsura în care noua centrală se bazează preponderent pe căldura cogenerată din gaz natural într-o primă fază de exploatare, pentru îndeplinirea cerinței privind sistemele eficiente de termoficare centralizată este necesar să se utilizeze o instalație de producere a energiei termice din resurse regenerabile astfel încât, prin combinația celor două surse, să se asigure cel puțin 50% din energia termică livrată în SACET (la gardul centralei).

Din acest motiv, scenariul optim propus include o centrală termo-electrică ce utilizează la bază biomasa lemnoasă (abreviată CB, sau Ucogbio, sau BHP), convertită în combustibil gazos și lichid. Configurația tehnică a centralei pe biomasă asigură producția de abur tehnologic necesar pentru degazare, apă caldă pentru termoficare și pentru preîncălzirea apei de adaos. Capacitatea

utilă necesară a centralei pe biomasă a fost stabilită la minim **1,8 MWe** și minim **5,0 MWt**.
Randamentul minim garantat al instalației în ansamblu va fi de minim **75%**.

5.3.2.2 Schemă de proces

Schema de proces simplificată pentru centrala termo-electrică pe biomasă este redată mai jos :

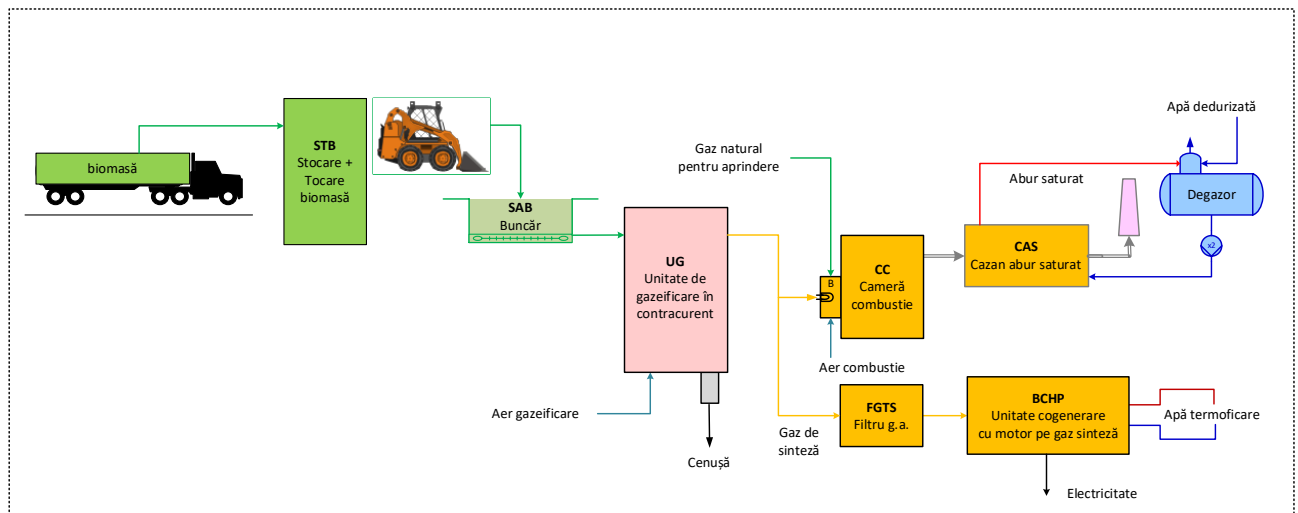


Figura 31. Schema de proces CB

5.3.2.3 Descrierea soluției

Centrala pe biomasă (CB) propusă utilizează la bază biomasa lemnoasă, cu o umiditate cuprinsă între **30%** și **50%**, sub formă de tocătură sau așchii.

Configurația tehnică CB asigură:

- o producție de **abur tehnologic** utilizabil pentru degazarea apei de termoficare / apei de adaos
- o producție de **apă caldă** pentru termoficare și pentru preîncălzirea apei de adaos
- o producție de **energie electrică** utilizabilă pentru compensarea consumului tehnologic intern al noii centrale

Capacitatea utilă necesară a centralei pe biomasă a fost stabilită la minim **1,8 MWe** și minim **5,0 MWt**. Configurația propusă a fost alcătuită în mod special pentru utilizarea în cadrul termoficării urbane, astfel încât să se asigure un mix de abur, apă și electricitate care să asigure un randament global de peste **75%** și o rată de conversie a biomasei în combustibil de ardere de peste **97%**.

Biomasa în formă brută va fi livrată în amplasamentul centralei și va fi stocată în aer liber sau protejată, într-un perimetru clar demarcat, pe sortimente. Se recomandă alocarea unui spațiu de stocare pentru cel puțin 1 lună de zile, dacă este posibil. În cadrul planului cu obiectele propuse, este considerată o suprafață de stocare de cca. 800 m². Utilajele necesare pentru manipularea biomasei în perimetrul centralei sunt: un camion cu gheară și tocător, un tractor cu remorcă basculantă și un încărcător frontal; încărcătorul frontal este inclus în bugetul proiectului, celelalte vor fi asigurate de către operator.

Pentru utilizare, biomasa va fi tocată corespunzător, dacă este cazul, în cadrul unei clădiri de stocare temporare (șopron) în care se va amplasa o mașină de tocare. Tocătura / așchiile de biomasă va alimenta, prin intermediul unui încărcător frontal, un buncăr cu podea mișcătoare cu acționări hidraulice. Din acest punct, biomasa solidă pregătită pentru procesare este preluată în mod automat cu ajutorul unor transportoare construite în tehnologie adecvată, până la instalația de gazeificare.

În vederea valorificării biomasei solide, aceasta se va converti în combustibil principal pregătit pentru ardere utilizând procesul de gazeificare. Pentru a asigura redundanța și flexibilitatea configurației propuse s-au prevăzut **2 (două)** gazeificatoare care să producă combustibilul principal. Tehnologia propusă pentru investiție se bazează pe gazeificatoare „în contracurent” cu injecție de aer la partea inferioară și extragerea amestecului gazos pe la partea superioară, modularizate. În configurația gazeificatoarelor vor fi incluse toate auxiliarele necesare pentru alimentarea, măsurarea, protecția și controlul procesului. Sistemul de alimentare cu aer pentru gazeificare va permite ajustarea debitului și a umidității aerului injectat. De asemenea, va fi prevăzut un sistem de colectare și descărcare a cenușii produse în cadrul procesului. Colectarea se va realiza în containere adecvate pentru stocare.

În urma gazeificării biomasei prin piroliză, rezultă un combustibil compus dintr-o fază gazoasă și o fază lichidă, împreună cu o cantitate de vapori de apă și condens. Acest combustibil va fi tratat corespunzător astfel încât să poată fi tratat termic în cadrul instalațiilor de ardere prevăzute în cadrul configurației.

Pentru arderea combustibilului principal, se propune în primul rând utilizarea unei instalații de cogenerare care să opereze exclusiv cu partea de combustibil gazos produs prin gazeificare, din componența căruia va face parte un motor cu ardere internă și generator electric (genset) împreună cu toate auxiliarele necesare pentru răcire, recuperare căldură, pornire, ventilație, evacuare de urgență a căldurii, reducere emisii poluante, management agent depoluant, management ulei, alimentare cu apă de adaos, coș de fum, sisteme electrice și de control. Instalația de cogenerare va fi prevăzută cu un sistem de tratare a gazului din biomasă care să filtreze faza lichidă, respectiv să răcească gazul pentru a putea fi utilizat de motorul cu ardere internă. Se recomandă ca toate seturile motor-generator (genset) din cadrul centralei, atât cele pe gaz natural cât și cel pe gaz de biomasă, să fie fabricate de același producător, din considerente de optimizare a costurilor de mentenanță.

Pentru diferența de combustibil principal, gazos și lichid, se propune utilizarea unui cazan cu sistem de ardere corespunzător, care să producă la ieșire o cantitate de abur utilizabilă în procesul de degazare. Aburul saturat astfel produs se va adăuga la cantitatea de abur completată de generatorul de abur pe gaz prevăzut în cadrul obiectului nr. 3. Recuperatorul de căldură din gazele de ardere produse va asigura o temperatură la coș cât mai mică. Aprinderea la arzător se va realiza cu gaz natural. Se va considera o presiune de referință a aburului de **6 bar(g)**, saturat. Cazanul este prevăzut cu toate echipamentele și sistemele auxiliare necesare pentru procesul de combustie, generare abur, preîncălzire apă pentru preparare abur, recuperare eficientă a căldurii din gazele de ardere, schimbătoare de căldură pentru preîncălzire, sisteme de măsură și control, coș de fum. Temperatura de ardere va fi menținută constant la aproximativ **950°C** iar tehnologia propusă va asigura o ardere completă cu emisie scăzută de pulberi și gaze poluante. Gazul va fi monitorizat prin intermediul unui sistem dedicat cu senzori staționari de analiză a gazelor (CH₄, O₂, H₂) și interfață de comunicație a datelor către sistemul DCS.

Pentru alimentarea celor două instalații de ardere se va utiliza apă demineralizată asigurată din stația existentă de tratare a apei STCA.

Aburul produs de centrala pe biomasă CB va fi livrat în bara comună de abur în care se va interconecta și cazanul de abur CAS1 pe gaz prevăzut în cadrul obiectului nr. 3. Din această bară comună se vor realiza racordurile către consumatorii de abur.

Toate aceste procese vor fi alimentate și coordonate prin intermediul unei stații electrice și de control proprii, realizate în apropierea echipamentelor CB. Stația electrică va include sistemul de medie tensiune care să preia puterea electrică generată de instalația de cogenerare, respectiv să o distribuie atât intern pentru consumurile proprii cât și extern către stația electrică principală a noii centrale (obiectul nr. 9). Pentru alimentarea consumatorilor interni de joasă tensiune se va utiliza un

transformator auxiliar de servicii proprii 10,5/0,4kV de putere adecvată și un tablou general de distribuție de joasă tensiune 0,4kV. Vor fi incluse toate sistemele de protecție numerică și contoarele necesare, iar informația privind parametrii electrice va fi centralizată la nivelul sistemului DCS în cadrul dispeceratului electric. Toate echipamentele componente ale CB vor fi dotate cu tablouri de control, instrumentație de câmp și vane acționate care să asigure automatizarea și conducerea adecvată a proceselor atât din cadrul camerei locale a stației electrice CB cât și de la distanță din cadrul camerei centrale a stației electrice SE aferentă centralei. Produsele secundare filtrate vor fi recuperate și valorificate sau neutralizate.

Configurația minim solicitată poate fi completată cu diverse opțiuni pentru creșterea randamentului global, utilizând fie pompe de căldură, fie recuperatoare avansate de căldură, fie module ORC adecvate.

Soluția propusă asigură o serie de avantaje importante pentru un operator de SACET:

- asigură o capacitate termică minimă necesară pentru a atinge cerința minimă pentru sistemele eficiente de termoficare centrală (50% ET produsă în combinație de o sursă în cogenerare de înaltă eficiență și o sursă cu combustibil regenerabil.
- tolerează o gamă largă a dimensiunilor așchiilor de biomasă
- operează cu umiditatea nativă a biomasei lemnoase brute într-o plajă largă, tipic între 30 și 50%.
- funcționare stabilă, fără provocarea de arderi în patul de biomasă stocat în gazeificator
- asigură reglarea rapidă a sarcinii în exploatare
- eficiență ridicată de conversie în comparație cu tehnologia de gazeificare în echicurent
- consum propriu redus de energie electrică
- pulberi scăzute în gazele de ardere
- cantități reduse de cenușă reziduală

5.3.2.4 Conformarea la cerințele de mediu

Centrala termo-electrică propusă utilizează la intrare combustibil de bază biomasă solidă lemnoasă, convertită intern în combustibil principal de ardere sub formă atât gazoasă cât și lichidă. Instalațiile de ardere care compun centrala pe biomasă sunt:

- Cazan de abur, care va utiliza drept combustibil principal un combustibil mixt, lichid și gazos. Combustibilul lichid este combustibilul primar, iar combustibilul gazos este combustibilul secundar.
- Instalație de cogenerare, care va utiliza drept combustibil principal un combustibil exclusiv gazos (combustibil primar)

Având în vedere capacitatea de ardere a celor două instalații, limitele de emisie pe care trebuie să le respecte cele două instalații de ardere vor fi conforme VLE prevăzute în Anexa nr. 2 Partea 2 (instalații medii de ardere noi):

- Pentru **cazul de abur**:
 - Combustibil **lichid**, altul decât motorina (3% O₂ în g.a. uscate):
 - NO_x: 300 mg/Nm³
 - SO₂: 350 mg/Nm³
 - PM: 50 mg/Nm³ (pentru putere termică sub 5 MWf)
 - CO: n/a
 - Combustibil **gazos**, altul decât gazul natural (3% O₂ în g.a. uscate):
 - NO_x: 200 mg/Nm³
 - SO₂: 35 mg/Nm³

- PM: n/a
- CO: n/a
- Pentru **instalația de cogenerare**:
 - Combustibil **gazos**, altul decât gazul natural (15% O₂ în g.a. uscate):
 - NO_x: 190 mg/Nm³
 - SO₂: 15 mg/Nm³
 - PM: n/a
 - CO: n/a

Întrucât cazanul de abur utilizează un combustibil mixt lichid + gazos, limita de emisie va fi data de ponderile puterilor termice ale fiecărui tip de combustibil, primar și secundar, față de combustibilul principal de ardere aplicat la intrare.

Notă: Considerăm neaplicabil art. 23, alin. 1 din Legea 188/2018, întrucât combustibilul utilizat de instalațiile de ardere nu se constituie din biomasă solidă. Prin gazeificare, se obține un combustibil principal față de care este necesară raportarea în cazul fiecărui tip de instalație de ardere (cazan, respectiv cogenerare cu motor).

5.3.2.5 Specificații tehnice privind combustibilul regenerabil

Centrala cu combustibil regenerabil utilizează biomasa lemnoasă - lemn de pădure și plantație, mărunțit prin tocare / așchiere, conform cerințelor normelor în vigoare specificate mai jos și a recomandărilor stabilite de producătorul tehnologiei de gazeificare.

Procesul de gazeificare este optim pentru o umiditate a biomasei cuprinsă între **30%** și **50%**, prin urmare se recomandă utilizarea unei biomase care să aibă o umiditate în această plajă, preferabil în partea de jos a domeniului precizat. Ca efect, funcție de umiditatea biomasei, producția de abur din cazan va scădea.

Așchiile de biomasă lemnoasă pot avea dimensiuni de până la G100 folosind un tocător mobil de biomasă adecvat, cu respectarea următoarelor reglementări tehnice:

- **SR EN 15234-1:2011:** Biocombustibili solizi. Asigurarea calității combustibililor. Partea 1: Cerințe generale
- **SR EN ISO 17225-9:2021:** Biocombustibili solizi. Specificații și clase de combustibili. Partea 9: Clase de lemn zdrobit și așchii de lemn pentru uz industrial
- **SR EN ISO 18134-2:2017:** Biocombustibili solizi. Determinarea conținutului de umiditate. Metoda prin uscare în etuvă. Partea 2: Umiditate totală. Metodă simplificată

În standardul SR EN ISO 18134-2 se descrie metoda de determinare a conținutului total de umiditate dintr-un eșantion de biocombustibili solizi, prin uscare în etuvă, și poate fi utilizată atunci când este necesară o foarte bună precizie a determinării conținutului de umiditate, de exemplu pentru controlul de rutină al producției la față locului. Metoda descrisă în acest standard este aplicabilă tuturor biocombustibililor solizi. Conținutul de umiditate al biocombustibililor solizi (în stare de recepție) este întotdeauna raportat pe baza masei totale a eșantionului (pe bază de material umed).

5.3.2.6 Specificații tehnice principale

Centrală termo-electrică pe biomasă

- | | |
|---|--------------------|
| - Condiții de referință: | ISO |
| - Combustibil de bază: | biomasă (lemnoasă) |
| - Umiditate combustibil de bază, referință umedă: | 30 % |

- Putere termică combustibil de bază: 9.000 kWf
- Rată de conversie combustibil: cca. 98%
- Combustibil principal cazan abur: gaz + lichid din biomasă
- Combustibil principal instalație de cogenerare: gaz din biomasă
- Putere termică combustibil cazan abur: 3.600 kWf
- Putere termică combustibil instalație cogenerare: 5.220 kWf
- Putere electrică generată, brută: ≥ 1.800 kW_e
- Căldură produsă în cogenerare: ≥ 1.800 kW_t
- Căldură totală utilă produsă în apă: ≥ 1.500 kW_t
- Căldură totală utilă produsă în aburul saturat: ≥ 3.500 kW_t
- Presiune abur produs: ≥ 6 bar(g)
- Randament termic total: $\geq 55\%$
- Randament electric total: $\geq 20\%$
- Randament termic în cogenerare: $\geq 20\%$
- Randament electric în cogenerare: $\geq 20\%$
- Randament global unitate de cogenerare: $\geq 77\%$
- Randament global garantat: $\geq 75\%$
- Emisii poluante pentru cazanul de abur, limite conform MCPD*:

Combustibil lichid:

- o Nivel emisie NO_x la 3 % O₂ în g.a. uscate: ≤ 300 mg/Nm³
- o Nivel emisie SO₂ la 3 % O₂ în g.a. uscate: ≤ 350 mg/Nm³
- o Nivel emisie PM la 3 % O₂ în g.a. uscate: ≤ 50 mg/Nm³
- o Nivel emisie CO la 3 % O₂ în g.a. uscate: n/a mg/Nm³

Combustibil gazos:

- o Nivel emisie NO_x la 3 % O₂ în g.a. uscate: ≤ 200 mg/Nm³
- o Nivel emisie SO₂ la 3 % O₂ în g.a. uscate: ≤ 35 mg/Nm³
- o Nivel emisie PM la 3 % O₂ în g.a. uscate: n/a mg/Nm³
- o Nivel emisie CO la 3 % O₂ în g.a. uscate: n/a mg/Nm³

n/a = neaplicabil

** nivelul final al emisiei permise se va calcula în funcție de proporția fiecărui combustibil, gazos respectiv lichid, la puterea totală a combustibilului principal aplicat la intrare*

- Emisii poluante pentru instalația de cogenerare, limite conform MCPD:

Combustibil gazos:

- o Nivel emisie NO_x la 15 % O₂ în g.a. uscate: ≤ 190 mg/Nm³
- o Nivel emisie SO₂ la 15 % O₂ în g.a. uscate: ≤ 15 mg/Nm³
- o Nivel emisie PM la 15 % O₂ în g.a. uscate: n/a mg/Nm³
- o Nivel emisie CO la 15 % O₂ în g.a. uscate: n/a mg/Nm³

5.3.2.7 Scopul de furnizare necesar

Centrala termo-electrică pe biomasă va include următoarele procurări de echipamente:

- 1 sistem de cântărire camioane și verificare parametri la recepția biomasei
- 1 sistem de încărcare a biomasei procesate (grătare mișcătoare, transportoare, sisteme de măsură, protecție și control)
- 2 unități gazeificatoare de biomasă, complet echipate (gazeificator, unitate de alimentare biomasă, unitate de injecție controlată de aer de gazeificare, faclă de control, dispozitiv de amestec, sistem de colectare și descărcare a cenușii, vane, acționări, instrumente, tablouri de alimentare și control, conducte, armături, etc)
- 1 unitate de tratare, filtrare și răcire a gazului de biomasă (filtru electrostatic, răcitoare de gaz, compresor de gaz, recuperatoare de condens, vapori și combustibil în fază lichidă, rezervor de condens, pompe, schimbătoare de căldură, vane, acționări, instrumente, tablouri de alimentare și control, conducte, armături, etc.)
- 1 instalație de cogenerare cu gaz de biomasă, realizată în jurul unui set motor – generator dedicat pentru aplicații de biomasă, inclusiv toate auxiliarele necesare operării:
 - o Sistem de pornire electrică sau cu aer comprimat
 - o Sistem de alimentare și filtrare a aerului de combustie
 - o Sistem de ventilație pentru răcirea și alimentarea cu aer în camera motorului
 - o Sistem de alimentare cu apă de adaos la circuitul motorului
 - o Sistem de răcire / recuperare a căldurii din apa motorului (pomă de circulație 1F+1R, vas expansiune, vane de reglaj, instrumente, conducte, armături)
 - o Sistem de răcire / recuperare a căldurii din gazele de ardere ale motorului
 - o Sistem de reducere a emisiilor poluante din gazele de ardere ale motorului (NOx, opțional CO)
 - o Schimbător de căldură pentru transferul căldurii recuperate în circuitul de termoficare SACET
 - o Schimbător de căldură pentru transferul căldurii recuperate în circuitul de preîncălzire a apei de preparare a aburului
 - o Sistem de evacuare de urgență a căldurii degajate de intercooler (pomă de circulație, radiator uscat, vane, instrumente, conducte, armături)
 - o Sistem de evacuare de urgență a căldurii din apa de răcire a motorului
 - o Sistem de management al uleiului (rezervoare de ulei proaspăt și uzat, pompe de alimentare/descărcare, robineti, instrumentație, conducte, armături)
 - o Dulapurile electrice pentru alimentarea consumatorilor, automatizare și control
 - o Orice alte instalații nenominalizate dar obligatorii pentru operarea corespunzătoare a instalației de cogenerare
- 1 cazan generator de abur complet echipat (cameră de combustie, recuperator de căldură pentru vaporizare și producerea aburului, pentru preîncălzirea apei necesare producerii aburului, economizoare, degazor propriu alimentat cu apă demineralizată complet echipat, grup de pompare pentru alimentarea cazanului cu apă degazată, preîncălzitor de apă demineralizată cu abur, vane de reducere presiune, reglare, izolare, instrumente, contoare,

conducte, armături, ventilator evacuare gaze de ardere, coș de fum, sistem de alimentare și control)

- 1 schimbător de căldură cu plăci preîncălzitor pentru apa de alimentare a degazorului
- 1 set de echipamente de protecție și control avarii
- 1 set de contoare pentru energie termică, gaz natural, energie electrică
- 1 set de vane, acționări, robinete, instrumente aferente racordurilor
- 1 sistem electric (stație de medie tensiune, transformator de servicii proprii, tablou general de distribuție de joasă tensiune, sistem de alimentare 220Vcc cu baterii și redresor, contoare electrice, dulapuri de protecție, sisteme de monitorizare și centralizare protecții și contoare, cabluri)
- 1 sistem de automatizare și conducere locală pentru realizarea automată a tuturor funcțiilor specifice CB (tablou de control principal, server/stație de lucru, software, modul comunicație la distanță, tablouri locale de control în câmp, instrumente, cabluri de rețea și fibră optică)
- 1 set piese de schimb cu uzură sau recomandate în perioada de garanție
- 1 set de utilaje pentru operare: 1 tocător de biomasă, 1 încărcător mecanic frontal, 2 containere de stocare cenușă
- 1 pod rulant pentru camera motorului
- 1 pod rulant pentru camera principală

Următoarele lucrări și servicii au fost considerate în cadrul realizării acestui obiect:

- Lucrări de construcții și instalații aferente clădirii CB – terasamente, rezistență, arhitectură, instalații (fundatie, clădire industrială, canale de cabluri, structuri de acces și de susținere, trotuare, instalații de legare la pământ și paratrăsnet, prize, iluminat interior și exterior, balizaj coșuri, ventilație, încălzire, climatizare aer, evacuare fum, detecție și semnalizare incendiu, supraveghere video, telecomunicații, spălare cu apă municipală, evacuare ape uzate convențional curate, scurgeri pentru ape meteorice)
- Lucrări de construcții și instalații aferente halei de stocare temporară biomasă SSB, inclusiv realizare buncăr de alimentare – terasamente, rezistență, arhitectură, instalații (fundatie, șopron/hală, trotuare, instalații de legare la pământ, prize, iluminat interior și exterior, detecție și semnalizare incendiu, supraveghere video, instalație PSI, spălare cu apă municipală, evacuare ape uzate convențional curate, scurgeri pentru ape meteorice)
- Lucrări de montaj echipamente asociate CB, inclusiv structuri metalice de acces și de susținere necesare pentru operare și mentenanță
- Lucrări de realizare a protecțiilor anti-corozive
- Lucrări de realizare a izolațiilor termice la echipamente și conducte

5.3.2.8 Construire și montaj

Înainte de realizarea propriu-zisă a lucrărilor aferente obiectului, este necesară executarea lucrărilor de demolare / dezafectare a structurilor supraterane și subterane existente în amplasamentul prevăzut pentru acest obiectiv, inclusiv stabilizarea terenului și realizarea eventualelor relocări ale instalațiilor și rețelelor de utilităților din amplasament. Aceste operațiuni vor fi stabilite în faza de proiectare PT+DE.

Notă: Următoarele lucrări:

- lucrări de debarasare și valorificare a echipamentelor și materialelor depozitate în aer liber sau în interiorul clădirilor existente ce urmează să fie demolate
- lucrări de golire, curățire și valorificare sau neutralizare a uleiurilor și produselor petroliere (păcură, benzină, motorină, CLU) încărcate în rezervoare / cisterne, echipamente și instalații tehnologice existente care urmează să fie dezafectate / demolate / demontate
- lucrări de ecologizare a terenurilor unde s-au desființat rezervoare de produse combustibile

nu sunt incluse în cheltuielile directe ale bugetului de proiect, ele rămân în sarcina beneficiarului. Pentru realizarea acestui obiect, echipamentele aferente CB vor fi instalate într-o clădire industrială cu mai multe secțiuni, compartimentată corespunzător: o cameră pentru instalarea echipamentelor termoenergetice principale, o cameră pentru instalarea unității de cogenerare cu gaz de biomasă, o cameră compartimentată pentru organizarea stației electrice și o hală de depozitare temporară a biomasei în care se regăsește buncărul de alimentare a gazeificatoarelor. Separat de această construcție, va fi amenajat un spațiu pentru stocarea biomasei în aer liber.

Infrastructura și suprastructura clădirilor (rezistență și arhitectură) vor fi proiectate în faza PT+DE, în conformitate cu normele, standardele și reglementările tehnice și legislative aplicabile. Clădirea va fi realizată în conformitate cu următoarele specificații:

- | | |
|-------------------------------------|------------|
| - Tip: | industrial |
| - Categorie de importanță: | C |
| - Categoria de pericol de incendiu: | D |
| - Gradul de rezistență la foc: | II |

Instalația de automatizare a acumulatorului de căldură va fi integrată în sistemul DCS / SCADA al noii surse.

Evacuarea puterii electrice se va realiza spre stația electrică SE prevăzută în cadrul noii surse.

Centrala CB va fi poziționată conform plan de amplasare propus. Condițiile de montaj ale echipamentelor asociate centralei CB vor respecta manualele de instalare ale producătorilor de echipament, fiind necesar să se prevadă spațiile de mentenanță specifică necesare. Realizarea construcțiilor și instalațiilor se va proiecta și executa în conformitate cu standardele, normele și reglementările tehnice și legislative aplicabile în vigoare la data realizării proiectării de detaliu / implementării.

5.3.3 Obiect 3 – CA : Instalație de producere a energiei termice cu cazane pe gaz

Notă 1: Acest obiect face subiectul Studiului de Fezabilitate „Implementare proiect la sursă CETH Arad - Secțiunea Lot 1: Unitatea de producție energie termică cu cazane de apă fierbinte”

Notă 2: Cazanele de apă caldă / fierbinte vor fi întâlnite și sub abrevierea CA sau CAF iar cazanele de abur saturat vor fi întâlnite și sub abrevierea CAS.

5.3.3.1 Necesitate

Pentru acoperirea producției de energie termică sub formă de apă caldă / fierbinte la partea superioară a necesarului mediu și la vârful curbei de sarcină, respectiv pentru a permite în viitor utilizarea unor gaze cu potențial de emisie scăzută de CO₂, precum hidrogenul verde, cu scopul de a îndeplini viitoarele cerințe privind eficiența energetică preconizate a se adopta la nivelul Uniunii Europene, au fost prevăzute în cadrul configurației noii centrale **4 (patru)** cazane de apă caldă cu funcționare pe gaz natural, cu posibilitatea utilizării hidrogenului verde în amestec cu gazul natural în proporție de până la 20-25%, având fiecare capacitatea termică nominală de producere de 25 MWt.

Având în vedere tehnologiile actuale avansate de ardere și de recuperare a căldurii de înaltă eficiență, randamentul termic al cazanelor va fi de minim **95%**. La funcționarea pe gaz natural, factorul de emisie specifică de CO₂ este sub pragul de **250 gCO₂/kWh** impus prin reglementările europene. Conținutul de hidrogen verde în amestec cu gazul natural poate crește prin upgradarea arzătoarelor în viitor, atunci când vor fi create premisele pentru utilizarea hidrogenului verde pe scară largă și cu costuri optime.

Astfel, noua sursă propusă este concepută pentru a asigura flexibilitatea la adaptările programatice pe care Uniunea Europeană dorește să le realizeze pentru trecerea la utilizarea unei energii cât mai curate și prietenoase cu mediul înconjurător, respectiv pentru asigurarea țintelor de eficiență energetică adoptate.

5.3.3.2 Schema de proces

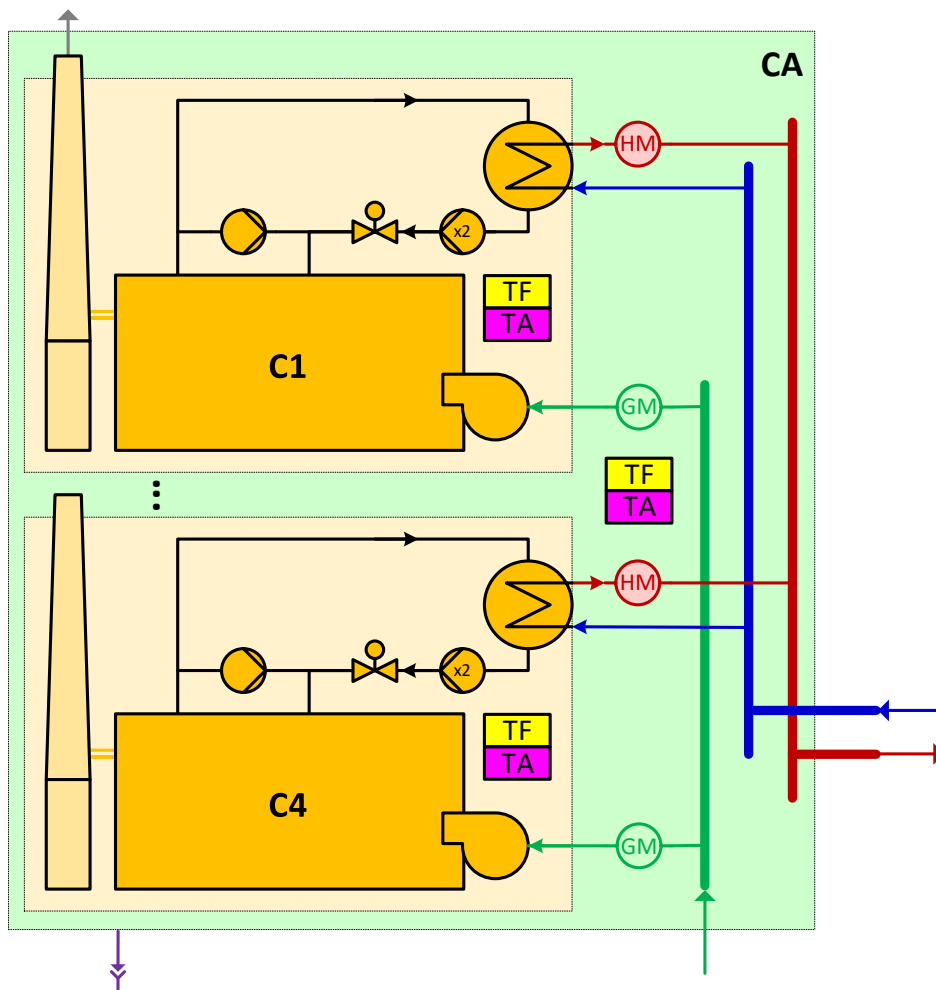


Figura 32. Schema simplificată de proces CA pentru cazanele de apă caldă și auxiliarele principale

Legendă figură

HM - Contor de energie termică
GM – Contor gaz natural
TF = tablou forta (tablou de alimentare)
TA = tablou de automatizare / control
C1,C2,C3,C4- cazane de apă caldă

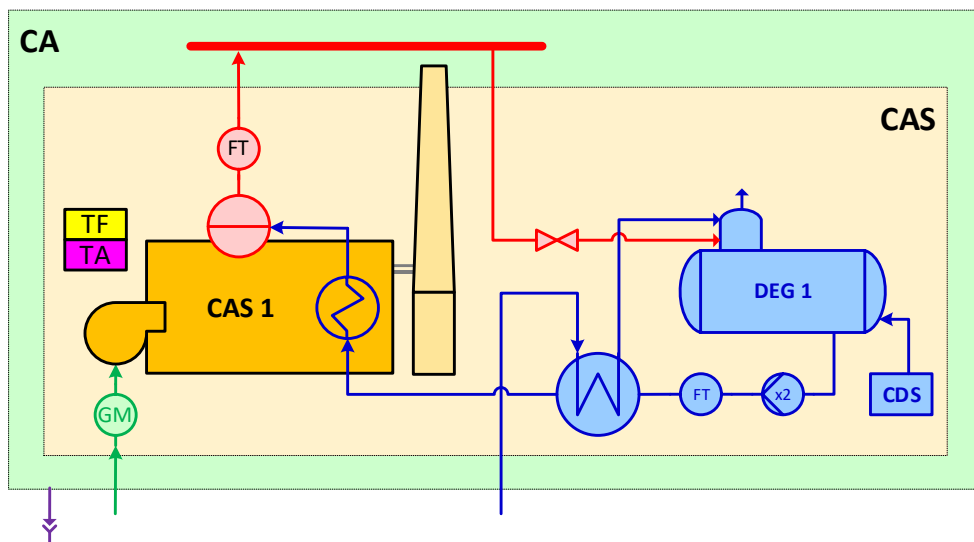


Figura 33. Schema simplificată de proces CA pentru cazanele de abur și auxiliarele principale

Legendă figură

FT = Debitmetru-contor

GM – Contor gaz natural

TF = tablou forta (tablou de alimentare)

TA = tablou de automatizare / control

CAS- cazan de abur saturat

DEG – degazor termic

CDS – sistem de control distribuit

5.3.3.3 Descrierea soluției

Pentru asigurarea necesarului de energie termică pentru încălzire și preparare apă caldă de consum în cadrul SACET Arad, preponderent pentru regimul de vârf de sarcină dar și pentru acoperirea consumului mediu, sunt prevăzute 4 (patru) cazane de apă caldă de tip ignitubular, cu funcționare pe combustibil gaz natural, pregătite H2R, de capacitate termică egală de 25 MWt, împreună cu toate auxiliarele necesare.

Pentru producerea aburului de degazare a apei de adaos necesară pentru completarea pierderilor din rețeaua de termoficare SACET Arad, este prevăzut un cazan de abur saturat de tip ignitubular, cu funcționare pe combustibil gaz natural, pregătite H2R, cu capacitatea de 6 t/h, împreună cu toate auxiliarele necesare. Cazanul de abur va completa sau înlocui producția de abur realizată de centrala pe biomasă CB (obiectul nr. 2) atunci când este necesar.

Randamentul termic al cazanelor va fi de minim 95%, iar domeniul de reglaj al sarcinii termice a cazanelor de apă caldă va fi între 25 și 100%.

Toate cazanele vor fi fabricate de același producător.

Pentru cuplarea cazanelor în cadrul noii centrale, schema propusă prevede instalarea unor schimbătoare de căldură cu plăci pentru separarea circuitului de apă al cazanului de circuitul de apă de termoficare. Vor fi considerate câte 2 schimbătoare racordate în paralel din considerente de flexibilitate a configurației, respectiv câte 2 electropompe de circulație apă prin cazan, 1F+1R.

Pentru protejarea cazanelor de apă caldă la temperatură scăzută pe intrarea cazanului sub o anumită valoare, este obligatorie adoptarea unei soluții de recirculare a apei pe cazan, cu ajutorul unui grup de două electropompe echipate fiecare cu câte un convertizor de frecvență. Intrările și ieșirile în/din cazane vor fi prevăzute cu vane de secționare. Cazanele vor fi prevăzute cu supape de siguranță la suprapresiune. Fiecare cazan va fi prevăzut cu sisteme de măsură a energiei termice și a gazului natural.

Toate echipamentele termo-energetice menționate împreună cu auxiliarele aferente vor fi instalate într-o clădire tehnologică dedicată. Clădirea va asigura suprafața de explozie conform normelor de

utilizare a gazului natural respectiv grilele de aspirație a aerului la cazane. Clădirea va fi dotată cu pod rulant acționat manual de la sol, dimensionat în funcție de piesa cea mai grea pe care trebuie să o ridice / manipuleze / transporte, respectiv în funcție de dimensiunile stabilite.

Cazanele propuse vor asigura temperatura agentului termic necesar în cadrul rețelei termice primare SACET, în conformitate cu curba de sarcină și cu diagrama de reglaj optim al temperaturii de operare tur/retur.

Cazanele de apă caldă vor fi alese astfel încât, pentru regimul normal de operare:

- să asigure un ecart de temperatură de până la 50 grade Celsius între intrare (retur) și ieșire (tur);
- să producă la ieșire o apă fierbinte cu o temperatură maximă de până la 103 °C;
- să accepte la intrare o apă de retur cu o temperatură minimă de până la 50 °C.

Fiecare cazan de apă caldă va fi dotat cu tablou de automatizare propriu, fabricat de producătorul cazanului. Sistemul propriu de automatizare va acționa astfel încât să nu se permită intrarea apei reci de retur în ansamblul cazan + recuperator de căldură cu o temperatură mai mică de 50 °C.

Ansamblul celor patru cazane de apă caldă va fi controlat prin intermediul unui tablou de automatizare de sistem fabricat și furnizat tot de producătorul cazanelor. Tablourile vor fi testate în fabrică, iar ansamblurile cazanelor, echipamentele și cablurile aferente vor fi verificate anterior punerii lor în operă (buletine de verificare).

Cazanele și arzătoarele propuse spre livrare sunt "H2-Ready". Întrucât există particularități cu privire la utilizarea hidrogenului, prezentăm în cele ce urmează care sunt condițiile cunoscute la acest moment:

- Cazanele propuse sunt capabile să opereze, de la momentul achiziției, cu combustibil gazos de tip gaz natural, în componența căruia se poate regăsi un conținut de până la 20%vol hidrogen. Rampa de alimentare cu gaz natural este stabilită pentru alimentare cu gaz natural. La introducerea hidrogenului în amestec cu gazul natural într-un anumit procent, va fi necesară recalcularea rampei de gaz. Performanțele cazanului se vor modifica; spre exemplu, în cazul unui conținut de 20% H₂ în gazul natural, temperatura minimă de retur va fi de cca. 55 °C în loc de 50 °C.
- Cazanele propuse vor putea fi echipate în viitorul apropiat prin upgrade cu arzătoare care să permită utilizarea unui gaz natural în amestec cu un conținut mai ridicat de hidrogen de până la 100%. Performanțele cazanului se vor modifica pe măsură ce conținutul de hidrogen va crește. Informațiile privind calendarul de upgrade și costurile aferente vor fi disponibile la o dată ulterioară. Spre exemplu, pentru utilizarea cu hidrogen 100%, capacitatea termică a cazanului va scădea cu aproximativ 10%. În cazul în care se va dori păstrarea capacității de producere a cazanului aproximativ la aceeași valoare, va fi necesară realizarea recirculării gazelor de ardere către arzător. De asemenea, pentru un conținut de hidrogen peste 80%, temperatura minimă de retur trebuie să fie de 70°C iar temperatura minimă de tur trebuie să fie de 90°C. Totodată, vor fi necesare măsuri suplimentare de reducere a emisiilor NO_x prezente în gazele de ardere.
- Pentru trecerea la utilizarea hidrogenului după momentul implementării investiției, se va realiza în prealabil un proiect tehnic detaliat, iar costurile aferente vor fi cuantificate atunci.

Presiunea de alimentare cu combustibil gaz natural a rampelor incluse în furnitura cazanelor va fi de 1...2 bar(g).

Soluția tehnică adoptată pentru evacuarea gazelor de ardere va lua în considerare temperatura punctului de rouă pe drumul gazelor de ardere spre gura de evacuare a coșului. Condensul format la recuperarea căldurii din gazele de ardere generate de cazane va fi neutralizat la bazinul de neutralizare din cadrul stației existente de tratare chimică a apei.

Cazanele de apă caldă vor utiliza apă dedurizată în circuitul propriu, asigurată din stația de tratare chimică a apei.

Unitățile de degazare a apei de alimentare a cazanelor de abur vor fi alimentate cu apă demineralizată asigurată din cadrul stației de tratare chimică a apei.

Cazanele de apă caldă vor fi dotate fiecare cu coș de fum individual, de înălțime minim 25 m, care să asigure conformarea la condițiile tehnice ce vor fi stabilite în cadrul actului de reglementare ce va fi emis de APM Arad pentru faza de proiectare PT+DE.

Cazanele vor respecta condițiile de conformare a instalațiilor de ardere la limitele emisiilor poluante stabilite prin Legea 188/2018 (MCPD) și Legea 278/2013 (LCPD).

Nivelul maxim al zgomotului nu va depăși 85 dB(A) măsurat la 1,0 m distanță de agregat.

Pentru alimentarea cu energie electrică a obiectului CA, se va realiza un racord dublu 0,4 kV la tabloul electric existent în cadrul blocului TP3. Pentru considerente de operare locală cu operator uman, se va organiza o cameră locală de control în care se va instala un sistem de conducere locală dotat cu interfață de comunicație de date pentru integrarea în sistemul de control distribuit DCS al noii centrale.

Cazanele de apă caldă C1, C2, C3, C4

Cazanele de apă caldă vor fi realizate în tehnologie ignitubulară, cu 3 drumuri de fum fără componente de obstrucționare a curgerii, cu distribuție uniformă a temperaturilor în interior, dotate cu recuperator de căldură din gazele de ardere, vane de reglaj și grupuri de pompare aferente, echipate cu toate echipamentele asociate de control, reglare și protecție (vane de reglaj, robineti de izolare, senzori de presiune, temperatură, nivel, presostate, termostate, comutatoare de nivel, etc). Cazanele vor fi construite pe cadru metalic suport amplasat pe amortizoare de zgomot, cu ușă frontală complet rabatabilă pe stânga sau pe dreapta căptușită cu material de izolare termică specială, dotate cu dispozitiv de curățare a țevilor de fum. Cazanele vor fi concepute pentru mentenanță cât mai scăzută, fără piese de uzură pe partea de gaze de ardere și apă.

Instalația de ardere a cazanelor de apă caldă va include arzătorul de gaz natural monobloc, H2R, cu modulare continuă, carcasa pentru zgomot redus, complet automatizat și echipat conform EN 676, inclusiv sondă de măsurare și modul de monitorizare conținut de oxigen în gazele de ardere, convertizor de frecvență pentru reglarea aerului de combustie. Rampa de alimentare cu gaz natural va include dispozitiv de închidere, filtru de gaz, regulator de presiune, supapă de închidere de siguranță, supapă de evacuare, manometru, compensator de montaj.

Cazanele de apă caldă vor include tablou propriu de alimentare și control, cu controller, cu ecran tactil de minim 8", cu modul de achiziție și comunicație la distanță în scop de diagnoză, mentenanță, alarmare, evaluare și optimizare, cu interfață de comunicație digitală Modbus RTU sau TCP pentru schimbul de date cu sistemul de conducere al centralei (comenzi, ajustări set-point, monitorizare stări, mesaje de operare și mărimi măsurate/procesate). Se va include setul de cabluri de alimentare și semnal necesare. Tabloul de automatizare propriu cazanului va fi produs și testat de către producătorul cazanului, proiectat și instalat conform EN 50156-1, cu examinare CE de tip conform modulelor B+D conform Regulamentului 765/2008/CE și Directivei 95/2001/CE. Funcțiile tabloului de automatizare propriu cazanului vor include: controlul sarcinii, controlul sarcinii scăzute, controlul nivelului, controlul orelor de operare ale cazanului și arzătorului, controlul numărului de porniri, analiza, evaluarea și monitorizarea condițiilor de operare, afișarea pe ecran tactil a informațiilor și comenzilor de operare, vizualizarea semnalelor de funcționare/alarmă/defect, memorarea de istorice cu reperul de timp, monitorizarea eficienței și operării corecte, generarea de notificări pentru service.

Cazanele de apă caldă vor fi livrate de asemenea împreună cu un tablou de automatizare care să realizeze funcțiile de sistem ale grupului de cazane, inclusiv posibilitatea de a opera în cascadă. Acest tablou va fi asigurat de producătorul cazanelor, cu testare în fabrică.

Cazanele de apă caldă vor fi dotate cu contor de energie termică și contor de gaz natural.

Construcția cazanelor va include toate izolațiile necesare, precum și toate platformele și scările metalice de acces la partea superioară.

În vederea asigurării serviciilor de garanție și mentenanță, se recomandă utilizarea serviciului de monitorizare și diagnoză de la distanță oferit de producătorul cazanelor.

Cazanul de abur CASI

Cazanul de abur va fi realizat în tehnologie ignitubulară, cu 3 drumuri de fum, dotat cu recuperator de căldură din gazele de ardere și echipat cu toate echipamentele asociate de control, reglare și protecție (vane de reglaj, robineti de izolare, senzori de presiune, temperatură, nivel, presostate, termostate, comutatoare de nivel, senzor de conductivitate). Cazanul va fi construit pe cadru metalic suport amplasat pe amortizoare de zgomot, cu ușă frontală rabatabilă captușită cu material de izolare termică specială, dotat cu dispozitiv de curățare a țevilor de fum.

Instalația de ardere a cazanului de abur va include arzătorul de gaz natural monobloc, H2R, cu modulare continuă, carcasa pentru zgomot redus, complet automatizat și echipat conform EN 676, inclusiv sondă de măsurare și modul de monitorizare conținut de oxigen în gazele de ardere, convertizor de frecvență pentru reglarea aerului de combustie. Rampa de alimentare cu gaz natural va include dispozitiv de închidere, filtru de gaz, regulator de presiune, supapă de închidere de siguranță, supapă de evacuare, manometru, compensator de montaj.

În furnitură se vor include expandorul și răcitorul apei de purjă, răcitoarele pentru prelevarea de probe apă, precum și coșul de fum cu structura de susținere aferentă.

Cazanul de abur va include tablou propriu de alimentare și control, cu controller, cu ecran tactil, cu modul de achiziție și comunicație la distanță în scop de diagnoză, mentenanță, alarmare, evaluare și optimizare, cu interfață de comunicație digitală Modbus RTU sau TCP pentru schimbul de date cu sistemul de conducere al centralei (comenzi, ajustări set-point, monitorizare stări, mesaje de operare și mărimi măsurate/procesate). Se va include setul de cabluri de alimentare și semnal necesare.

Tabloul de automatizare propriu cazanului va fi produs și testat de către producătorul cazanului, proiectat și instalat conform EN 50156-1, cu examinare CE de tip conform modulelor B+D conform Regulamentului 765/2008/CE și Directivei 95/2001/CE. Funcțiile tabloului de automatizare propriu cazanului vor include: controlul sarcinii, controlul sarcinii scăzute, controlul nivelului, contorizarea orelor de operare ale cazanului și arzătorului, contorizarea numărului de porniri, analiza, evaluarea și monitorizarea condițiilor de operare, afișarea pe ecran tactil a informațiilor și comenzilor de operare, vizualizarea semnalelor de funcționare/alarmă/defect, memorarea de istorice cu reperul de timp, monitorizarea eficienței și operării corecte, generarea de notificări pentru service, generarea de rapoarte.

Cazanul de abur va fi dotat cu contor de energie termică pentru abur și debitmetru pentru măsurarea apei de alimentare.

Construcția cazanului va include toate izolațiile necesare, precum și toate platformele și scările metalice de acces la partea superioară.

În vederea asigurării serviciilor de garanție și mentenanță, se recomandă utilizarea serviciului de monitorizare și diagnoză de la distanță oferit de producătorul cazanului.

Pentru operarea corespunzătoare a cazanului de abur va fi inclusă o unitate de degazare termică complet echipată și automatizată, de minim 10 m³, cu operare la o presiune de 1,2 bar(a) care să asigure o temperatură a apei de alimentare de minim 103°C. Conținutul de oxigen dizolvat în apa de alimentare la cazan nu va depăși valoarea de 0,05 mg/l. Carcasa degazorului și părțile interne vor fi din material oțel inoxidabil. Pentru finisarea degazării se va utiliza un sistem de dozare chimică de substanțe pentru eliminarea oxigenului. Vor fi incluse toate echipamentele asociate degazorului: supape de siguranță, vane de reglaj, robineti de izolare, clapete de sens, filtre de impurități, senzori de presiune, temperatură, conductivitate, nivel. Unitatea va include grupul de pompe de alimentare a cazanului, 2 x 100%, cu convertizoare de frecvență, precum și tabloul local de alimentare și control, asigurat de către producătorul degazorului. Funcțiile tabloului de automatizare propriu instalației de degazare vor include: controlul nivelului, controlul pompelor, controlul temperaturii în

rezervor și al apei la intrare, controlul dozării de chimicale, monitorizarea condițiilor de operare, afișarea pe ecran a informațiilor și comenzilor de operare, vizualizarea semnalelor de funcționare/alarmă/defect, interfață de comunicație digitală Modbus RTU sau TCP pentru schimbul de date cu sistemul de conducere al centralei.

Se recomandă achiziționarea degazorului împreună cu cazanul de abur, de la același producător.

5.3.3.4 Specificații tehnice privind combustibilul disponibil

- Tip combustibil: gaz natural
- Sursă: Delgaz Grid
- Puterea calorifică inferioară, min ... max: 10,0 ... 10,6 kWh/Nm³
- Puterea calorifică inferioară, referință: 10,0 kWh/Nm³
- Compoziția combustibilului: conform buletin de analiză, indicativ
- Conținut minim de metan: 90%
- Presiune disponibilă la livrare: 2 bar(g)
- Temperatură de livrare: 5 ... 25 °C

5.3.3.5 Specificații tehnice principale

Performanțe orare (instantanee) pentru 1 cazan cu auxiliarele aferente

- Condiții de referință: ISO (15°C, 60%RH, 108 m dm)
- Combustibil principal: gaz natural 100%
- Combustibil alternativ: amestec de gaz natural și hidrogen verde (maxim 20%vol H₂, în prezent)
- Tehnologie: cazan ignitubular
- Sarcina termică: 100% (nominal)
- Căldură utilă în apă: ≥ 25.000 kWt
- Randament termic cazan + recuperator căldură: ≥ 95,0 %
- Putere termică combustibil principal: 26.315 kWf
- Debit combustibil principal, la PCI, info: 2.632 Nm³/h
- Temperatură maximă apă tur (circuit termoficare): ≥ 100 °C
- Temperatură minimă apă retur (circuit termoficare): ≥ 50 °C
- Diferență admisibilă de temperatură tur/retur: 50 °C
- Presiune maximă de lucru (circuit termoficare): 16 bar
- Sarcina termică minimă: ≤ 25 %, sarcină modulată
- Temperatură gaze de ardere la coș: ≤ 120 °C
- Nivel de zgomot: ≤ 85 dB(A) la 1 m
- Emisii poluante pentru cazane pe gaz natural, limite conform IED:
 - o Nivel emisie NO_x la 3 % O₂ în g.a. uscate: ≤ 100 mg/Nm³
 - o Nivel emisie CO la 3 % O₂ în g.a. uscate: ≤ 100 mg/Nm³
 - o Nivel emisie SO₂ la 3 % O₂ în g.a. uscate: ≤ 35 mg/Nm³
 - o Nivel emisie PM la 3 % O₂ în g.a. uscate: ≤ 5 mg/Nm³
- Emisii de gaze cu efect de seră (CO₂): 5.315 kg/h
- Factor de emisie specifică de CO₂: 213 gCO₂/kWh
- Disponibilitate anuală: ≥ 92 %
- Standarde: EN 12953, EN 267, EN 676
- Conformitate: ISO 9001, ISO 3834-2, ISO 14001, ISO 45001
CE, PED, LVD, EMCD, IED, MCPD

Performanțe orare (instantanee) pentru 4 unități cazane de apă caldă

- Condiții de referință: ISO (15°C, 60%RH, 50mdm)
- Combustibil principal: gaz natural 100%

- Sarcina termică: 4 x 100% (nominal)
- Căldură utilă în apă: ≥ 100.000 kWt
- Randament termic cazan + recuperator căldură: $\geq 95,0$ %
- Putere termică combustibil principal: 105.260 kWf
- Debit combustibil principal, la PCI, info: 10.526 Nm³/h
- Emisii de gaze cu efect de seră (CO₂): 10.630 kg/h

Performanțe orare (instantanee) pentru 1 cazan de abur cu auxiliare

- Condiții de referință: ISO (15°C, 60%RH, 50mdm)
- Combustibil principal: gaz natural 100%
- Combustibil alternativ: amestec de gaz natural și hidrogen verde (maxim 20%vol H₂, în prezent)
- Tehnologie: cazan ignitubular
- Sarcina termică: 100% (nominal)
- Capacitate de producere abur: 6 t/h
- Presiune de lucru abur, saturat: 6 bar(g)
- Temperatură de alimentare cu apă, saturat: 103 ... 105°C
- Randament termic cazan: $\geq 95,0$ %
- Putere termică combustibil principal: 3.880 kWf
- Debit combustibil principal, la PCI, info: 388 Nm³/h
- Sarcina termică minimă: ≤ 50 %, sarcină modulantă
- Presiune de lucru abur, maxim posibil: 10 bar(g)
- Temperatură gaze de ardere la coș: ≤ 120 °C
- Temperatură de alimentare cu apă demineralizată: 20 °C
- Nivel de zgomot: ≤ 85 dB(A) la 1 m
- Emisii poluante pentru cazane pe gaz natural, limite conform MCPD:
 - o Nivel emisie NO_x la 3 % O₂ în g.a. uscate: ≤ 100 mg/Nm³
 - o Nivel emisie CO la 3 % O₂ în g.a. uscate: ≤ 100 mg/Nm³
 - o Nivel emisie SO₂ la 3 % O₂ în g.a. uscate: n/a mg/Nm³
 - o Nivel emisie PM la 3 % O₂ în g.a. uscate: n/a mg/Nm³

n/a = neaplicabil
- Emisii de gaze cu efect de seră (CO₂): 784 kg/h
- Factor de emisie specifică de CO₂: 213 gCO₂/kWh
- Disponibilitate anuală: ≥ 92 %
- Standarde: EN 12953, EN 267, EN 676
- Conformitate: ISO 9001, ISO 3834-2, ISO 14001, ISO 45001
CE, PED, LVD, EMCD, IED, MCPD

Schimbătoare de căldură aferente cazanelor de apă caldă

- Cantitate: 8 buc.
- Tehnologie: cu plăci, demontabil
- Capacitate termică: 13 MWt
- Diferență de temperatură: ≤ 3 K
- Cădere de presiune: $\leq 0,55$ bar
- Presiune de lucru: PN16
- Material plăci: oțel inoxidabil AISI 316L
- Conformitate: ISO 9001, ISO 14001, CE, PED

Electropompe de circulație aferente cazanelor de apă caldă

- Cantitate: 8 buc.

- Tehnologie:	centrifugale
- Capacitate debit:	$\geq 273 \text{ m}^3/\text{h}$
- Înălțime de pompare:	$\leq 27 \text{ m H}_2\text{O}$
- Temperatură de lucru:	$\geq 130 \text{ }^\circ\text{C}$
- Presiune de lucru:	PN10
- Tensiune de alimentare motor:	400 Vca
- Mod de control:	cu convertizor de frecvență
- Control local:	tablou de alimentare și comandă
- Control la distanță:	da
- Conformitate:	ISO 9001, ISO 14001, CE, PED, LVD, EMC

5.3.3.6 Scopul de furnizare necesar

Obiectul CA va include următoarele elemente:

- 4 cazane ignitubulare de apă caldă, cu gaze, H2R, împreună fiecare cu auxiliarele aferente
 - o Grup de pompe de protecție pentru recircularea apei la cazan
 - o Grup de pompe de circulație apă prin circuitul cazanului
 - o Vas de expansiune
 - o Set schimbătoare de căldură pentru separarea circuitului de termoficare
 - o Contor de energie termică pe circuitul secundar al schimbătoarelor
 - o Contor de gaz natural pe circuitul rampei de alimentare
 - o Set de echipamente și materiale pentru circulație, izolare, protecție, măsură și control (vane, acționări, supape, robineți, manometre, termometre, senzori de presiune-temperatură-nivel, armături, conducte)
 - o Coș de fum
- 1 cazan ignitubulare de abur saturat, cu gaze, H2R, împreună fiecare cu auxiliarele aferente:
 - o Degazor termic pentru tratarea apei de alimentare cazan, complet echipat și automatizat
 - o Grup de pompe de alimentare cazan cu apă degazată
 - o Schimbător de căldură pentru preîncălzire apă alimentare degazor
 - o Sistem de dozare chimică pentru finisare conținut de oxigen
 - o Sistem de recuperare condens (rezervor, grup de pompare)
 - o Contor de energie termică pentru abur
 - o Contor de gaz natural pe circuitul rampelor de alimentare (comun)
 - o Set de echipamente și materiale pentru circulație, izolare, protecție, măsură și control (vane, acționări, supape, robineți, manometre, termometre, senzori de presiune-temperatură-nivel, armături, conducte)
 - o Coș de fum
- Setul de echipamente pentru circulație, izolare, protecție, măsură și control (vane, acționări, supape, robineți, manometre, termometre, senzori de presiune-temperatură-nivel, armături)
- Pod rulant
- Sistem de alimentare electrică și control pentru realizarea automată a tuturor funcțiilor specifice cazanelor
 - o Tablou electric general de distribuție cu AAR
 - o Sursă UPS
 - o Tablou de automatizare și control cu PLC, I/O, HMI, COM

- Stație de operare PC complet echipată
- Aplicații software aferente
- Piese de schimb cu uzură sau recomandate în perioada de garanție
- Modulul de pompare necesar în cadrul STCA, dacă este cazul, va include următoarele elemente:
 - Electropompele de transfer al apei dedurizate către degazorul pentru apa de termoficare, complet asamblate (pompa, motor, cuplaj, cadru metalic)
 - Convertizoare de frecvență (VFD) pentru fiecare electropompă cu controller propriu și consolă de operare, cu interfață de comunicație la distanță cu sistemul de automatizare și conducere DCS/SCADA
 - Setul de echipamente și materiale asociate pentru circulație, izolare, protecție, măsură și control (vane, acționări, clapete de sens, supape, robineti, manometre, termometre, senzori de presiune-temperatură-nivel, debitmetru/contor de apă, filtru, armături, conducte)
 - Sistem de alimentare și automatizare pentru realizarea automată a tuturor funcțiilor specifice modulului de pompare

Următoarele lucrări și servicii au fost considerate în cadrul realizării acestui obiect:

- Lucrări de construcții și instalații aferente clădirii cazanelor – terasamente, rezistență, arhitectură, instalații, procurări materiale (fundație, clădire industrială, trotuare, instalații de legare la pământ și paratrăsnet la coșurile de fum, prize, iluminat interior și exterior, balizaj la coșurile de fum, ventilație, încălzire, climatizare aer, evacuare fum, detecție și semnalizare incendiu, stingere incendiu, supraveghere video, telecomunicații, spălare cu apă municipală, evacuare ape uzate convențional curate, scurgeri pentru ape meteorice)
- Dotări (PSI, mobilier cameră locală)
- Lucrări de montaj echipamente asociate cazanelor, inclusiv structuri metalice de acces și de susținere necesare pentru operare și mentenanță
- Procurare și montaj conducte și cabluri, inclusiv materiale asociate
- Lucrări de realizare a protecțiilor anti-coroziive
- Lucrări de realizare a izolațiilor termice la echipamente și conductele
- Teste, probe și punere în funcțiune

5.3.3.7 Livrare

Termenul de livrare pentru un cazan de apă caldă este în medie de 6-7 luni de la data comenzii. Se va considera că primele două cazane pot fi livrate în cca. 7 luni de la comandă, iar următoarele două cazane vor sosi în amplasament la interval de 1 lună.

5.3.3.8 Construire și montaj

Înainte de realizarea propriu-zisă a lucrărilor, este necesară executarea lucrărilor de demolare / dezafectare a structurilor supraterane și subterane existente în amplasamentul prevăzut pentru acest obiectiv, inclusiv stabilizarea terenului și realizarea eventualelor relocări ale instalațiilor și rețelelor de utilităților din amplasament. Aceste operațiuni vor fi detaliate în faza de proiectare PT+DE.

Notă: Următoarele lucrări:

- lucrări de debarasare și valorificare a echipamentelor și materialelor depozitate în aer liber sau în interiorul clădirilor existente ce urmează să fie demolate
- lucrări de golire, curățire și valorificare sau neutralizare a uleiurilor și produselor petroliere (păcură, benzină, motorină, CLU) încărcate în rezervoare / cisterne, echipamente și instalații tehnologice existente care urmează să fie dezafectate / demolate / demontate
- lucrări de ecologizare a terenurilor unde s-au desființat rezervoare de produse combustibile

nu sunt incluse în cheltuielile directe ale bugetului de proiect, ele rămân în sarcina beneficiarului. Cazanele și auxiliarele acestora vor fi instalate într-o clădire industrială cu amprenta necesară. Infrastructura și suprastructura clădirii (rezistență și arhitectură) vor fi proiectate în faza PT+DE corespunzător cu echipamentele stabilite, în conformitate cu normele, standardele și reglementările tehnice și legislative aplicabile.

Clădirea va fi realizată în conformitate cu următoarele specificații:

- Tip: industrial
- Categorie de importanță: C
- Categoria de pericol de incendiu: D
- Gradul de rezistență la foc: II

Sistemul de automatizare a cazanelor va fi integrat în sistemul de conducere și control distribuit DCS / SCADA al noii surse. Pentru operarea cazanelor, reglementările impun personal permanent în cadrul clădirii. Din acest motiv, clădirea va include o cameră locală de operare și control dedicată.

Alimentarea cu energie electrică se va realiza din cadrul stației electrice existente TP3 6/0,4 kV. Construcția TP3 va fi păstrată în cadrul configurației noii centrale. Vor fi prevăzute măsuri de reabilitare a construcției TP3 în măsura în care acestea se vor impune ca fiind necesare după realizarea obiectelor 1 și 3. De asemenea, racordurile electrice între TP3 și stația electrică SE 6 kV servicii interne nr. 2 se vor păstra operaționale.

Clădirea cazanelor este amplasată optim în raport cu celelalte obiecte ale noii centrale. Spațiul indicat în cadrul planului de amplasare este obligatoriu (nu poate fi depășit), acesta incluzând și trotuarul aferent clădirii. Condițiile de montaj ale echipamentelor asociate vor respecta manualele de instalare ale producătorilor de echipament, fiind necesar să se prevadă spațiile de mentenanță specifică necesare. Realizarea construcțiilor și instalațiilor se va proiecta și executa în conformitate cu standardele, normele și reglementările tehnice și legislative aplicabile în vigoare la data realizării proiectării la faza PT+DE.

5.3.3.9 Racorduri necesare

Pentru operaționalizarea obiectului nr. 3 într-o primă etapă de realizare a investiției, sunt prevăzute în cadrul acestuia și necesitățile de racordare astfel încât la finalizare să fie posibilă punerea în funcțiune independent de restul obiectelor cuprinse în cadrul investiției.

Toate racordurile necesare obiectului nr. 3 sunt prevăzute a se realiza în interiorul incintei CETH, la instalațiile și rețelele tehnologice existente. Lucrările respective vor fi corelate cu necesarul de lucrări aferente celorlalte obiecte.

- a) Pentru **alimentarea cu gaz natural** se va realiza un racord la conducta existentă de utilizare a gazelor naturale din proximitatea amplasamentului.
- b) Pentru **alimentarea cu energie electrică** a tabloului de alimentare cazane prevăzut, se va realiza un racord electric de 0,4 kV la tabloul TP4 existent în proximitatea amplasamentului.
- c) Pentru **livrarea agentului termic primar** produs de cazane se va realiza un racord la magistralele de livrare tur/retur a agentului termic existente în proximitatea amplasamentului. Racordul se va proiecta și realiza luând în considerare și necesitățile de racordare ale celorlalte obiecte (MT, CB, AC, SP).
- d) Pentru **completarea agentului termic primar cu apă de adaos** în cadrul SACET se vor utiliza degazorul de termoficare și grupul de pompe de apă de adaos existente în cadrul clădirii/sălii mașinilor. Se va realiza un racord de alimentare cu abur pentru degazare.
- e) Pentru asigurarea **evacuării apelor uzate tehnologice**, se va realiza un racord de descărcare a apei uzate (condens, ape uzate convențional curate) către rezervorul de apă uzată prevăzut în cadrul STCA.

- f) Pentru asigurarea **evacuării apelor uzate menajere** este prevăzută o soluție cu vidanță.
- g) Pentru asigurarea **alimentării cu apă de stingere a incendiului** se realizează un racord la stația existentă SPSI, formată din rezervor de stocare apă de 300 m³ și un grup de pompare adecvat.
- h) Pentru asigurarea **alimentării cu apă potabilă** se va realiza un racord intern la rețeaua de apă potabilă existentă în incinta CETH.
- i) Pentru **alimentarea cu apă tratată** (apă dedurizată, respectiv apă demineralizată) se vor realiza racordurile necesare la stația existentă de tratare chimică a apei (STCA) din incinta CETH. Acest racord va fi dimensionat astfel încât să asigure și racordarea ulterioară a celorlalte obiecte (MT, CB) în vederea alimentării cu apă tratată.

În prealabil, s-au verificat condițiile tehnice de furnizare a apei din cadrul ST iar concluzia este posibilitatea de a utiliza acest sistem existent pentru alimentarea cazanelor. Eventualele eforturi de modernizare a acestui obiect, posibil necesare, nu sunt cuprinse în cadrul bugetului proiectului de investiție.

Pentru alimentarea noii centrale cu apă tratată, sunt necesare două sortimente de apă:

- **apă dedurizată**, necesară în primul rând pentru umplerea / completarea rețelei de termoficare în scopul compensării pierderilor existente în rețeaua de transport și în rețelele de distribuție aferente punctelor termice centrale, precum și pentru umplerea / completarea circuitelor interne ale noii centrale (circuitul termic proprii cazanelor și motoarelor), după caz
- **apă demineralizată**, necesară pentru alimentarea cu apă a cazanelor generatoare de abur produs pentru degazare, precum și pentru umplerea / completarea circuitelor interne ale noii centrale (circuitul termic proprii cazanelor și motoarelor), după caz

Stația existentă de tratare apă STCA va asigura debitele de apă dedurizată și apă demineralizată necesare noii centrale.

Pentru preluarea apei dedurizate din STCA, este necesară realizarea unui grup (modul) de pompare 1F+1R racordat la unul din rezervoarele de stocare a apei de adaos produse. Grupul de pompare va fi amplasat în interiorul clădirii STCA existente. Grupul va funcționa automat, funcționalitățile fiind realizate prin intermediul unui tablou electric local de alimentare și control. Alimentarea modulului de pompare se va realiza local din cel mai apropiat tablou general de distribuție din cadrul clădirii STCA. Automatizarea modulului va putea opera independent, vor fi incluse toate instrumentele de măsură și contorizare necesare (debit, presiune, temperatură, nivel). Controllerul de automatizare va deține interfață de comunicație pentru conectarea în cadrul sistemului de automatizare și conducere. Datele măsurate și contorizate vor fi preluate în cadrul tabloului local de control prevăzut.

Pentru preluarea apei demineralizate din STCA, având în vedere volumul de apă mai mic necesar, s-a prevăzut racordarea la o conductă aflată sub presiune, realizată de un sistem de pompare existent la nivelul STCA. Ca atare, s-a prevăzut doar un sistem de măsură și contorizare adecvat (debit, presiune, temperatură), datele fiind prevăzute a se prelua la nivelul tabloului local de control prevăzut.

Calitatea apei tratate livrate către noua centrală va respecta următoarele cerințe:

- | | | |
|-------------------|------------------|------------------|
| - apă dedurizată: | Duritate totală: | ≤ 0,05 mval/l |
| | pH la 25°C: | 8,5 ... 9,5 |
| | Fe: | ≤ 0,5 mg/l |
| | Uleiuri: | lipsă |
| | Aspect: | limpede, incolor |

STUDIU DE FEZABILITATE

Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență
Implementare proiect la sursă CETH Arad

- apă demineralizată:	duritate totală:	$\leq 0,05$ mval/l
	pH:	$\geq 9,2$
	Conductivitate:	5 ... 7 μ S/cm
	Fe:	$\leq 0,3$ mg/l
	SiO ₂ :	$\leq 0,2$ mg/l
	Substanțe organice (KMnO ₄):	≤ 10 mg/l
	Uleiuri:	lipsă
	Aspect:	limpede, incolor

Capacitatea de livrare a apei tratate va fi:

- apă dedurizată:	cca. 100 m ³ /h
- apă demineralizată:	cca. 25 m ³ /h

Schema de proces evidențiază modul de racordare a noii surse la STCA.

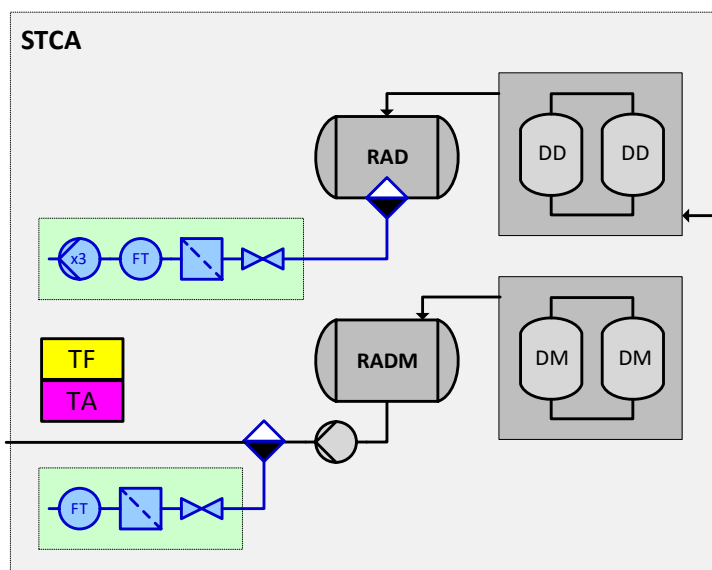


Figura 34. Schemă de proces sistem de tratare chimică apă

Legendă figură

TF = tablou forța (tablou de alimentare)
TA = tablou de automatizare / control
RAD – rezervor apă dedurizată
RADM – rezervor apă demineralizată
FT = Debitmetru-contor

Specificații tehnice principale pentru instalația de preluare a apei tratate:

- Număr electropompe:	3 buc.
- Tip:	centrifugală
- Fluid:	apă dedurizată
- Capacitatea de pompare:	≥ 50 m ³ /h
- Înălțimea de pompare:	≥ 30 m H ₂ O
- Tensiune de alimentare:	400 Vca
- Clasă de eficiență motor:	minim IE3
- Nivel de zgomot:	≤ 85 dB(A) la 1 m
- Control:	cu convertizoare de frecvență
- Sistem de control:	automatizare proprie cu controller liber programabil PLC, consolă locală HMI și interfață

- Conformitate: pentru monitorizare și control de la distanță prin intermediul unui sistem distribuit (DCS) ISO 9001, ISO 14001, CE, PED, EMCD, LVD

Modulul de pompare și contoarele aferente vor fi amplasate în interiorul clădirii STCA existente. Locația exactă și condițiile de execuție a lucrărilor C+M vor fi definitive la faza de proiectare PT+DE, cu respectarea normelor, standardelor și reglementărilor tehnice și legislative aplicabile. Instalația de automatizare a modulului de pompare va fi integrată în sistemul DCS/SCADA a noii centrale. Legătura cu DCS se va realiza prin cablu cu fibră optică. Instalația electrică de alimentare cu energie electrică a modulului de pompare se va realiza în cadrul clădirii STCA din cel mai apropiat tablou de distribuție existent.

5.3.4 Obiect 4 – AC : Acumulator de căldură

5.3.4.1 Necesitate

Stocarea căldurii permite operarea instalației de cogenerare propuse la capacitatea maximă pentru o perioadă de timp determinată, în perioade cu consum de energie termică mai redus, fără a fi necesară modularea permanentă a sarcinii termice. Totodată, se maximizează producția de energie electrică la eficiența maximă posibilă pentru punctul nominal de funcționare. În consecință, decuplarea dintre generarea și cererea de căldură este deosebit de utilă în cazul unei centrale de cogenerare asigurând astfel o funcționare flexibilă și o fiabilitate mai ridicată a acestora.

5.3.4.2 Descrierea soluției

Un acumulator de căldură permite funcționarea instalației de cogenerare într-un mod optimizat pentru piața de energie electrică, fiind posibilă astfel maximizarea veniturilor din vânzarea energiei electrice inclusiv prin asigurarea serviciilor de sistem, fără a afecta asigurarea căldurii necesare în cadrul SACET.

Prin operarea optimă a acumulatorului de căldură este evitată funcționarea unității de cogenerare la sarcina parțială asigurându-se folosirea motoarelor continuu la sarcina nominală cu randament maxim și ore de funcționare minime. În acest fel se prelungește durata de viață concomitent cu reducerea costurilor de mentenanță.

Cu subprodusele de energie electrică și energie termică, avem două piețe diferite care au prețuri independente și au diferite curbe de cerere.

De exemplu atunci când pe piață energia electrică se tranzacționează la prețuri mari și cererea de energie termică este scăzută (de regulă în perioadele de tranziție între sezoane) centrala de cogenerare poate evacua puterea electrică în SEN în timp ce căldura generată simultan este stocată în acumulatorul de căldură. Centrala de cogenerare poate sta în așteptare atunci când prețul de piață al energiei electrice este scăzut, necesarul de căldură fiind acoperit din acumulator până când se epuizează agentul termic la parametrii de furnizare corespunzători.

Stocarea zilnică a agentului termic în acumulator este de asemenea o posibilitate de utilizare în cadrul centralei de cogenerare. Astfel, energia termică stocată poate fi distribuită uniform pe intervalul a 24 ore asigurându-se astfel posibilitatea unei prognoze foarte precise de operare a unităților de producere a energiei termice. Se asigură astfel o reacție rapidă de adaptare la variații ale necesarului de consum de energie termică în rețea.

Se va asigura un nivel constant în rezervor. Încărcarea se va realiza prin introducerea apei calde prin difuzorul superior, concomitent cu extragerea apei reci prin difuzorul inferior. Descărcarea se va realiza prin extragerea apei calde prin difuzorul superior, concomitent cu introducerea apei reci prin

difuzorul inferior. Rezervorul va fi dotat cu sistem de preaplin. Pentru controlul temperaturii în rezervor și al separației între partea caldă și partea rece se vor utiliza traductori specifici imersați.

Acumulatorul de căldură poate asigura și alte funcții pentru SACET, precum menținerea presiunii în sistem, umplerea rețelei în cazul unei avarii, completarea cu apă de adaos atunci când sistemul de producere a apei de adaos / degazare este indisponibil, sau înmagazinarea căldurii înainte de o oprire programată a centralei. Prin intermediul unui sistem de automatizare adecvat, încărcarea și descărcarea sunt posibile cu un minim de efort și grad maxim de control.

5.3.4.3 Schemă de proces:

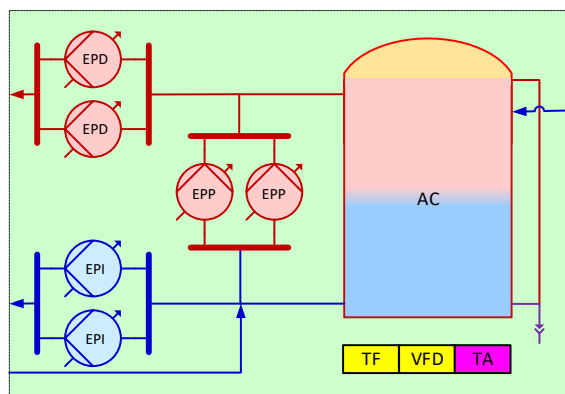


Figura 35. Schema de proces acumulator de căldură

Legendă figură

AC – acumulator de căldură
TF = tablou forta (tablou de alimentare)
TA = tablou de automatizare / control
VFD = convertizor de frecvență
EPD = Grup pompe de descărcare acumulator
EPI = Grup pompe de încărcare acumulator
EPI = Grup pompe amestec

5.3.4.4 Specificații tehnice principale

Acumulator de căldură:

- Capacitatea minima de stocare: ≥ 300 MWh
- Volum brut: ≥ 9.500 m³
- Volum util: ≥ 8.500 m³
- Temperatură maximă de lucru: 100 °C
- Temperatură de referință apă caldă: 95 °C
- Autonomie de operare la sarcina nominală a motoarelor: ≥ 8 ore
- Tip: rezervor închis, atmosferic
- Formă: cilindrică
- Diametru rezervor: estimativ 23...25 m
- Material de construcție: tablă de oțel, cu grosime și calitate adecvate
- Izolație termică: necesară, $\lambda = 0,042$ W/m.K
- Protecție anti-corozivă: necesară
- Acces: la exterior și la interior
- Sistem de încărcare/descărcare: automat
- Sisteme de protecție necesare: la suprapresiune, infiltrare oxigen, îngheț, sens curgere

- Sistem de control: automatizare proprie cu controller liber programabil PLC, consolă locală HMI și interfață pentru monitorizare și control de la distanță prin intermediul unui sistem distribuit (DCS)
- Conformitate: ISO 9001, ISO 3834-2, ISO 14001, ISO 45001

Electropompe de încărcare/descărcare:

- Număr electropompe: 4 buc.
- Tip: centrifugală
- Fluid: apă de termoficare
- Capacitatea de pompare: 1.000 m³/h
- Înălțimea de pompare: ≥ 130 m H₂O (2 buc), ≥ 65 m H₂O (2 buc)
- Temperatura maximă de lucru: ≥ 130 °C
- Presiune maximă de lucru: 16 bar
- Tensiune de alimentare: 400 Vca

5.3.4.5 Scopul de furnizare necesar

Acumulatorul de căldură va include următoarele elemente:

- Rezervorul de stocare a agentului termic (AC)
- Setul de echipamente pentru circulație, izolare, protecție, măsură și control (vane, acționări, supape, robineti, manometre, termometre, senzori de presiune-temperatură-nivel, armături)
- Grupuri de electropompe pentru încărcare și descărcare, echipate cu convertizoare de frecvență
- Grup de electropompe de amestec, dotate cu convertizoare de frecvență, pentru protejarea anti-îngheț
- Sistem de producere a aerului instrumental necesar
- Sistem de protecție la infiltrarea oxigenului în rezervor
- Sistem de alimentare și automatizare pentru realizarea automată a tuturor funcțiilor specifice acumulatorului
- Piese de schimb cu uzură sau recomandate în perioada de garanție

Următoarele lucrări și servicii au fost considerate în cadrul realizării acestui obiect:

- Lucrări de construcții și instalații aferente acumulatorului de căldură – terasamente, rezistență, arhitectură, instalații, procurări materiale (fundăție, instalație de legare la pământ și paratrăsnet, scurgeri, iluminat exterior, balizaj, etc.)
- Lucrări de construcții și instalații aferente clădirii stației de pompe aferentă acumulatorului de căldură – terasamente, rezistență, arhitectură, instalații (fundăție, clădire industrială, trotuare, instalații de legare la pământ și paratrăsnet, prize, iluminat interior și exterior, ventilație, încălzire, climatizare aer, evacuare fum, detecție și semnalizare incendiu, supraveghere video, telecomunicații, spălare cu apă municipală, evacuare ape uzate convențional curate, scurgeri pentru ape meteorice)
- Lucrări de construire și montaj acumulator căldură, inclusiv structură de acces la nivelul superior și racordurile principale, formată din scări, trepte, balustrade, elemente de protecție
- Lucrări de realizare a protecțiilor anti-corozive
- Lucrări de realizare a izolațiilor termice la acumulator, echipamente asociate și conductele

5.3.4.6 Construire și montaj

Înainte de realizarea propriu-zisă a lucrărilor, este necesară executarea lucrărilor de demolare / dezafectare a structurilor supraterane și subterane existente în amplasamentul prevăzut pentru acest obiectiv, inclusiv stabilizarea terenului și realizarea eventualelor relocări ale instalațiilor și rețelelor de utilităților din amplasament. Aceste operațiuni vor fi stabilite în faza de proiectare PT+DE.

Notă: Următoarele lucrări:

- lucrări de debarasare și valorificare a echipamentelor și materialelor depozitate în aer liber sau în interiorul clădirilor existente ce urmează să fie demolate
- lucrări de golire, curățire și valorificare sau neutralizare a uleiurilor și produselor petroliere (păcură, benzină, motorină, CLU) încărcate în rezervoare / cisterne, echipamente și instalații tehnologice existente care urmează să fie dezafectate / demolate / demontate
- lucrări de ecologizare a terenurilor unde s-au desființat rezervoare de produse combustibile

nu sunt incluse în cheltuielile directe ale bugetului de proiect, ele rămân în sarcina beneficiarului. Pentru construirea acumulatorului în amplasament, este necesară realizarea unei fundații din beton armat, atent proiectată. Construirea se va realiza de o companie cu experiență în rezervoare industriale de mare capacitate, prin aplicarea unei proceduri speciale și a unor utilaje care să determine un timp și cost optim de execuție. După ridicarea structurilor metalice, sudarea panourilor, testarea/verificarea sudurilor, realizarea probelor hidraulice, se trece la realizarea izolației termice cu panouri prefabricate acoperite cu tablă protejată. Echipamentele asociate acumulatorului precum pompele, tablourile și convertizoarele de frecvență se vor instala într-o clădire dedicată aflată în apropierea acestuia, proiectată corespunzător reglementărilor aplicabile. Pentru operare, nu este necesar personal permanent în cadrul clădirii.

Stația de pompare aferentă acumulatorului va fi realizată în cadrul clădirii SP (obiect nr. 5).

Instalația de automatizare a acumulatorului de căldură va fi integrată în sistemul DCS / SCADA al noii surse.

Alimentarea cu energie electrică se va realiza din cadrul stației electrice prevăzute în cadrul noii surse.

Acumulatorul de căldură va fi poziționat conform planului de amplasare propus. Condițiile de montaj ale echipamentelor asociate acumulatorului vor respecta manualele de instalare ale producătorilor de echipament, fiind necesar să se prevadă spațiile de mentenanță specifică necesare. Realizarea construcțiilor și instalațiilor se va proiecta și executa în conformitate cu standardele, normele și reglementările tehnice și legislative aplicabile în vigoare la data realizării proiectării de detaliu / implementării.

5.3.5 Obiect 5 – SP : Stație de pompare agent termic

5.3.5.1 Necesitate

Pentru implementarea unei centrale de cogenerare complete, este necesară realizarea unui sistem nou de pompare a agentului termic care să asigure circulația acestuia prin echipamentele termo-energetice și livrarea în rețeaua SACET.

5.3.5.2 Descrierea soluției

Stația de pompare va asigura debitul și presiunea necesară în circuitul de termoficare, fiind dimensionată să livreze agentul de termoficare către punctele termice, modulele termice și consumatorii racordați la rețeaua termică primară. Pentru stabilirea optimă a debitului se vor utiliza un număr de **4 (patru)** electropompe centrifugale, echipate cu convertizoare de frecvență (VFD), astfel încât să se asigure atât debitul maxim necesar din sezonul rece cât și debitul minim posibil în

sezonul cald. Sistemul va funcționa automat în funcție de presiunea și de consumul din rețea. În acest sens vor fi incluse toate echipamentele de măsură, control și protecție specifice acestui obiect. În funcție de amplasarea stației de pompare în raport cu celelalte obiecte ale centralei, sistemul de alimentare va presupune realizarea unei camere electrice în care se vor instala două transformatoare auxiliare 10,5/0,4kV de capacitate adecvată, pe lângă tabloul de alimentare și control TF+TA aferent acestui obiectiv. Convertizoarele de frecvență vor asigura bypass pentru conectarea directă a motoarelor pompelor la sursa de alimentare.

Schema de principiu de mai jos evidențiază integrarea acestui obiect cu celelalte obiecte tehnologice. SP va fi proiectată să opereze eficient și adaptat la orice sarcină de consum și orice condiții de anotimp / sezon. SP va fi amplasată pe circuitul retur al sursei, asigurând circulația prin instalațiile de producere a energiei termice (MT, CA, CB, AC).

5.3.5.3 Schemă de proces:

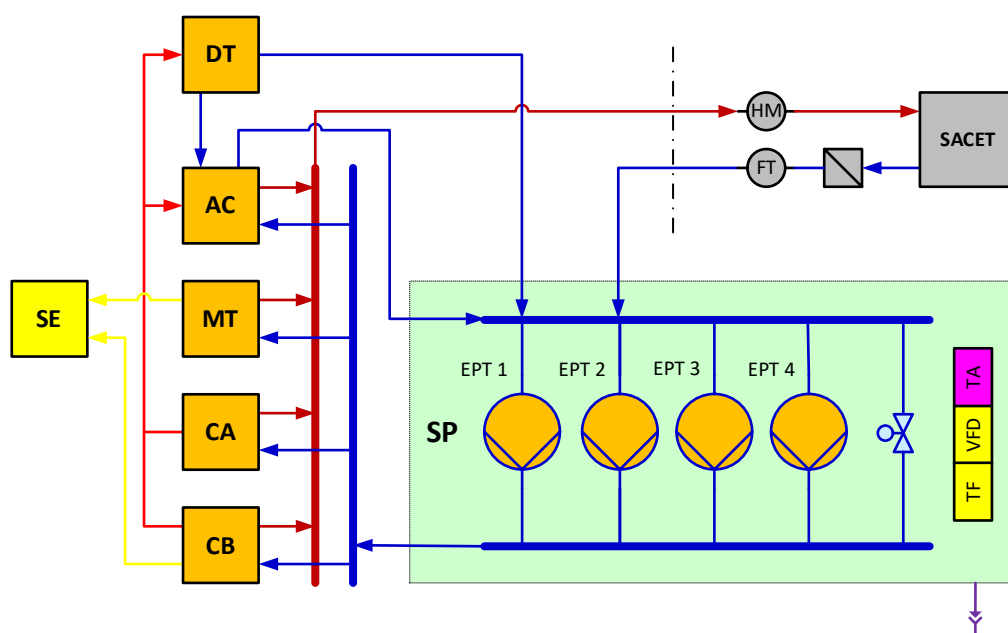


Figura 36. Schema de proces SP

Legendă figură

TF = tablou forta (tablou de alimentare)
 TA = tablou de automatizare / control
 VFD = convertizor de frecvență
 EPT = Grup pompe circulație apă termoficare
 HM - Contor de energie termică
 GM – Contor gaz natural
 FT - Debitmetru-contor
 SE – Stație electrică
 DT – Degazor termic
 AC – Acumulator de căldură
 MT – Motor termic
 CA – Cazan de apă caldă
 CB – Centrală pe biomasă
 SP – Stație de pompare
 SACET – Sistem de alimentare centralizată cu energie termică

5.3.5.4 Specificații tehnice principale

- Număr electropompe: 4 buc.
- Tip: centrifugală

- Fluid: apă de termoficare
- Capacitatea de pompare: $\geq 1.000 \text{ m}^3/\text{h}$
- Înălțimea de pompare: $\geq 110 \text{ m H}_2\text{O}$
- Temperatura maximă de lucru: $\geq 130 \text{ }^\circ\text{C}$
- Presiune maximă de lucru: 16 bar
- Tensiune de alimentare: 400 Vca
- Putere electrică consumată: $\leq 450 \text{ kW}$
- Clasă de eficiență motor: minim IE3
- Nivel de zgomot: $\leq 85 \text{ dB(A)}$ la 1 m de agregat
- Sisteme de protecție: la supra-presiune, sens de curgere, vibrație
- Control: cu convertizoare de frecvență
- Sistem de control: automatizare proprie cu controller liber programabil PLC, consolă locală HMI și interfață pentru monitorizare și control de la distanță prin intermediul unui sistem distribuit (DCS)
- Conformitate: ISO 9001, ISO 14001, CE, PED, EMCD, LVD

5.3.5.5 Scopul de furnizare necesar:

Stația de pompare SP va include următoarele elemente:

- Electropompele de circulație a apei de termoficare complet asamblate (pompa, motor, cuplaj, cadru metalic)
- Convertizoare de frecvență (VFD) pentru fiecare electropompă cu controller propriu programabil și consolă de operare, cu interfață de comunicație la distanță cu sistemul de automatizare și conducere DCS/SCADA
- Setul de echipamente și materiale asociate pentru circulație, izolare, protecție, măsură și control (vane, acționări, clapete de sens, supape, robineti, manometre, termometre, senzori de presiune-temperatură, contor de energie termică, filtru duplex, armături, conducte)
- Sistem de alimentare și automatizare pentru realizarea automată a tuturor funcțiilor specifice stației de pompare
- Piese de schimb cu uzură sau recomandate în perioada de garanție

Următoarele lucrări și servicii au fost considerate în cadrul realizării acestui obiect:

- Lucrări de construcții și instalații aferente clădirii stației de pompare – terasamente, rezistență, arhitectură, instalații, procurări materiale (fundatie, clădire industrială, trotuare, instalații de legare la pământ și paratrăsnet, prize, iluminat interior și exterior, ventilație, încălzire, climatizare aer, evacuare fum, detecție și semnalizare incendiu, supraveghere video, telecomunicații, spălare cu apă municipală, evacuare ape uzate convențional curate, scurgeri pentru ape meteorice)
- Lucrări de montaj echipamente asociate stației de pompare, inclusiv structuri metalice de acces și de susținere necesare pentru operare și mentenanță
- Lucrări de realizare a protecțiilor anti-corozive
- Lucrări de realizare a izolațiilor termice la echipamente și conductele

5.3.5.6 Construire și montaj:

Înainte de realizarea propriu-zisă a lucrărilor, este necesară executarea lucrărilor de demolare / dezafectare a structurilor supraterane și subterane existente în amplasamentul prevăzut pentru acest obiectiv, inclusiv stabilizarea terenului și realizarea eventualelor relocări ale instalațiilor și rețelelor de utilităților din amplasament. Aceste operațiuni vor fi stabilite în faza de proiectare PT+DE, în măsura în care terenul este pus la dispoziție de beneficiar conform situației actuale.

Notă: Următoarele lucrări:

- lucrări de debarasare și valorificare a echipamentelor și materialelor depozitate în aer liber sau în interiorul clădirilor existente ce urmează să fie demolate
- lucrări de golire, curățire și valorificare sau neutralizare a uleiurilor și produselor petroliere (păcură, benzină, motorină, CLU) încărcate în rezervoare / cisterne, echipamente și instalații tehnologice existente care urmează să fie dezafectate / demolate / demontate
- lucrări de ecologizare a terenurilor unde s-au desființat rezervoare de produse combustibile

nu sunt incluse în cheltuielile directe ale bugetului de proiect, ele rămân în sarcina beneficiarului. Stația de pompare va fi realizată într-o clădire industrială cu amprenta necesară. Clădirea SP va include și electropompele aferente acumulatorului de căldură. Infrastructura și suprastructura clădirii (rezistență și arhitectură) vor fi proiectate în faza PT+DE corespunzător cu echipamentele stabilite, în conformitate cu normele, standardele și reglementările tehnice și legislative aplicabile.

Clădirea va fi realizată în conformitate cu următoarele specificații:

- | | |
|-------------------------------------|------------|
| - Tip: | industrial |
| - Categorie de importanță: | C |
| - Categoria de pericol de incendiu: | D |
| - Gradul de rezistență la foc: | II |

Instalația de automatizare a stației de pompare va fi integrată în sistemul DCS / SCADA al noii surse. Pentru operare, nu este necesar personal permanent în cadrul clădirii.

Alimentarea cu energie electrică se va realiza din cadrul stației electrice prevăzute în cadrul noii surse (obiect nr. 7).

Stația de pompare va fi poziționată conform planului de amplasare propus. Condițiile de montaj ale echipamentelor asociate vor respecta manualele de instalare ale producătorilor de echipament, fiind necesar să se prevadă spațiile de mentenanță specifică necesare. Realizarea construcțiilor și instalațiilor se va proiecta și executa în conformitate cu standardele, normele și reglementările tehnice și legislative aplicabile în vigoare la data realizării proiectării de detaliu / implementării.

5.3.6 Obiect 6 – DT : Degazor termic pentru apă de termoficare

5.3.6.1 Necesitate

Degazarea apei de termoficare vehiculată prin rețeaua termică primară joacă un rol esențial în exploatarea corespunzătoare a SACET pe termen lung. Pentru protejarea rețelelor termice, apa de termoficare trebuie să fie menținută la o anumită calitate, de natură să nu afecteze integritatea fizică a conductelor rețelei prin coroziuni, depuneri, colmatări. Prin urmare, în cadrul configurației noii centrale este prevăzută funcția de sistem degazor care să asigure tratarea necesarului de apă de adaos actual.

5.3.6.2 Descrierea soluției

Conform prescripțiilor tehnice aplicabile în domeniu, calitatea apei de termoficare și a apei de adaos care se introduce în returul rețelei SACET trebuie să respecte următoarele cerințe:

- apă termoficare:	Duritate totală:	$\leq 0,05$ mval/l
	Oxigen dizolvat:	$\leq 0,05$ mg/l
	pH la 25°C:	8,5 ... 9,5
	Fe:	$\leq 0,5$ mg/l
	Suspensii:	lipsă
	Uleiuri:	lipsă
	Aspect:	limpede, incolor

Pentru asigurarea acestei ape de termoficare, se utilizează un degazor termic existent și un grup de electropompe de livrare a apei de adaos, localizate în cadrul clădirii / sălii mașinilor în proximitatea cazanelor de abur CAI 6 și CAI 7. Degazorul existent necesită reabilitare și echipare cu toate dispozitivele de izolare, măsură, control și automatizare necesare. Degazorul va asigura un debit degazat de 100 m³/h. Grupul de pompare a apei de adaos este format din 4 (patru) electropompe tip CR80A cu debit nominal de 45 m³/h și înălțime de pompare 20 m H₂O, alimentate din tablou local. Grupul de pompe va fi prevăzut cu tablou electric nou de alimentare și control echipat cu convertizoare de frecvență, dotat cu interfață de comunicație la distanță cu sistemul de conducere al noii centrale.

Degazorul va fi alimentat continuu cu apă dedurizată din cadrul stației de tratare a apei STCA, prin intermediul unui modul de pompare prevăzut în cadrul obiectului nr. 3. Apa va fi degazată (eliminarea oxigenului dizolvat) prin procedeu termic. Totodată, ansamblul degazor reabilitat va fi prevăzut și cu o treaptă chimică de degazare, în vederea finisării corespunzătoare și asigurării conținutului de oxigen în apă sub limita maximă acceptată; se va utiliza carbohidrazidă sau un echivalent.

Procedeul de degazare se va baza pe utilizarea aburului saturat de cca. 6 bar(g), produs continuu cu ajutorul centralei pe biomasă (obiect nr. 2) și al cazanului de abur pe gaz parte din obiectul nr. 3.

Ansamblul degazor și pompele de adaos vor fi automatizate corespunzător, cu integrare în sistemul de automatizare și conducere al noii centrale. Funcționalitățile vor fi realizate prin intermediul unor tablouri electrice locale de alimentare și control, aferente echipamentelor. Automatizările degazorului vor putea opera independent de restul automatizărilor din centrală, respectiv vor fi incluse toate instrumentele de măsură și contorizare necesare (debit, presiune, temperatură, nivel, conductivitate). Controllerul de automatizare va deține interfață de comunicație pentru conectarea în cadrul sistemului de automatizare și conducere. Datele măsurate și contorizate vor fi preluate în cadrul sistemului de automatizare. Alimentarea echipamentelor degazorului termic se va realiza din cel mai apropiat tablou de distribuție prevăzut în cadrul noii centrale (stația de pompare SP nouă, sau stația de servicii interne nr. 1 existentă).

5.3.6.3 Schema de proces

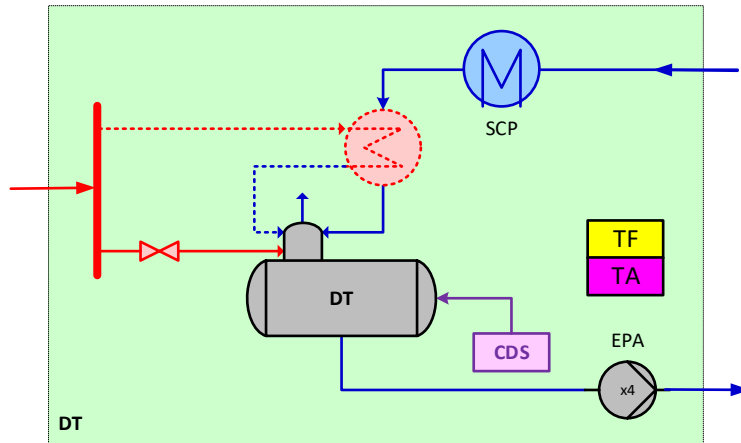


Figura 37. Schema de proces DT

Legendă figură

TF = tablou forta (tablou de alimentare)
 TA = tablou de automatizare / control
 EPA = Grup pompe circulație apă de adaos
 FT - Debitmetru-contor
 DT – Degazor termic
 SCP – Schimbător de căldură
 CDS – Sistem control distribuit

5.3.6.4 Specificații tehnice principale

Degazoare

- Număr degazoare: 1 buc. (existent)
- Tip: termic
- Debit apă degazată: 100 m³/h
- Presiune de lucru: 1,2 bar(a)
- Temperatura apei degazate: 105°C
- Conținutul de oxigen dizolvat: ≤ 0,05 mg/l
- Sistem de control: automatizare proprie cu controller liber programabil PLC, consolă locală HMI și interfață pentru monitorizare și control de la distanță prin intermediul unui sistem distribuit (DCS)
- Conformitate: ISO 9001, PED, EMCD, LVD

Electropompe de adaos:

- Număr electropompe: 4 buc. (existente)
- Tip: centrifugală
- Fluid: apă degazată
- Temperatura de lucru: 103...105°C
- Capacitatea de pompare: 45 m³/h
- Înălțimea de pompare: 20 m H₂O
- Tensiune de alimentare: 400 Vca
- Control: cu convertizoare de frecvență
- Sistem de control: automatizare proprie cu controller liber programabil PLC, consolă locală HMI și interfață

- Conformitate: pentru monitorizare și control de la distanță prin intermediul unui sistem distribuit (DCS) ISO 9001, PED, EMCD, LVD

5.3.7 Obiect 7 – SE : Stație electrică și sistem de control distribuit

5.3.7.1 Necesitate

Noua centrală propusă necesită o stație electrică nouă în perimetrul echipamentelor termoelectrice noi propuse, pentru a putea beneficia de ultimele tehnologii de generare a puterii, alimentare și control disponibile.

5.3.7.2 Descrierea soluției

Sistemul electric

Pentru evacuarea puterii electrice generate la nivelul noii centrale precum și pentru alimentarea cu energie electrică a consumatorilor aferenți obiectelor descrise anterior, s-a prevăzut o stație electrică (SE) pe nivelul de tensiune 10,5 kV, interconectată corespunzător cu o stație electrică existentă pentru conectare la SEN pe nivelul de tensiune de 110kV, prin intermediul unui transformator ridicător nou 10,5/110 kV, de capacitate minim 50 MVA.

Unitățile de cogenerare cu grup motor-generator din cadrul obiectelor nr. 1 și 2 ale noii centrale vor respecta prevederile Ordinului ANRE nr. 72/2017 și 214/2018 privind cerințele tehnice de conectare a grupurilor generatoare sincrone la rețelele electrice de interes public, precum și prevederile Ordinului ANRE nr. 51/2019 privind notificarea racordării unităților generatoare și verificarea conformității acestora cu cerințele tehnice de racordare a grupurilor generatoare sincrone la rețelele electrice de interes public. În acest sens, grupurile motor-generator racordate prin intermediul liniei electrice 110 kV se clasifică în categoria D, indiferent de puterea electrică generată, având în vedere că punctele de racord la rețeaua electrică de interes public sunt situate la nivelul stației electrice 110kV Mureșel.

În vederea realizării racordului la stația de conexiune la SEN existentă în afara incintei CETH, este inclusă modernizarea unui ansamblu de celulă 110kV existentă (echipare complet nouă: întreruptor, separatoare, descărcătoare, transformatoare de măsură, izolatoare, cutii de joncțiune, dulapuri de protecție), respectiv va fi realizată linia electrică de racord aferentă; cablurile vor fi instalate pe un traseu combinat, parțial îngropat, parțial prin canal tehnic existent. Celula de 110kV vizată pentru modernizare va fi integrată cu sistemele electrice de înaltă tensiune, sistemele de automatizare / SCADA și circuitele cc/ca de joasă tensiune existente la nivelul stației electrice 110kV Mureșel.

Stația de 10,5 kV va fi compusă din două secțiuni distincte, interconectate între ele printr-o cuplă. O secțiune de 10,5kV este alocată unui grup de 2 generatoare – 2 GenSet-uri de 10,4 MWe din cadrul obiectului MT – iar cealaltă secțiune de 10,5kV este alocată celui de-al 2-lea grup de 2 generatoare – 1 GenSet de 10,4 MWe din cadrul obiectului MT și 1 GenSet de 1,8 MWe din cadrul centralei pe biomasă. Cele două secțiuni vor fi cuplate la un transformator de putere ridicător de tensiune 10.5/110kV prin cabluri și cutii de conexiune adecvate. Transformatorul ridicător va fi dotat cu dulap de protecție și control și sistem de stingere. Fiecare generator va fi contorizat.

Pentru alimentarea consumatorilor electrici în cadrul centralei sunt utilizate câte două transformatoare auxiliare coborâtoare 10,5/0,4kV, în cazul obiectelor SE+MT respectiv SP, de capacitate adecvată; în acest sens, vor fi utilizate dulapuri locale de distribuție 0,4 kV cu dublă alimentare și AAR.

Pentru asigurarea pornirii centralei în situația unei situații de black-out, este prevăzut un generator de pornire de urgență Diesel, dimensionat corespunzător puterii de pornire necesare, cuplat printr-un tablou electric cu AAR în dulapul general de distribuție al stației electrice.

Pentru asigurarea serviciilor proprii de c.c. aferente stației electrice se va utiliza un sistem dublu redresor 400Vca / 220Vcc și un set de baterii acumulator de capacitate adecvată. Pentru alimentarea sistemului DCS se va include o sursă neîntreruptibilă UPS de capacitate adecvată cu autonomie de minim 30 minute.

În cadrul soluției este prevăzută realizarea unui sistem SCADA de monitorizare și management al parametrilor electrici (protecții, contoare), sistem care va fi interconectat cu sistemul existent la nivelul SE 110kV. Vor fi prevăzute terminale numerice de protecție și interfețe de comunicație adecvate pentru celulele de medie tensiune instalate la nivelul noii stații SE cât și pentru celula nouă de 110kV. Pentru noua linie de evacuare a puterii va fi instalat contor de energie electrică bidirecțional. Toate dispozitivele IED vor fi interconectate prin fibră optică la un cabinet echipat cu sistem SCADA electric dedicat. Acest sistem va fi interconectabil cu sisteme informatice terțe (Transelectrica, DCS proces). Sistemul va include o stație operator.

Lucrările de cablare vor respecta prevederile normativului NTE 007-08-00. Se vor alege trasee de cabluri cu lungime cât mai scurtă, cu respectarea distanțelor de protecție și siguranță, respectiv vor fi prevăzute rezerve de cablu necesare la montaj.

Sistemul de control distribuit

Noua stație electrică SE va fi include întregul sistem de control distribuit și conducere a proceselor tehnologice ale noii centrale (DCS), bazat pe microprocesoare, care să asigure toate funcțiile specifice, de operare, conducere, supervizare, reglare, comandă, automatizări, protecție, diagnoză, mentenanță, alarmare, raportare, configurare, acces securizat.

DCS și sistemele locale de automatizare vor asigura toate regimurile de operare necesare, respectiv vor porni, opera sau opri în siguranță instalațiile tehnologice utilizate pentru producerea energiei termice și electrice. Sistemele de automatizare vor realiza toate operațiile necesare de achiziție date, conversie și procesare de semnale, filtrare, validare, utilizând sisteme controller dedicate echipate cu module de intrări/ieșiri, module de comunicație digitală, ecrane de afișare grafică.

Sistemul de conducere și control distribuit (DCS) va include:

- un număr de 6 stații operator, inclusiv inginerie
- server(e) de proces
- imprimante
- sistem de afișare pe perete
- cabinetele rack necesare
- infrastructura de comunicație Industrial Ethernet prin cabluri de cupru și respectiv de fibră optică
- cabinetul de control al centralei cu controller redundant
- cabinetele de comunicație, achiziție date și control din câmp, la nivelul obiectelor
- licențele și aplicațiile software necesare

DCS se va interconecta cu sistemele de automatizare ale obiectelor (MT, CB, CA, AC, SP, DT, SE) prin intermediul unor rețele și linii de comunicație digitală cu interfețe Industrial Ethernet și Seriale și cu protocoale de comunicație adecvată (Modbus, Profibus, Ethernet/IP, M-Bus, etc). Rețeaua principală DCS va asigura redundanța comunicațiilor prin utilizarea unui cablu cu fibră optică în topologie inel.

Toate contoarele și sistemele de măsură vor fi integrate la nivelul DCS.

Schema electrică de conectare la SEN și integrare a noii centrale cu sistemele existente se prezintă astfel:

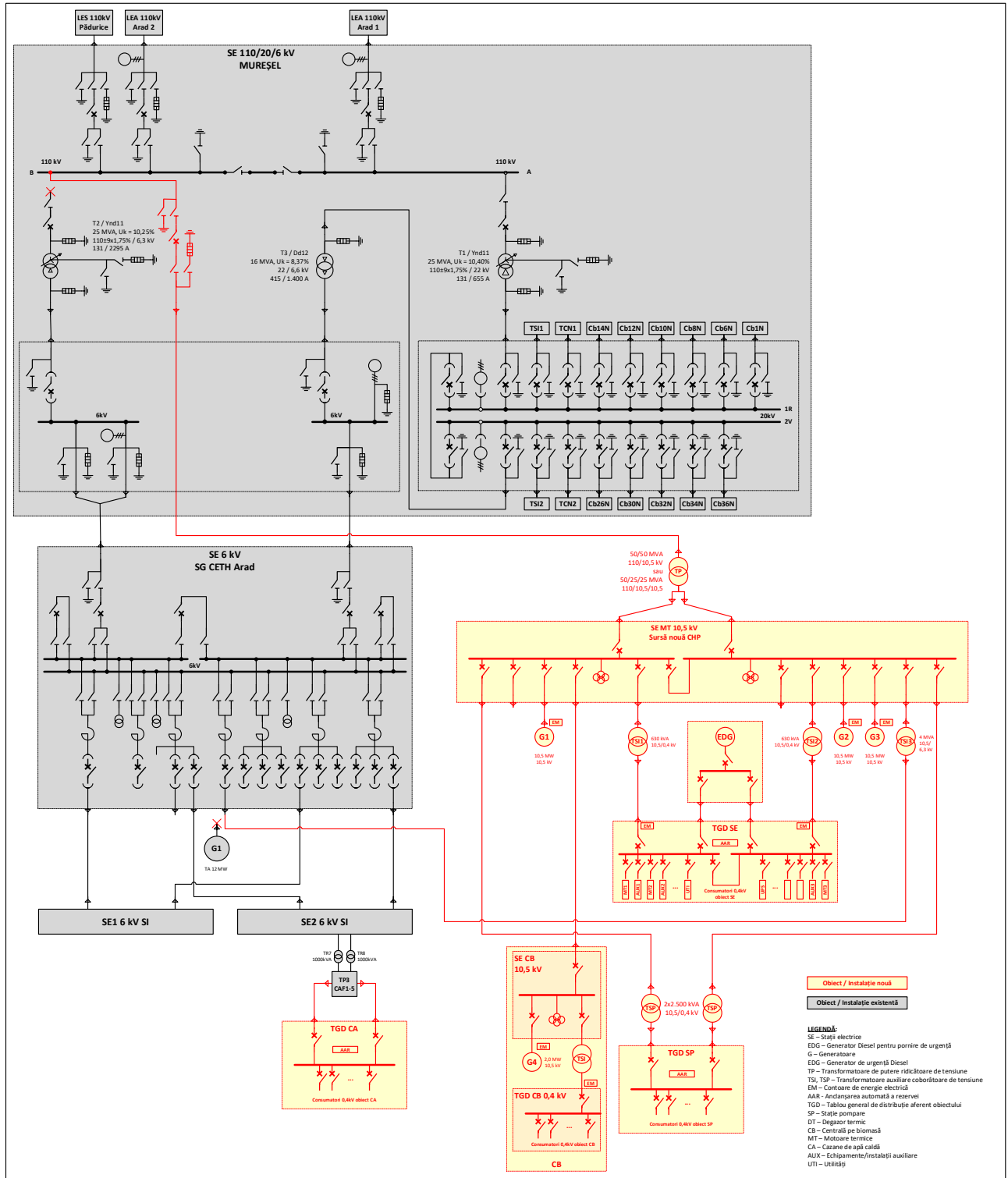


Figura 38. Schema electrică simplificată

5.3.7.3 Specificații tehnice principale

- Nivel de tensiune punct de racord la SEN: 110 kV
- Frecvență de rețea SEN: 50 Hz

- Categorie GGS:	D
- Număr racorduri la SEN:	1
- Putere instalată:	31,2 MVA
- Nivel de tensiune generatoare electrice:	10,5 kV
- Nivel de tensiune alimentare consumatori (1):	0,4 kV
- Nivel de tensiune alimentare consumatori (2):	6,3 kV
- Capacitate de generare putere electrică, minim instalată (la bornele generatoarelor):	
o 3 x 10,4 MWe	
o 1 x 1,8 MWe	
- Capacitate transformator ridicător 10,5/110 kV:	1 x 50 MVA
- Capacitate transformator coborâtor 10,5/6,3 kV:	1 x 3.125 ... 4.000 kVA, pentru SP
- Capacitate transformator coborâtor 10,5/0,4 kV:	2 x 630 ... 800 kVA, pentru SE + MT
- Capacitate transformator coborâtor 10,5/0,4 kV:	2 x 2.500 kVA, pentru SP
- Dispecer central:	DCS/SCADA proces + electric
- Conformitate:	ISO 9001, ANRE, NTE, PE, CE ANRE 72/2017, 214/2018, 51/2019

5.3.7.4 Scopul de furnizare necesar

Obiectul SE va include următoarele echipamente:

La nivelul stației electrice existente SE 110 kV Mureșel (racord)

- 1 set de echipamente celulă înaltă tensiune (întreruptor, separatoare, descărcătoare, trafo măsură, izolatoare, terminale, cutii, contor bidirecțional, dulap protecție, piese schimb)

La nivelul stației electrice noi SE 10,5 kV

- 1 transformator ridicător de putere 10,5/110 kV, OLTC, 50 MVA, echipat cu set aparataj electric specific, dulap de protecție și sistem de stingere
- 2 secțiuni de medie tensiune 10,5 kV cu câte 9 celule complet echipate, inclusiv bare de racord, contoare de energie electrică bidirecționale, pentru preluarea puterii generate, distribuția pentru alimentările 10,5kV, măsurare, evacuare putere
- 2 transformatoare auxiliare uscate 10,5/0,4kV aferente stației electrice (în SE)
- 2 transformatoare auxiliare uscate 10,5/0,4kV aferente stației de pompă (în SP)
- 1 transformator auxiliar uscat 10,5/6,3kV aferent stației existente 6 kV servicii generale
- 1 generator Diesel pentru pornire de urgență, cu tablou AAR și rezervor combustibil
- 1 dulap general de distribuție 0,4kV cu AAR
- 1 set dulapuri locale de alimentare 0,4kV / 230 V pentru echipamente și utilități
- 1 sursă UPS cu baterie
- 1 sistem de alimentare 220Vcc cu redresoare și baterii
- 1 sistem de alimentare 24Vcc cu redresoare și baterii
- 1 sistem de control distribuit și conducere (DCS)
 - o stații PC de operare și inginerie
 - o sistem de afișare pe perete
 - o servere

- cabinete rack
- infrastructură de comunicație Ethernet FTP+FO
- tablou de control principal
- tablouri de comunicație, achiziție date și control instalate în câmp
- licențe și aplicații software
- 1 sistem SCADA pentru monitorizarea parametrilor electrici
 - stație PC de operare
 - cabinet central cu dispozitiv RTU și echipamente de comunicație
 - dulapuri de protecție
 - licențe și aplicații software
- piesele de schimb recomandate pentru perioada de garanție

Următoarele lucrări și servicii au fost considerate pentru realizarea acestui obiect:

- Lucrări de construcții și instalații aferente clădirii stației electrice și transformatoarelor – terasamente, rezistență, arhitectură, instalații, procurări materiale (fundații, platforme, împrejmuiri, clădire industrială, structuri de acces și de susținere, cămine, canale de cabluri, trotuare, instalații de legare la pământ, prize, iluminat interior și exterior, ventilație, încălzire, climatizare aer, evacuare fum, detecție și semnalizare incendiu, control acces, supraveghere video, telecomunicații voce + date, instalații sanitare de apă potabilă și canalizare menajeră, scurgeri pentru ape meteorice)
- Lucrări de montaj echipamente, inclusiv structuri metalice de acces și de susținere necesare pentru operare și mentenanță
- Procurare și montaj conducte și cabluri, inclusiv materiale asociate – cutii, terminale, conectori, canale, jgheaburi, etc.
- Lucrări de realizare a protecțiilor anti-corozive
- Lucrări de realizare a izolațiilor termice necesare
- Servicii de programare, configurare, interfațări și inginerie pentru punerea în funcțiune
- Teste de demonstrare a conformității grupurilor generatoare sincrone
- Verificări, inspecții, încercări, teste, probe și punere în funcțiune
- Teste de performanță

5.3.7.5 Construire și montaj:

Înainte de realizarea propriu-zisă a lucrărilor, este necesară executarea lucrărilor de demolare / dezafectare a structurilor supraterane și subterane existente în amplasamentul prevăzut pentru acest obiectiv, inclusiv stabilizarea terenului și realizarea eventualelor relocări ale instalațiilor și rețelelor de utilităților din amplasament. Aceste operațiuni vor fi detaliate în faza de proiectare PT+DE.

Notă: Următoarele lucrări:

- lucrări de debarasare și valorificare a echipamentelor și materialelor depozitate în aer liber sau în interiorul clădirilor existente ce urmează să fie demolate
 - lucrări de golire, curățire și valorificare sau neutralizare a uleiurilor și produselor petroliere (păcură, benzină, motorină, CLU) încărcate în rezervoare / cisterne, echipamente și instalații tehnologice existente care urmează să fie dezafectate / demolate / demontate
 - lucrări de ecologizare a terenurilor unde s-au desființat rezervoare de produse combustibile
- nu sunt incluse în cheltuielile directe ale bugetului de proiect, ele rămân în sarcina beneficiarului.

Obiectul SE, ce include transformatorul ridicător și amenajările exterioare aferente, va utiliza o amprentă la sol cât mai redusă. Spațiul estimat pentru realizarea acestui obiect este de cca. 30 x 25 m conform planului de amplasare propus. Amplasarea propusă și spațiul indicat sunt obligatorii. Va fi prevăzut drum de acces între obiectele învecinate, cu o lățime adecvată. Transformatorul ridicător va fi instalat în exterior în proximitatea clădirii SE, cu împrejmuire și cuvă pentru reținere scurgeri ulei.

Clădirea SE va fi compartimentată după necesități, pe orizontală și verticală. Echipamentele aferente nivelului de tensiune 10,5 kV vor fi instalate într-o cameră dedicată. Transformatoarele auxiliare vor fi instalate în camere distincte în cadrul clădirii. Echipamentele aferente nivelului de tensiune 0,4 kV vor fi instalate într-o cameră dedicată.

Clădirea SE va fi prevăzută cu o cameră tehnică pentru instalarea cabinetelor DCS la nivel central și a infrastructurii de comunicație necesare, respectiv cu o cameră centrală de control (dispecer) din cadrul căruia se va realiza supervizarea, controlul și conducerea proceselor noii centrale. De asemenea, pentru operare și administrare tehnică vor fi prevăzute birouri, magazie, vestiar, grup sanitar. Vor fi amenajate culoare, holuri și spații de acces care să asigure un acces corespunzător pentru toate elementele obiectului SE.

Pentru pozarea cablurilor se vor include în cadrul lucrărilor de infrastructură canalele corespunzătoare, care vor face legătura cu obiectele centralei.

Infrastructura și suprastructura clădirii SE (rezistență și arhitectură) va fi proiectată în faza PT+DE, în conformitate cu normele, standardele și reglementările tehnice și legislative aplicabile. Clădirea va fi realizată în conformitate cu următoarele specificații:

- | | |
|-------------------------------------|------------|
| - Tip: | industrial |
| - Categorie de importanță: | C |
| - Categoria de pericol de incendiu: | D |
| - Gradul de rezistență la foc: | II |

Condițiile de montaj ale echipamentelor asociate obiectului vor respecta manualele de instalare ale producătorilor de echipament, fiind necesar să se prevadă spațiile de mentenanță specifică necesare. Amplasamentul SE și al celorlalte obiecte este indicat în planul de situație atașat. Realizarea construcțiilor și instalațiilor se va proiecta și executa în conformitate cu standardele, normele și reglementările tehnice și legislative aplicabile în vigoare la data realizării proiectării de detaliu / implementării.

5.3.8 Obiect 8 – SG : Servicii generale, demolări, rețele în incintă și racorduri

5.3.8.1 Necesitate:

Pentru realizarea noii centrale, toate obiectele prezentate vor fi interconectate și interfațate corespunzător, în scopul asigurării unei funcționări integrate și eficiente. Toate activitățile de proiectare și execuție vor lua în considerare obiectele și necesitățile acestora de a realiza interconexiunile și racordurile la sistemele externe (utilități, electricitate, gaz natural, apă). Având în vedere că amplasamentul alocat include obiecte de construcții diverse, acestea vor fi desființate sau utilizate corespunzător cu soluțiile tehnice indicate în descrierea generală și în descrierile particulare ale celorlalte obiecte.

5.3.8.2 Schema termomecanică generală

Vă rugăm consultați secțiunea Anexe a studiului de fezabilitate.

Schema de proces va fi detaliată în cadrul ofertei contractorului și finalizată în faza de proiectare PT+DE la implementarea de către contractorul angajat de beneficiar.

5.3.8.3 Descrierea soluției

În secțiunile următoare se prezintă toate serviciile generale și lucrările aferente planului general (construcții, instalații, rețele în incintă, racorduri).

5.3.8.3.1 Obținerea terenului

Se consideră că terenul propus pentru dezvoltarea proiectului este în proprietatea beneficiarului, respectiv orice cost aferent obținerii revine acestuia. Aceste cheltuieli fac obiectul capitolului de buget 1.1 din devizul general.

5.3.8.3.2 Amenajarea terenului alocat proiectului

Aceste cheltuieli fac obiectul capitolului de buget 1.2 din devizul general.

5.3.8.3.2.1 Dezafectări, demontări și demolări

În amplasamentul alocat pentru noua centrală s-au constatat o serie de clădiri, instalații și facilități tehnologice, unele utilizate altele neutilizate în prezent. Obiectele neutilizabile din amplasamentul de proiect vor trebui obligatoriu dezafectate prin operațiuni de demontare, demolare, etc. Respectivul construcții și instalații pot fi identificate în planul de situație inclus în secțiunea Anexe.

Totodată, în amplasament sunt depozitate diverse echipamente și materiale vechi. Acestea vor necesita îndepărtarea lor din amplasament, de către beneficiar, înainte de începerea efectivă a lucrărilor.

Având în vedere solicitarea beneficiarului de a include lucrările necesare pentru aducerea terenului de proiect la stadiul de construire, în urma evaluării condițiilor s-au identificat următoarele operațiuni necesare în vederea pregătirii terenului pentru construirea centralei:

d) în zona 1 de proiect (terenul S1):

- Demolare magazie de substanțe chimice
- Demolare platforme de beton, după cum este cazul
- Demolare cale ferată industrială, dacă este cazul
- Defrișare spații verzi în zonă (arbuști, măcăciș, etc.), unde este cazul
- Demolare drumuri betonate / asfaltate, dacă este cazul
- Demolare drumuri asfaltate, dacă este necesar
- Demolare alei/trotuare din jurul clădirilor
- Demolare cămine de canalizare, drenaje, dacă este cazul
- Demontare suporturi din beton/metal, stâlpi, dacă este cazul
- Demontare echipamente și instalații tehnologice din stația de pompare păcură
- Demolare clădire stație de pompare păcură
- Demolare platforme stație de pompare păcură
- Demolare decantor stație de pompare păcură
- Demolare rezervoare de păcură nr. 1-4
- Demontare conducte de păcură
- Demolare turn de răcire, fundații și canale aferente
- Demolare rezervor de HCl și anexe
- Demontări de conducte, unde este cazul
- Relocări de conducte, unde este cazul

e) în zona 2 de proiect (terenul S2):

- Demontare echipamente electrice aferente TP8-TR11-TR12
- Demolare construcție TP8
- Demontare rezervor existent lângă TP8
- Demolare construcție CAF6

- Demolare garaj auto nr. 2
- Demolare rezervoare existente lângă garaj auto
- Demolare cămine de canalizare, drenaje, dacă este cazul
- Refacere trasee de conducte existente în proximitate, dacă este cazul

f) în zona 3 de proiect (alte suprafețe din incinta CETH):

- Nu sunt prevăzute lucrări de dezafectare și demolare la clădirile și instalațiile existente CETH
- Demontări izolații termice, aparataje și conducte aferente degazorului termic existent, în scopul modernizării / reabilitării
- Curățire, verificare și reparații degazor existent

Toate instalațiile întâlnite în zona de teren alocată dezvoltării proiectului vor fi înlăturate în măsura în care este posibil (costuri incluse în bugetul de proiect), sau vor fi deviate dacă există condiționalități de păstrare în funcțiune a acestora; în cazul din urmă, cheltuielile pentru acest tip de lucrări vor fi decontate din bugetul de cheltuieli diverse și neprevăzute (cap. 5.3 DG).

Dacă este cazul, anumite părți de construcție pot face obiectul unor evaluări / expertize în vederea înglobării fundațiilor existente (părți din acestea) în structura de rezistență nou proiectată. Se vor realiza umpluturi până la cota de fundare, umpluturi ce se vor realiza din balast stabilizat cu ciment, unde e cazul.

5.3.8.3.2.2 Construcția de drumuri și căi de circulație în incinta noii centrale

Toate drumurile în incinta noii centrale de pe terenul S1 sunt prevăzute, astfel încât obiectele să poată fi accesibile pentru autovehiculele diverse. Drumurile existente din incintă se vor reabilita și integra cu sistemul de drumuri noi. Vor fi realizate două racorduri de drum pentru acces în exterior, unul aferent porții nr. 2 din zona obiectului nr. 3, celălalt aferent porții nr. 3 din zona obiectului nr. 2. Drumurile vor fi proiectate în acord cu greutatea care vor necesita vehicularea spre exterior sau în interiorul amplasamentului. În incinta amenajată pentru noua centrală va fi disponibilă o zonă pentru parcare autovehiculelor, integrată în sistemul de drumuri nou amenajate.

Toate clădirile includ trotuare, cu excepția intrărilor/ieșirilor, racordate direct la drumurile din incintă.

Odată cu realizarea drumurilor se va realiza și sistematizarea pe verticală, inclusiv drenaje pluviale, stâlpii de iluminat.

Drumurile în incinta CETH inclusiv cele care permit accesul la terenul S2 pe care se realizează stația de pompare SP, vor fi păstrate cele existente (nu sunt incluse în proiect pentru reabilitare).

5.3.8.3.2.3 Limitele bugetului de proiect

Următoarele lucrări nu au putut fi cuantificate în cadrul proiectului de investiție la momentul elaborării acestei documentații, sau nu au fost incluse:

- lucrări de golire, curățire și valorificare sau neutralizare a produselor petroliere, uleiurilor și lubrifianților încărcăți în rezervoare, cisterne, echipamente și instalații tehnologice
- lucrări de ecologizare a terenurilor
- lucrări de debarasare și valorificare a echipamentelor și materialelor depozitate în aer liber sau în interiorul clădirilor existente
- lucrări de relocare a instalațiilor subterane existente, în măsura în care există motive obiective pentru păstrarea funcționalității acestora
- lucrări de reparare și/sau înlocuire a împrejmuirii existente în zona de proiect
- lucrări de reparare și/sau înlocuire și/sau înființare porți de acces în amplasament, inclusiv cabine de pază/control/securitate
- lucrări de extindere și/sau reabilitare a drumurilor exterioare și interioare ale incintei CETH
- orice alte lucrări de reabilitare de drumuri în afara zonei de proiect stabilite pentru dezvoltarea proiectului

- golirea și valorificarea sau neutralizarea produselor combustibile (păcură, ulei) încărcate în rezervoare și instalații
- demolarea rezervoarelor de păcură
- ecologizarea solului în zona rezervoarelor de păcură
- valorificarea materialelor și echipamentelor demontate / dezafectate, inclusiv transportul acestora în afara zonei de proiect

Toate aceste lucrări descrise mai sus NU sunt incluse în cheltuielile directe ale bugetului de proiect, ele rămân în responsabilitatea beneficiarului.

Se recomandă evaluarea proprie realizată de beneficiar până la momentul preconizat pentru începerea efectivă a contractului de lucrări pentru implementare, respectiv realizarea acestor lucrări până la momentul predării amplasamentului către contractorul angajat. Pentru dezafectarea acestor obiecte este necesară realizarea de studii de specialitate și proiecte tehnice.

Dacă aceste lucrări apar ca fiind necesare în baza situației existente neschimbate la momentul începerii activităților de proiect pentru implementare, atunci acestea pot fi realizate prin terți angajați de către beneficiar sau prin intermediul contractorului angajat. Contravaloarea cheltuielilor ar putea acoperită parțial sau total din bugetul de cheltuieli diverse și neprevăzute.

5.3.8.3.3 Amenajări pentru protecția mediului și aducerea terenului la starea inițială

La finalul execuției lucrărilor proiectului au fost prevăzute lucrări de curățire și remediere a terenului rămas liber, inclusiv lucrări de aducere la starea inițială. De asemenea, s-au prevăzut lucrări de amenajare de spații verzi. Aceste lucrări fac obiectul capitolului de buget 1.3 din devizul general.

5.3.8.3.4 Relocarea utilităților

În cadrul cap. 1.4 din devizul general nu au fost prevăzute lucrări pentru relocarea de utilități.

5.3.8.3.5 Realizarea rețelelor exterioare și racordurilor de utilități necesare investiției

Noua centrală va fi racordată la următoarele utilități necesare operării, existente în interiorul incintei CETH, în cele mai apropiate puncte față de amplasamentul stabilit pentru obiectele proiectului:

- la instalația interioară de alimentare cu apă pentru stingere incendiu
- la instalația interioară de alimentare cu apă potabilă pentru uz menajer
- la instalația interioară de evacuare a apelor uzate tehnologice
- la rețeaua de evacuare a apelor meteorice
- la instalația interioară de alimentare cu apă tratată
- la instalația interioară de utilizare a gazului natural
- la stația electrică de conexiune SE 110kV Mureșel
- la stația electrică de servicii generale SE 6 kV CETH

Toate obiectele proiectului vor fi conectate la punctele de racord (de interfață), după cum este cazul, prin intermediul rețelelor exterioare, incluse în cadrul bugetului de proiect.

Aceste lucrări fac obiectul capitolului de buget 4.1 și 4.2 din devizul general.

5.3.8.3.5.1 Racordul pentru alimentarea cu gaz natural

Referitor la racordurile necesare de alimentare cu gaz natural, soluția propusă se bazează pe utilizarea instalației de utilizare existentă în incinta CETH, având în vedere următoarele:

- caracteristicile tehnice ale instalației de utilizare gaze naturale
- accesul facil la instalația existentă
- condițiile tehnice stabilite de SNTGN TRANSGAZ în vederea racordării directe la rețeaua de transport gaze naturale
- cerințele beneficiarului privind cheltuielile de realizare a racordului și tarifele de achiziție a gazului natural, precum și cele legate de viteza de implementare a proiectului
- costurile mai mici pentru realizarea racordului de alimentare în rețeaua de distribuție

- tariful de achiziție potențial negociat cu furnizorul care distribuie gazul natural

Instalația de utilizare existentă în incinta CETH permite racordarea noii centrale la o presiune de lucru stabilă de 2 bar(g), conform datelor confirmate de beneficiar. Actuala instalație de utilizare se prezintă astfel:

Necesarul de gaze naturale estimat pentru alimentarea noilor surse prevăzute este de până la cca. 17.600 Nm³/h (18.000 Nm³/h, cu o rezervă pentru alocare), astfel:

- pentru alimentarea motoarelor termice este necesar un debit de până la 6.600 Nm³/h la o presiune de utilizare stabilă de 9...10 bar(g)
- pentru alimentarea cazanelor de apă caldă este necesar un debit de până la 10.600 Nm³/h la o presiune de utilizare stabilă de 1...2 bar(g).
- pentru alimentarea cazanului de abur saturat este necesar un debit de până la 400 Nm³/h la presiune de utilizare stabilă de 1...2 bar(g).

În vederea alimentării motoarelor termice din cadrul obiectului nr. 1 (MT), va fi necesară realizarea unei stații de comprimare a gazului natural (CGN) care să livreze la ieșire o presiune stabilă de 9...10 bar(g), racordată la conducta existentă din proximitatea amplasamentului MT.

În vederea alimentării cazanelor de apă caldă și cazanelor de abur saturat din cadrul obiectului nr. 3 (CA), va fi necesară realizarea unui punct de filtrare și reducere a presiunii gazului natural la cca. 1 bar(g), racordat la conducta existentă din proximitatea amplasamentului MT.

În vederea alimentării instalației de aprindere din cadrul centralei pe biomasă, va fi necesară realizarea unui punct de filtrare și reducere a presiunii gazului natural la cca. 0,2...0,5 bar(g), racordat la conducta existentă din proximitatea amplasamentului MT.

Referitor la realizarea racordării în rețeaua de transport, soluția tehnică agreată de Transgaz constă în realizarea unei conducte de transport gaze naturale între stația de gaz Arad III Transgaz și amplasamentul unei noi stații SRMP locale în apropierea amplasamentului propus din care să se realizeze alimentarea noii centrale. Traseul respectiv ar trebui să aibă o lungime de cca. 5,5-6,0 km, fără însă să fie identificat un traseu potențial aplicabil. Pentru această lucrare nu este realizat un studiu de fezabilitate. În urma analizei beneficiarului și a proiectantului acestui studiu de fezabilitate, s-a stabilit ca soluție de bază racordarea la instalația de utilizare existentă, soluție mai facilă pentru proiectarea și execuția lucrărilor, respectiv care permite realizarea mai rapidă a obiectivului de investiție cu un cost semnificativ mai mic, luându-se în considerare de către beneficiar posibilitatea obținerii unui tarif special de proximitate.

5.3.8.3.6 Construcții și instalații aferente

În realizarea rețelelor și racordurilor sunt incluse lucrările de terasamente și de rezistență necesare pentru fundațiile și stâlpii de susținere a estacadei de conducte necesară în zona de proiect, cât și pentru realizarea racordurilor, pentru realizarea căminelor de apă uzată sau de legătură, respectiv pentru realizarea canalelor de cabluri în zona de proiect.

De asemenea în amplasamentul alocat proiectului vor fi realizate instalațiile electrice pentru iluminat exterior cu stâlpi și corpuri de iluminat, instalații electrice pentru încălzirea conductelor acolo unde este imperios necesar, precum și instalații de telecomunicații de voce și date între obiecte, cu posibilitatea extinderii comunicației în corpul administrativ CETH.

Toate echipamentele și materialele necesare pentru realizarea construcțiilor și instalațiilor în limitele descrise sunt incluse în cadrul bugetului. Detalii pot fi consultate în cadrul descrierii obiectelor.

Acestea fac obiectul capitolului de buget 4.1 din devizul general.

5.3.8.3.7 Montaj instalații tehnologice și funcționale

În cadrul rețelelor de fluide și de utilități necesare proiectului, sunt incluse procurările de materiale și montajele aferente realizării următoarelor:

- estacadă de conducte bazată pe confecție metalică

- conducte de agent termic tur + retur
- conducte de abur saturat și de condens
- conducte de apă de adaos aferente circuitelor închise ale noii centrale
- conducte de apă dedurizată
- conducte de apă demineralizată
- izolații termice aferente conductelor

Acestea fac obiectul capitolului de buget 4.2 din devizul general.

5.3.8.3.8 Procurări de utilaje, echipamente tehnologice și funcționale

Pentru realizarea rețelelor și racordurilor, sunt prevăzute vane și robinete de izolare, echipamente și dotări PSI, după cum va fi necesară includerea acestora. Aceste procurări fac obiectul capitolului de buget 4.3 din devizul general.

5.3.8.3.9 Organizare de șantier

Toate cheltuielile cu organizarea de șantier (OS) necesară pe durata implementării (maxim 3 ani) sunt incluse în cadrul bugetului de proiect, capitolul 5.1 din devizul general.

În buget sunt incluse atât lucrările de construcții și instalații pentru realizarea OS înainte de începerea efectivă a lucrărilor în amplasament (instalare containere, amenajare și dotare cu facilități PSI, sistem supraveghere video, sistem informatic local, tablou organizare șantier și racord electric, racord de alimentare cu apă, dezafectare șantier după recepție), cât și cheltuielile conexe cu utilitățile (apă, electricitate), cazare personal, consumabilele, închirierile de dotări, serviciile de pază și curățenie, traduceri de documente, ș.a.

În măsura în care va fi agreat, OS a contractorului angajat se va putea desfășura în spațiile interioare existente disponibile în clădirea administrativă CETH, prin încheierea unor contracte / protocoale de colaborare între părți.

Componentele OS sunt construcții provizorii tip baracă / container pentru birouri, ateliere, vestiare, spații de depozitare, platforme de pre-asamblare, etc., dotate adecvat funcției pe care o îndeplinesc, și vor funcționa numai pe perioada de execuție a lucrărilor aferente investiției, urmând a fi dezafectate la terminarea lucrărilor, contractorul angajat urmând a elibera suprafețele de teren folosite pentru OS și a le curăți și aduce la stadiul inițial, redându-le funcționalitatea anterioară.

5.3.8.3.10 Pregătirea personalului de exploatare

Toate serviciile de instruire a personalului beneficiarului / operatorului în vederea realizării activităților și operațiunilor de exploatare – operare și mentenanță – sunt incluse în cadrul bugetului de proiect, în capitolul 6.1 din devizul general.

5.3.8.3.11 Teste și probe tehnologice

Toate serviciile și lucrările aferente testelor, inspecțiilor, verificărilor și probelor tehnologice necesare pentru realizarea obiectivului de investiție în ansamblu și per obiecte sunt incluse în cadrul bugetului de proiect, în capitolul 6.2 din devizul general.

5.3.8.3.12 Proiectare

Toate serviciile de proiectare tehnică sunt incluse în bugetul proiectului și vor fi asigurate (realizate) în etapa de proiectare PT+DE a contractului de implementare, respectiv:

- Realizarea studiilor de teren: topografic, geotehnic, hidrologic (cap. 3.1.1 DG)
- Realizarea expertizelor tehnice aferente construcțiilor existente care se utilizează (cap. 3.3 DG)
- Elaborarea documentațiilor tehnice necesare în vederea obținerii avizelor, acordurilor și autorizațiilor (cap. 3.5.4 DG)
- Elaborarea proiectului tehnic și a detaliilor de execuție (cap. 3.5.5 DG)
- Verificarea tehnică de calitate a proiectului (cap. 3.5.6 DG)

- Asistență tehnică din partea proiectantului pe durata execuției lucrărilor și pentru participarea la fazele incluse în programul de control al lucrărilor de execuție avizat de ISC (cap. 3.8.1 DG)
- Elaborarea și formarea manualelor de operare și mentenanță (cap. 6.1 DG)

5.3.8.3.13 Management de proiect

Serviciile de management de proiect care revin constructorului angajat pentru implementarea proiectului de investiție la cheie, prin intermediul unui contract de lucrări cu proiectare și execuție, sunt incluse în cadrul tuturor articolelor de buget care vor fi executate de contractor.

Serviciile de management de proiect care revin beneficiarului investiției sunt stabilite în cadrul capitolelor 3.7 din devizul general (consultanță – management de proiect pentru obiectivul de investiție, asigurat de investitor / achizitor), 3.8.2 din devizul general (asistență tehnică – dirigenție de șantier, asigurată de investitor / achizitor).

Se recomandă re-evaluarea capitolelor 3.7 și 3.8.2 de către beneficiar, în care vor trebui incluse cheltuielile cu echipa de proiect stabilită din partea beneficiarului investiției, dotările și consumabilele necesare pentru derularea activităților echipei sale de proiect pe durata implementării, contractele de colaborare cu specialiști și experți tehnici, dacă este cazul.

5.4 Principalii indicatori tehnico-economici aferenți obiectivului de investiții:

- a.) indicatori maximali, respectiv valoarea totală a obiectului de investiții, exprimată în lei, cu TVA și, respectiv, fără TVA, din care construcții-montaj (C+M), în conformitate cu

	Valoare (fără T.V.A.)	T.V.A. 19%	Valoare (cu T.V.A.)
	lei	lei	lei
TOTAL GENERAL	520.037.795,62	98.622.944,50	618.660.740,11
Din care C + M	164.146.425,30	31187820,81	195.334.246,11

- b.) devizul general;
a se vedea cap.8.12

Tabel 34. Indicatori maximali

- c.) indicatori minimali, respectiv indicatori de performanță - elemente fizice/capacități fizice care să indice atingerea țintei obiectivului de investiții - și, după caz, calitativi, în conformitate cu standardele, normativele și reglementările tehnice în vigoare;

Nr.crt	S2 Energie termica	Sursa	1	2	3	4
			Cogenerare	Cazane CAF 4*25 MW+CA 4,5MWt	UCog. Biomasa (inclus la cogenerare col.1)	Total 1+2+3
1	Productie maxima	MW	32,20	104,50	0,00	136,70
2	Productie anuala dupa curba de sarcina	MWh/an	194.052,33	124.626,43	0,00	318.678,76
3	Productie anuala necesara	MWh/an	318.678,76	124.626,43	0,00	318.678,76
4	Productie anuala necesara	%	60,89	39,11	0,00	100,00
5	Ore max.de func. La sarcina nominala Anual	h/an	8.400,00	8.400,00	0,00	8.400,00
6	Ore de func. Anual	h/an	5.115	1.550	0,00	

Nr.crt	S2 Energie electrica	Sursa	1	2	3	4
			Cogenerare	Cazane CAF 4*25 MW+CA 4,5MWt	UCog. Biomasa (inclus la cogenerare col.1)	Total 1+2+3
1	Productie maxima	MW	33,00	0,00	1,80	34,80
2	Productie anuala dupa curba de sarcina	MWh/an	176.028,82	0,00	0,00	176.028,82
3	Productie anuala maxima	MWh/an	277.200,00	0,00	0,00	0,00
4	Productie anuala necesara	%	63,50	0,00	0,00	0,00
5	Ore max.de func. La sarcina nominala Anual	h/an	8.400,00	0,00	0,00	0,00
6	Ore de func. Anual	h/an	5.334,21	0,00	0,00	0,00

Tabel 35. Indicatorsi minimali

d.) indicatori financiari, socioeconomi, de impact, de rezultat/operare, stabiliți în funcție de specificul și ținta fiecărui obiectiv de investiții;

1	2	3	Scenarii		6	7
			4	5		
	UM	S1	S2 Propus	SR	S1 -SR	S2-SR
Energie termica din care	MWh/an	318.679	318.679	318.679	0	0
cogenerare din care						
cu gaz natural	MWh/an	147.852	147.852	0		
	%	46,40		0,00		
cu biomasa	MWh/an	46200	46.200	0	46200	46200
	%	0		0		
total	MWh/an	194.052	194052	0		
	%	60,89	60,89	0,00		
Productie fara cogenerare						
cu gaz natural	MWh/an	124.626	124.626	328.239		
	%	39,11	39,1	100,00		
cu biomasa	MWh/an	0	0	0		
	%	0	0	0		
coeficient eficienta energetica	%	60,89	60,89	0,00		
Energie electrica din care	MWh/an	152.912	198.665	0	152.912	198665
cogenerare cu gaz natural	MWh/an	137.648	183.545	0	137.648	183545
cogenerare cu biomasa	MWh/an	15.264	15.120	0	15264	15120
conum propriu	MWh/an	4.672	4.084	0	4672	4084
livrata "la gard"	MWh/an	148.240	195.498	0	148239,81	195498
En.El.schema de sprijin	MWh/an	148.240	195.498	0	148.240	195498

Tabel 36. Indicatorsi energetici comparativi

	UM/ AN	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030			
Emisii CO2													
S2	tCO2	0	0	0	98362	95430	95313	95197	95197	95197			
SR+prod.separata energie	tCO2	0	0	0	153158	148942	148773	148607	148607	148607			
Reduceri	tCO2	0	0	0	54796	53512	53460	53409	53409	53409			
Emisii NOx													
S2	kgNOx	0	0	0	83831	81612	81524	81436	81436	81436			
SR+prod.separata energie	kgNOx	0	0	0	85376	83685	83617	83550	83550	83550			
Reduceri	kgNOx	0	0	0	1545	2073	2094	2115	2115	2115			
Energie primara Consum													
S2	tep	0	0	0	48271	46993	46942	46891	46891	46891			
SR+prod.separata energie	tep	0	0	0	63425	61631	61559	61488	61488	61488			
Reduceri	tep	0	0	0	15155	14638	14617	14596	14596	14596			
Emisii GES													
S2	t ech CO2	0	0	0	123176	119588	119444	119302	119302	119302			
SR+prod.separata energie	t ech CO2	0	0	0	178514	173797	173608	173421	173421	173421			
Reduceri	t ech CO2	0	0	0	42870	41743	41698	41653	41653	41653			
	UM/ AN	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	Total
Emisii CO2													20 ani
S2	tCO2	95197	95197	95197	95197	95197	95197	95197	95197	95197	95197	95197	1832394.84
SR+prod.separata energie	tCO2	148607	148607	148607	148607	148607	148607	148607	148607	148607	148607	148607	2531364
Reduceri	tCO2	53409	53409	53409	53409	53409	53409	53409	53409	53409	53409	53409	4363759
Emisii NOx													
S2	kgNOx	81436	81436	81436	81436	81436	81436	81436	81436	81436	81436	81436	1387068
SR+prod.separata energie	kgNOx	83550	83550	83550	83550	83550	83550	83550	83550	83550	83550	83550	1422385
Reduceri	kgNOx	2115	2115	2115	2115	2115	2115	2115	2115	2115	2115	2115	2809453
Energie primara Consum													
S2	tep	46891	46891	46891	46891	46891	46891	46891	46891	46891	46891	46891	798685
SR+prod.separata energie	tep	61488	61488	61488	61488	61488	61488	61488	61488	61488	61488	61488	1047444
Reduceri	tep	14596	14596	14596	14596	14596	14596	14596	14596	14596	14596	14596	1846129
Emisii GES													
S2	t ech CO2	119302	119302	119302	119302	119302	119302	119302	119302	119302	119302	119302	2244354
SR+prod.separata energie	t ech CO2	173421	173421	173421	173421	173421	173421	173421	173421	173421	173421	173421	2953813
Reduceri	t ech CO2	41653	41653	41653	41653	41653	41653	41653	41653	41653	41653	41653	5198167

Tabel 37. Indicatorsi emisii

Indicatorul	UM	Situatia actuala	Dupa implementare
Eficienta unitatii de cogenerare	%	0	88,45
productie separata	%	53	53
Pondere energii regenerabile	%	0	11,85

Tabel 38. Indicators de eficiență

		S2	SR	S1	S2 versus S1	S2 versus SR
Randament Cogenerare	%	88,45	x	88,00	0	x
Randament CAF	%	95,70	85,00	94,50	1,20	10,70
Randament Sursa	%	90,16	85,00	90,01	0,15	5,16
Energia primara	MWh/an	548.355,78	374.916,19	523.477,50	24.878,28	x
En.primara prod. Separat	MWh/an	712.609,42	366.297,43	655.822,13	56787,30	x
Ec.en.primara	MWh/an	164.253,65	-8.618,76	132.344,63	31909,02	172.872,41
	t.e.p.	14.458,95	-758,69	11.379,59	3079,36	15.217,64
	%	23,05	-2,35	20,18	2,87	x

Tabel 39. Indicators de eficiență/ energetic - comparativ

Indicatori financiari

Indicatori financiari	Inainte de asistenta comunitara		Dupa asistenta comunitara	
1. Rată de rentabilitate financiară	20,58%	RIRF/C	104,07%	RIRF/K
2. Valoare actualizată netă (lei)	966.480.804,48	VAN/C	1.315.955.749,23	VAN/K
3. Valoare actualizată netă (euro)	195.248.647,37	VAN/C	265.849.646,31	VAN/K
4. Raportul Cost/Beneficiu	0,72	C/B	0,69	C/B

Tabel 40. Indicatori financiari

Indicatori economici

Indicatori economici	Inainte de asistenta comunitara		Dupa asistenta comunitara	
1. Rată de rentabilitate economica	1577,77%	RIRE/C	88,70%	RIRE/K
2. Valoare actualizată netă (lei)	1.761.794.659,27	VANE/C	1.762.077.269,27	VANE/K
3. Valoare actualizată netă (euro)	355.918.112,98	VANE/C	355.975.205,91	VANE/K
4. Raportul Cost/Beneficiu	0,59	C/B	0,66	C/B

Tabel 41. Indicatori economici

E.1.2 Principalele elemente si parametri utilizati in analiza financiara

Principalele elemente si parametri		Valoare neactualizata	Valoare actualizata (NPV)
1	Perioada de referinta (ani)	20	
2	Rata de actualizare financiara (%)	4,0%	
3	Costurile de investitie totale, fara neprevazute (lei) neactualizate	495.358.751,15	
4	Costurile de investitie totale, fara neprevazute (lei) actualizate		515.173.101,19
5	Valoarea reziduala (lei) neactualizata	0,00	
6	Valoarea reziduala (lei) actualizata		0,00
7	Venituri (lei) actualizate		5.556.869.325,01
8	Costuri operationale (lei) actualizate		4.015.277.304,41
9	Venituri nete (lei) actualizate = (7) - (8) + (6) daca (7)>(8)		1.541.592.020,60
10	Costuri de investitie minus venituri nete [Art 55 (2)] (lei, actualizate) = (4) - (9)		-1.026.418.919,41

Tabel 42. Principalele parametrii utilizati în analiza financiară

E.1.3 Principalele rezultate ale analizei financiare

Principalele elemente si parametri	Fara asistenta comunitara		Cu asistenta comunitara	
	FRR/C	(IRRF/C)	FRR/K	(IRRF/K)
1 Rata de rentabilitate financiara IRR (%)	20,58%	(IRRF/C)	104,07%	(IRRF/K)
2 Valoarea actualizata neta (lei)	966.480.804,48	(VANF/C) lei	1.315.955.749,23	(VANF/K) lei
3 Valoarea actualizata neta (euro)	195.248.647,37	(VANF/C) euro	265.849.646,31	(VANF/K) euro

Tabel 43. Rezultatele analizei financiar

STUDIU DE FEZABILITATE
Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență
Implementare proiect la sursă CETH Arad

Analiza sustenabilitatii financiare																					
Costuri/ An	UM	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
Costuri variabile	mii lei	0,00	0,00	0,00	271.820,45	268.309,32	273.387,21	278.558,59	284.032,07	289.615,88	295.310,30	301.115,63	307.042,81	313.081,51	319.248,00	325.531,98	331.944,40	338.485,60	345.161,25	351.966,36	358.906,62
mat. prime	mii lei	0,00	0,00	0,00	232.725,97	228.531,06	232.911,51	237.371,48	242.119,33	246.963,00	251.902,47	256.937,75	262.079,49	267.317,03	272.666,35	278.116,81	283.679,04	289.353,04	295.144,15	301.047,03	307.067,01
CO2	mii lei	0,00	0,00	0,00	34.188,88	34.872,65	35.570,11	36.281,51	37.007,14	37.747,28	38.502,23	39.272,27	40.057,72	40.858,87	41.676,05	42.509,57	43.359,76	44.226,96	45.111,50	46.013,73	46.934,00
En.cl+ En.Term.	mii lei	0,00	0,00	0,00	4.905,60	4.905,60	4.905,60	4.905,60	4.905,60	4.905,60	4.905,60	4.905,60	4.905,60	4.905,60	4.905,60	4.905,60	4.905,60	4.905,60	4.905,60	4.905,60	4.905,60
Costuri fixe	mii lei	0,00	0,00	0,00	37.725,63	39.062,68	40.455,55	41.906,72	43.418,80	44.994,51	46.636,68	48.348,32	50.132,52	51.992,57	53.931,86	55.953,98	58.062,66	60.261,82	62.555,55	64.948,14	67.444,08
Cheltuieli de op. Ment.	mii lei	0,00	0,00	0,00	37.725,63	39.062,68	40.455,55	41.906,72	43.418,80	44.994,51	46.636,68	48.348,32	50.132,52	51.992,57	53.931,86	55.953,98	58.062,66	60.261,82	62.555,55	64.948,14	67.444,08
Salarii	mii lei	0,00	0,00	0,00	20.886,39	21.888,94	22.939,61	24.040,71	25.194,66	26.404,01	27.671,40	28.999,63	30.391,61	31.850,40	33.379,22	34.981,43	36.660,54	38.420,24	40.264,41	42.197,10	44.222,57
servicii cu terți	mii lei	0,00	0,00	0,00	14.543,78	14.878,28	15.220,48	15.570,56	15.928,68	16.295,04	16.669,82	17.053,23	17.445,45	17.846,70	18.257,17	18.677,09	19.106,66	19.546,11	19.995,68	20.455,58	20.926,05
Diverse	mii lei	0,00	0,00	0,00	2.295,46	2.295,46	2.295,46	2.295,46	2.295,46	2.295,46	2.295,46	2.295,46	2.295,46	2.295,46	2.295,46	2.295,46	2.295,46	2.295,46	2.295,46	2.295,46	2.295,46
Dobanzi	mii lei	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Costuri de investitie	mii lei	26.001,89	249.618,14	244.417,76	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TOTAL IESIRI DE NUMERAR	mii lei	26.001,89	249.618,14	244.417,76	309.546,08	307.372,00	313.842,77	320.465,31	327.450,88	334.610,39	341.946,98	349.463,94	357.175,33	365.074,07	373.179,86	381.485,95	390.007,06	398.747,42	407.716,80	416.914,50	426.350,70
Venituri din operare	mii lei	0,00	0,00	0,00	453.197,16	400.358,39	423.953,15	442.327,20	452.417,48	462.738,00	473.294,02	484.090,91	495.134,18	506.429,45	517.982,46	529.799,11	541.885,41	554.247,51	566.891,71	579.824,46	593.052,32
Energie electrica	mii lei	0,00	0,00	0,00	83.417,38	80.114,21	81.666,67	83.250,80	85.082,32	86.954,13	88.867,12	90.822,20	92.820,29	94.862,33	96.949,30	99.082,19	101.262,00	103.489,76	105.766,54	108.093,40	110.471,45
Energie termica	mii lei	0,00	0,00	0,00	279.155,79	233.123,57	253.390,75	268.367,64	274.540,09	280.854,51	287.314,17	293.923,39	300.682,61	307.598,31	314.673,07	321.910,55	329.314,49	336.888,73	344.637,17	352.563,82	360.672,79
Bonus cogenerare	mii lei	0,00	0,00	0,00	90.624,0	87.120,61	88.895,73	90.708,77	92.795,07	94.929,35	97.112,73	99.346,32	101.631,29	103.968,81	106.360,09	108.806,37	111.308,92	113.869,02	116.488,01	119.167,24	121.908,08
Credit bancar	mii lei	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Finantare nerambursabila	mii lei	22.101,61	212.175,42	207.755,10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Contr.proprrie	mii lei	3.900,28	37.442,72	36.662,66	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Venituri de la bugetul local	mii lei	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TOTAL INTRARI DE NUMERAR	mii lei	26.001,89	249.618,14	244.417,76	453.197,16	400.358,39	423.953,15	442.327,20	452.417,48	462.738,00	473.294,02	484.090,91	495.134,18	506.429,45	517.982,46	529.799,11	541.885,41	554.247,51	566.891,71	579.824,46	593.052,32
FLUX DE NUMERAR ANUAL	mii lei	0,00	0,00	0,00	143.651,08	92.986,39	110.110,38	121.861,89	124.966,60	128.127,61	131.347,04	134.626,97	137.958,85	141.355,38	144.802,60	148.313,16	151.878,35	155.500,09	159.174,92	162.909,96	166.701,63
FLUX DE NUMERAR CUMULAT (mii lei)	mii lei	26.001,89	26.001,89	26.001,89	169.652,97	262.639,36	372.749,75	494.611,64	619.578,24	747.705,86	879.052,89	1.013.679,86	1.151.638,72	1.292.994,09	1.437.796,69	1.586.109,85	1.737.988,20	1.893.488,29	2.052.663,21	2.215.573,17	2.382.274,79

Tabel 44. Rezultatele analizei financiare

E.2.2 Beneficii si costuri economice					
	Beneficii	Valoare unitara (unde se aplica)	Valoare totala (in lei, actualizata)	% din total beneficii	Valoare totala (in €, actualizata)
1	Beneficii Conversie Venit		4.166.775.697	96,74%	841.772.868,13
2	Beneficii externalitati		140.454.601	3,26%	28.374.666,86
	Costuri	Valoare unitara (unde se aplica)	Valoare totala (in lei, actualizata)	% din total costuri	
1	Costuri economice de investitie		440.297	0,02%	88.948,91
2	Costuri de operare economice		2.544.729.386	99,98%	514.086.744,73

Tabel 45. Beneficii și costuri economice

E.2.3 Principalii indicatori ai analizei economice		
	Principalii parametri si indicatori	Values
1	Rata de actualizare sociala (%)	5,00%
2	Rata de rentabilitate economica (RIRE) (%)	1577,77%
3	Valoarea actualizata neta (lei)	1.761.794.659,27
3	Valoarea actualizata neta (euro)	355.918.112,98
4	Raportul cost-beneficiu	0,59

Tabel 46. Principalii indicatori ai analizei economice

e.) durata estimată de execuție a obiectivului de investiții, exprimată în luni.

Durata proiectului este de 28 luni (in care sunt incluse perioadele de dezvoltarea documentatiilor aferente si 24 luni perioada efectiva de executie _ proiectare si realizare efectiva) .

	UM	Valoarea
Valoarea investiției, fără TVA	lei	520037795,6
Termenul de punere în funcțiune	luni	28
Durata de recuperare a investiției	luni	127
Durata de viață rămasă a echipamentelor principale din instalația în cadrul căreia se implementează proiectul	luni	0

Tabel 47. Durata estimată de execuție și de recuperare a investiției

EFICIENȚA INVESTIȚIEI	
lei/tep	lei/t ech CO ₂
10773,4	3833,8

Tabel 48. Eficiența investiției

anul 1 de operare		
	UM	Valoarea
Economia de energie	tep	15155
anul 1 de operare		
	UM	Valoarea
Reducerea de emisii GES	t ech CO ₂	42870

Tabel 49. Economia de energie și reducerea de emisii GES

5.5 Prezentarea modului în care se asigură conformarea cu reglementările specifice funcțiunii preconizate din punctul de vedere al asigurării tuturor cerințelor fundamentale aplicabile construcției, conform gradului de detaliere al propunerilor tehnice

reglementări specifice

În faza de proiect tehnic: Se vor respecta normativele în vigoare.

În faza de execuție: Se vor respecta normativele în vigoare precum și în special instrucțiunile producătorilor de echipamente privitoare la montaj, probe la rece și la cald, punere în funcție.

În faza de operare: Se vor respecta normativele aferente în vigoare instrucțiunile producătorilor de echipamente privitoare la operare și mentenanță 5.6. Surse de finanțare a investiției

Sursele de finanțare care pot fi accesate pentru realizarea investiției sunt următoarele:

- Programul Termoficare 2020-2027 (PT)
- Programul Național de Redresare și Reziliență 2022-2026 (PNRR C.6 I.3)
- Programul Operațional Dezvoltare Durabilă 2020-2024 (PODD)
- Fondul de modernizare 10(d) 2021-2030 (FM)
- InvestEU

Acest studiu de fezabilitate a fost elaborat luând în considerare cerințele de finanțare ale **Planului Național de Redresare și Reziliență** (PNRR), Pilonul I. Tranziția Verde, Componenta 6. Energie, Măsura de Investiții I.3 – *“Dezvoltarea de capacități de producție pe gaz, flexibile și de înaltă eficiență, pentru cogenerarea de energie electrică și termică (CHP) în sectorul încălzirii centralizate, în vederea atingerii unei decarbonizări profunde”*.

PNRR C6 I.3 CHP 2022-2026

Condițiile de finanțare prin Programul Național de Redresare și Reziliență se regăsesc în cadrul Anexei 9.11 - PNRR „Ghid Specific” 30.06.2022.

... [rezumat] ...

LEGISLAȚIE:

- Regulamentul 241/2021/UE de instituire a Mecanismului de Redresare și Reziliență;
- Directiva 2012/27/UE a Parlamentului European și a Consiliului din 25 octombrie 2012 privind eficiența energetică, de modificare a Directivelor 2009/125/CE și 2010/30/UE și de abrogare a Directivelor 2004/8/CE și 2006/32/CE, denumită în continuare Directiva privind eficiența energetică;
- Decizia Comisiei nr. 809/2021/CE de punere în aplicare a Planului Național de Redresare și Reziliență;
- Comunicarea Comisiei referitoare la Orientările privind ajutoarele de stat pentru climă, protecția mediului și energie 2022;
- Recomandarea Comisiei privind definirea microîntreprinderilor și a întreprinderilor mici și mijlocii din 6 mai 2003 (2003/361/EC);

- Legea serviciilor comunitare de utilități publice nr. 51/2006;
- Legea serviciului public de alimentare cu energie termică nr. 325/2006;
- Legea nr. 121/2014 privind eficiența energetică;
- OUG nr. 77/2014 privind procedurile naționale în domeniul ajutorului de stat, precum și pentru modificarea și completarea Legii concurenței nr. 21/1996;
- HG nr. 163/2004 privind aprobarea Strategiei naționale în domeniul eficienței energetice;
- HG nr. 203/2019 privind aprobarea Planului național de acțiune în domeniul eficienței energetice IV;
- HG nr. 1.076 din 4 octombrie 2021 pentru aprobarea Planului național integrat în domeniul energiei și schimbărilor climatice 2021-2030.
- OUG nr. 124/2021 privind stabilirea cadrului instituțional și financiar pentru gestionarea fondurilor europene alocate României prin Mecanismul de redresare și reziliență, precum și pentru modificarea și completarea Ordonanței de urgență a Guvernului nr. 155/2020 privind unele măsuri pentru elaborarea Planului național de redresare și reziliență necesar României pentru accesarea de fonduri externe rambursabile și nerambursabile în cadrul Mecanismului de redresare și reziliență.

PT 2019 – 2027

<https://www.mdlpa.ro/pages/programultermoficare20062020>

SCOP: Programul Termoficare se implementează în perioada 2019-2027 și va finanța proiecte de investiții noi și proiecte aflate în derulare care au fost începute în temeiul Hotărârii Guvernului nr. 462/2006, republicată, cu modificările și completările ulterioare, cu respectarea prevederilor Ordonanței de Urgență nr. 53/2019 și ale Hotărârii Guvernului nr. 1.069/2007 privind aprobarea Strategiei energetice a României pentru perioada 2007-2020.

Scopul Programului Termoficare este de a asigura continuarea lucrărilor de investiții pentru modernizarea, reabilitarea, retehnologizarea și extinderea sau înființarea sistemelor de alimentare centralizată cu energie termică a localităților.

FINANȚARE:

Finanțarea Programului Termoficare se realizează din următoarele surse:

- a) sume din transferuri de la bugetul de stat prin bugetul Ministerului Dezvoltării, Lucrărilor Publice și Administrației;
- b) sume din transferuri din bugetul Fondului pentru mediu, în limita sumei de 400.000 mii lei;
- c) sume din bugetele locale.

Cota de cofinanțare din bugetul MDLPA este de maximum 85% din totalul cheltuielilor eligibile ale proiectului, iar contribuția de la bugetul local va fi de minim 15%.

Cofinanțarea obiectivelor/proiectelor din cadrul Programului Termoficare cu sume din bugetul M.L.P.D.A. se realizează prin transferuri către bugetele locale, în limita creditelor de angajament și a creditelor bugetare prevăzute anual cu această destinație.

SUME ALOCATE:

Pentru anul 2022, potrivit Legii bugetului de stat pe anul 2022 nr. 317/2021, pentru Programul Termoficare sunt prevăzute:

- credite bugetare: 50 milioane lei;
- credite de angajament: 290 milioane lei.

Pentru anul 2021, de la Fondul de mediu au fost prevăzute următoarele sume:

- credite bugetare: 66,5 milioane lei;
- credite de angajament: 30 milioane lei

LEGISLAȚIE:

STUDIUL DE FEZABILITATE

Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență
Implementare proiect la sursă CETH Arad



- O.U.G. nr. 53/2019 privind aprobarea Programului multianual de finanțare a investițiilor pentru modernizarea, reabilitarea, re tehnologizarea și extinderea sau înființarea sistemelor de alimentare centralizată cu energie termică a localităților și pentru modificarea și completarea Legii serviciilor comunitare de utilități publice nr. 51/2006
- Ordinul ANRE nr. 13/2020 pentru aprobarea Regulamentului de emisie a avizelor tehnice privind eficiența energetică în cadrul Programului Termoficare. Abrogă Ordinul ANRE nr. 188/2020.

DOCUMENTE NECESARE:

- Cererea de finanțare împreună cu documentele anexă solicitate în OUG 53/2019
- Strategia de alimentare cu energie termică a localității, care cuprinde lucrările ce se doresc finanțate
- Hotărârea Consiliului Local/Județean de aprobare a Strategiei de alimentare cu energie termică a localității
- Studiul de fezabilitate al proiectului, întocmit conform normelor în vigoare (va conține calculul EEP, calculul de reducere GES, durata de recuperare a investiției)
- Hotărârea Consiliului Local/Județean de aprobare a Studiului de Fezabilitate
- Avizul tehnic ANRE privind eficiența energetică, presupune înaintarea unei documentații formată din documentele mai sus menționate la care se adaugă:
 - o Cererea pentru solicitarea avizului tehnic ANRE privind eficiența energetică
 - o Fișa privind eficiența investiției, completată conform Regulament ANRE
 - o Memoriul tehnico-economic aferent fișei privind eficiența investiției

CONDIȚII DE ELIGIBILITATE:

- Sunt eligibile soluțiile de producere a energiei termice care să demonstreze definiția pentru *“sisteme eficiente de alimentare centralizată cu energie termică”* stabilită în cadrul Directivei EED 27/2012/EU privind eficiența energetică (art. 2 pct. 41), prin care livrarea ET în cadrul SACET trebuie obținută astfel: cel puțin 50% ET produsă din surse regenerabile, sau cel puțin 50% ET produsă din căldură reziduală, sau cel puțin 75% ET produsă în cogenerare de înaltă eficiență, sau cel puțin 50% ET produsă dintr-o combinație de surse ET de tipul celor sus-menționate
- Fundamentarea investiției se face printr-un studiu de fezabilitate corelat cu strategia locală de alimentare cu energie termică a localității și cu programul propriu de îmbunătățire a eficienței energetice.

FM 2021 – 2030

Se regăsește în : <http://energie.gov.ro/fondul-de-modernizare/>

PODD 2020 – 2024

Programul Operațional Dezvoltare Durabilă Axa prioritară 1: Promovarea eficienței energetice, a sistemelor și rețelelor inteligente de energie și a soluțiilor de stocare și reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră

DOMENIU:

- Digitalizare
- Eficiență energetică
- Energie
- Tranziție verde

BUGET:

470 milioane EUR, din care:

- 400 mil. EUR finanțare UE

- 70 mil. EUR de la Bugetul de stat

FINANȚARE:

Finanțarea UE se va realiza astfel:

- din FEDR : 300 mil EURO
- din FC: 100 mil EURO

COFINANȚARE:

- 85% pentru regiunile mai puțin dezvoltate
- 40% pentru regiunile mai dezvoltate

PĂRȚI IMPLICATE:

- Instituția finanțatoare: Comisia Europeană
- Direcția Generală din cadrul Comisiei Europene care gestionează programul: Direcția Generală Mediu (DG ENV)
- Autoritatea de Management: Ministerul Investițiilor și Proiectelor Europene

OBIECTIVE SPECIFICE:

- promovarea eficienței energetice și reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră
- dezvoltarea de sisteme inteligente de energie, rețele și stocare în afara TEN-E

AXE DE FINANȚARE:

1. Îmbunătățirea eficienței energetice a IMM-urilor și a întreprinderilor mari
2. Sisteme de distribuție inteligentă a energiei electrice și soluții de stocare sau Sisteme și rețele inteligente de energie și soluții de stocare

ACTIVITĂȚI ELIGIBILE:

- proiecte demonstrative și de eficiență energetică în IMM-uri și măsuri de sprijin adiacente
- proiecte de eficiență energetică în întreprinderile mari și măsuri de sprijin adiacente
- modernizarea/ extinderea rețelelor termice primare și secundare din sistemele de alimentare cu energie termică, inclusiv a punctelor termice
- cogenerare de înaltă eficiență în termoficare urbană
- construcție rețele noi de distribuție a gazelor naturale doar pentru conectarea noilor centrale pe gaz care înlocuiesc vechile centrale pe cărbune
- promovarea utilizării de echipamente și sisteme inteligente pentru asigurarea calității energiei electrice
- implementarea de soluții digitale pentru localizarea/ izolarea defectelor și realimentarea cu energie în mediul rural și urban
- digitalizarea stațiilor de transformare și soluții privind controlul rețelei de la distanță - integrare stații în SCADA
- măsuri de creștere a adecvanței SEN prin investiții în soluții de flexibilitate
- implementarea de soluții privind stocarea energiei “behind the meter”
- implementarea de soluții privind stocarea energiei

COMPLEMENTARITATE CU ALTE PROGRAME:

- **Programul Operațional Regional**, care sprijină dezvoltarea de regiuni cu orașe smart și prietenoase cu mediul, educate și atractive
- **Programul Operațional Tranziție Justă Axa 2**, care susține investiții în tehnologii și infrastructuri pentru o energie curată cu emisii reduse
- **Fondul de acțiune în domeniul managementului energiei durabile**, care susține managementul energiei durabile la nivelul localităților sărace/ subdezvoltate din România, prin investiții în furnizarea de energie și termoficare

- **Planul Național de Redresare și Reziliență**, prin promovarea acțiunilor legate dezvoltarea infrastructurii de gaze naturale și alte gaze verzi sau referitor la reforma sectorului industrial, a IMM-urilor și / sau a întreprinderilor mari prin creșterea indicatorului de eficiență energetică
- **Granturile SEE și Norvegiene**, care finanțează și proiecte din domeniul securității energetice, prin creșterea accesului la electricitate a gospodăriilor
- **Mecanismul Interconectarea Europei**, care își propune dezvoltarea rețelelor electrice transeuropene și digitalizarea acestora, inclusiv sporirea capacității de stocare a energiei
- **Orizont Europa**, în ceea ce privește investițiile inovatoare în energie
- **Fondul de modernizare**, care finanțează acțiuni privind eficiența energetică și modernizarea rețelelor și sistemelor energetice
- **Fondul de inovare**, care susține tehnologiile inovative cu emisii reduse de carbon din sectoare precum energie regenerabilă și stocare de energie produsă de aceste instalații sau captarea și stocarea carbonului
- **Fondul european pentru eficiență energetică**, care vizează investițiile de eficiență energetică și energie regenerabilă la scară mică, în special în mediul urban, promovate de autoritățile locale, inclusiv investiții legate de cogenerarea de înaltă eficiență, microgenerare, rețele de încălzire/ răcire centralizată

LEGISLAȚIE:

- Regulamentul 1060/2021/EU: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX32021R1060>

InvestEU

Se regăsește în : https://investeu.europa.eu/index_ro

Recomandări

Din analiza situației SACET Arad se recomandă pentru etapa de dezvoltare prevăzută în actuala documentație de SF folosirea posibilităților de accesare fonduri PNRR . Pentru următoarea etapă de dezvoltare conform strategiei actualizate se recomandă folosirea cu prioritate a ajutorului de stat prin programul de termoficare 2021-2027.

5.6 Nominalizarea surselor de finanțare a investiției publice, ca urmare a analizei financiare și economice: fonduri proprii, credite bancare, alocații de la bugetul de stat/bugetul local, credite externe garantate sau contractate de stat, fonduri externe nerambursabile, alte surse legal constituite

Finantare PNRR

In în **Cheltuieli neeligibile** sunt luate în calcul numai costurile pentru investiția specifică pentru o centrală termică echivalentă (înlocuitoare pentru partea de cazane de 104,5 MWt din investiție) în conformitate cu valoarea stabilită corespunzător de ANRE în Ordinul 78 din 8 iunie 2022 (70.000 €/MW) având în vedere că valoarea totală a investiției este fără TVA .

Nr. crt.	Surse de finanțare	Valoare
		lei
I.	Valoarea totală a proiectului, din care:	520.037.796
I.a.	Valoarea neeligibilă a proiectului	36209250
I.b.	Valoarea eligibilă a proiectului	483.828.546
I.c.	TVA	98.807.181

II.	<i>Contributia proprie in proiect, din care:</i>	36209250
II.a.	<i>Contributia solicitantului la cheltuielile eligibile</i>	0
II.b.	<i>Contributia solicitantului la cheltuielile neeligibile</i>	36209250
II.c.	<i>Autofinantarea proiectului</i>	0
II.d.	<i>TVA</i>	6879757,5
III.	<i>Asistenta financiara nerambursabila solicitata</i>	483.828.546

Tabel 50. Finanțare posibilă prin PNRR

6 URBANISM, ACORDURI ȘI AVIZE CONFORME

6.1 Certificatul de urbanism emis în vederea obținerii autorizației de construire

A se consulta capitolul anexe.

6.2 Extras de carte funciară, cu excepția cazurilor speciale, expres prevăzute de lege

A se consulta capitolul anexe.

6.3 Actul administrativ al autorității competente pentru protecția mediului, măsuri de diminuare a impactului, măsuri de compensare, modalitatea de integrare a prevederilor acordului de mediu în documentația tehnico-economică

A se consulta capitolul anexe.

6.4 Avize conforme privind asigurarea utilităților

A se consulta capitolul anexe.

6.5 Studiu topografic, vizat de către Oficiul de Cadastru și Publicitate Imobiliară

A se consulta capitolul anexe.

6.6 Avize, acorduri și studii specifice, după caz, în funcție de specificul obiectivului de investiții și care pot condiționa soluțiile tehnice

A se consulta capitolul anexe.

7 IMPLEMENTAREA INVESTIȚIEI

7.1 Informații despre entitatea responsabilă cu implementarea investiției

UAT Municipiul Arad

Adresa: Bd. Revoluției nr. 75, Arad, RO 310130

Tel: +40 257 281850, Fax: +40 257 284744, E-mail: primarie@primariaarad.ro

CUI: 3519925

7.2 Strategia de implementare, cuprinzând: durata de implementare a obiectivului de investiții (în luni calendaristice), durata de execuție, graficul de implementare a investiției, eșalonarea investiției pe ani, resurse necesare

Durata de implementare a obiectivului de investiție: 28 luni.

Durata de execuție: 24 luni

Graficul de implementare a investiției: vezi cap.3.5

Resurse necesare:

Buget de stat : 483.828.546 RON (fara TVA)

Buget local : 36.209.250 RON (fara TVA)

Planul de acțiune pentru implementarea proiectului cuprinde toate aspectele referitoare la pregătirea aplicației și implementarea proiectului.

Planul de acțiune este elaborat ținând seama de cerințele legale, administrative, instituționale și de mediu conform legislației UE și naționale.

De asemenea, Planul de acțiune este astfel elaborat încât să fie respectate termenele de conformare pe parte de mediu.

În Planul de acțiune sunt prevăzute activitățile necesare, perioada de derulare, termenele de finalizare și entitățile responsabile și cuprinde concret :

- Derularea procedurii de evaluare a impactului asupra mediului
- Derularea procedurii de obținerea avizului de eficiență energetică de la ANRE
- Derularea procedurilor de achiziție pentru proiectul propuse

În privința posibilităților de finanțare, pe lângă capitalul propriu și capitalul privat, există posibilități de cofinanțare, unele concrete, și altele în curs de pregătire.

7.3 Strategia de exploatare/operare și întreținere: etape, metode și resurse necesare

Anexat.

7.4 Recomandări privind asigurarea capacității manageriale și instituționale

capacitatea managerială și instituțională

Consultarea publică pe parcursul implementării investiției propuse

- Mecanismele de comunicare, trebuie să asigure, faptul că părțile interesate pot să se exprime cu privire la activitățile curente planificate, și să prezinte progresul privind implementarea proiectelor, prin consultare publică:
- Stabilirea unui forum cu caracter regulat pentru consultare, formulare de politici și feedback cu privire la probleme practice și obstacolele în calea procesului de modernizarea a SACET Arad.

- Organizarea de consultări cu caracter regulat, sub formă de conferințe anuale, cu principalele părți interesate, privind progresul implementării investiției, și discuții referitoare la acțiunile corective și îmbunătățiri propuse pentru implementarea lucrărilor propuse, care ar putea reprezenta un instrument de orientare pentru măsuri corective.
 - Comunicarea consolidată cu publicul pentru a explica de ce este eficiența energetică importantă, cu exemplificarea beneficiilor sociale și economice
 - Diseminarea rezultatelor și a impactului pozitiv pentru a sprijini finanțarea și implementarea continuă a SACET și pentru a asigura angajamentul politic continuu atât pe plan local cât și național.

Activitățile principale:

- Acțiuni de informare la nivel local prin TV, radio, internet și social media
- campanii de educare pentru a informa utilizatorii cu privire la utilizarea eficientă a energiei
- campanii de informare pentru utilizatorii de clădiri de birouri neracordați la SACET
- informații despre programele de renovare și disponibilitatea opțiunilor de finanțare, costurile măsurilor implementate, beneficiile efective obținute, soluții climatice privind aerul din spațiile interioare și utilizarea surselor de energie regenerabile.

Sondaje periodice și activități de monitorizare

Sondajele periodice pot urmări nivelul de satisfacție, beneficiile, preocupările și alte feedback-uri pentru a îmbunătăți programele viitoare. Propunerile de măsuri, redate mai jos, pot fi în folosul unei îmbunătățiri posibile a activităților de eficientizare necesare pentru dezvoltarea optimă a proiectelor prevăzute în actualul studiu de fezabilitate.

- UAT Arad trebuie să folosească, în viitor, modelul de colectare și raportare a datelor pus la dispoziție autoritatea de reglementare a energiei, ANRE, și să actualizeze Planul de acțiune pentru energie al municipiului pentru a obține fonduri UE.
- UAT ar trebui să aibă capacitatea de a prelucra și raporta datele obținute din informațiile de la contoarele de energie și din facturi.
- Pregătirea datelor trebuie organizată corespunzător din punct de vedere al timpului de pregătire, pentru a asigura cadrelor de specialitate să prelucreze documentația cât se poate de exact, pentru a oferi cele mai potrivite concluzii și soluții.
- Aplicarea criteriilor de atribuire a contractelor de achiziții publice în funcție de complexitatea și specificul contractului nu sunt destul de clare. UAT Arad ar trebui să renunțe pe cât se poate la criteriul "prețul cel mai scăzut". Utilizarea altor criterii de atribuire presupune identificarea unor factori de evaluare relevanți pentru natura contractului de achiziție publică, respectiv evaluarea propunerilor conform factorilor identificați de personal calificat în materie de achiziții publice
- Din cauza lipsei de date, există riscul ca studiul de fezabilitate a SACET să ajungă să fie doar o listă de opțiuni. Pentru a găsi o modelare mai aproape de realitate, baza de date pe care se bazează, studiul actual, ar trebui să includă și informații privind locuințele individuale.
- Pentru monitorizarea, proiectului de dezvoltare SACET Arad, UAT ar trebui să stabilească responsabilitățile în materie de implementare prin constituirea unui Comitet de Implementare.
- Studiul de fezabilitate, o dată aprobat prin HCL, trebuie să fie pus în aplicare și proiectul propus să fie implementat. Pentru o dezvoltare eficientă a proiectelor de implementat, HCL ar trebui să sublinieze rolul instituțiilor, măsurile, termenele-limită, competențele autorităților publice locale.

- Pentru ca scenariul din studiu, să fie pus în aplicare corect, și în mod sistematic este nevoie de colectarea, datelor specifice necesare. Pentru SACET, baza de date ar trebui realizată în GIS, pentru a arăta nivelul de implementare realizat.
- Principalele două cauze ale calității reduse a lucrărilor în sistemul de termoficare sunt nerespectarea legislației în domeniu de către companiile de construcții și calitatea redusă a materialelor/echipamentelor pe care acestea le folosesc. Capacitatea instituțională limitată, împiedică asumarea responsabilității procesului de verificare și de elaborarea de indicatori. Calitatea lucrărilor ar putea fi crescută prin introducerea unor verificări secundare din partea unor specialiști din domeniu .
- Calitatea propunerilor și evaluărilor proiectelor din energie finanțate din fonduri publice (și UE) este foarte scăzută. Calitatea muncii este, de asemenea, slabă, cu întârzieri în implementare și cu materiale de calitate scăzută. Calitatea lucrărilor este mai bună pentru intervențiile de EE finanțate prin împrumuturi comerciale, deoarece băncile angajează experți independenți pentru a evalua proiectul și lucrările.
- Lipsa unei expertize tehnice din partea UAT-urilor conduce la utilizarea exclusivă/excesivă a criteriului de atribuire "prețul cel mai scăzut" în cadrul procedurilor de atribuire a contractelor de lucrări/proiectare și execuție, fapt ce poate conduce la o calitate îndoielnică a lucrărilor executate/serviciilor prestate.
- De cele mai multe ori, companiile de servicii energetice, sunt descurajate să se implice în lucrările unde achiziția se bazează pe prețul cel mai mic, ducând la imposibilitatea obținerii de profit.
- Renovarea clădirilor rezidențiale are legătură cu termoficarea. Valorile medii ale consumului de energie raportate, nu sunt corecte, deoarece multe apartamente nu sunt încălzite în mod adecvat, sau nu au înlocuit termoficarea cu alte surse de încălzire. Deoarece UE promovează eficiența energetică în sistemul de termoficare, ar trebui intensificate acțiunile de reconectare a codominiilor la rețeaua centralizată de termoficare
- Baza de date privind consumul energetic elaborată de OER trebuie folosită pentru a îmbunătăți consumul energetic. Obiectivul actual este atingerea unui consum de energie de 130 kWh/mp an.
- Trebuie înlăturate problemele legate de procedura de achiziții publice care duc la reticențe în organizarea de licitații datorită temei de urmărire penală
- În contextul de aplicare a studiului de fezabilitate, ar fi important să se includă și să se țină seama de cele mai bune practici existente la nivelul unor municipalități, atât din România, cât și din EU
- Datele privind consumul de energie trebuie verificate de două ori. S-ar putea adăuga alte date, cum ar fi date de la furnizorii de energie electrică, mai multe informații despre datele privind consumurile energetice ale clădirilor de la furnizorii de electricitate și gaz
- Reabilitatea SACET pe termen lung ar trebui să fie mai strâns legat de planificarea urbană. UAT Arad trebuie să se țină cont de intervențiile aplicate în etape.
- Dezvoltarea proiectelor din strategie trebuie să permită, pe lângă soluțiile clasice și intervenții care să ducă la creșterea calității prin soluții alternative și inovatoare. Prelungirea duratei de viață a componentelor SACET trebuie dublată prin măsuri care să genereze calitate făcând utilizarea lor atractivă și funcțională.
- Prin promovarea de exemple de bune practici existente, analizate din perspectiva suportabilității și sustenabilității se pot genera modele de optimizare pentru autoritățile locale, UAT și operatorul SACET .
- În analiza finanțării trebuie să se includă și să se monetizeze și toate beneficii potențiale inclusiv cele legate de sănătate și de sărăcia energetică. Soluțiile din documentațiile de implementare a proiectelor prevăzute în studiul de fezabilitate privind dezvoltarea SACET Arad trebuie să fie proiectate în moduri flexibile pentru a asigura maximizarea soluționării

potențialelor perturbări tehnologice iar la aprecierea impactul financiar să se includă costurile totale de exploatare și întreținere.

- Bazele de date ale documentațiilor ar trebui stocate și partajate într-o manieră sigură și fiabilă.
- Consultarea care implică organele de decizie la nivelul UAT și al operatorului SACET ar putea sprijini creșterea gradului de conștientizare cu privire la studiul de fezabilitate și crește probabilitatea implementării acestuia cu succes.
- Este necesar un inventar al fondului de consumatori și crearea unei baze de date centralizată care să stea la baza scenariilor studiului de fezabilitate și a proiectelor tehnice aferente.
- Scenariile propuse adecvate, necesită, după implementarea lor, o monitorizare corespunzătoare și vor trebui readaptate în timp, dacă ritmul de implementare nu este satisfăcător. Planurile de acțiune necesare noi trebuie să fie detaliate pentru a se asigura o implementare adecvată, iar indicatorii trebuie să fie realiști și practici.

Recomandări pentru creșterea eficienței SACET

Realizarea unei baze de date pentru toate componentele de sistem și folosirea exemplelor de bună practică, atât în operare, cât și în faza de dezvoltarea proiectelor tehnice.

8 Concluzii și recomandări

8.1 Folosirea maximă a potențialului de cogenerare la nivelul SACET Arad

Având în vedere:

- **potențialul de energie termică rămasă actual fără a fi produsă prin cogenerare de înaltă eficiență în SACET Arad (potențial de pana la între 50 MWe) se recomandă:**
- Completarea în viitorul apropiat și mediu a sursei CET Arad cu instalații noi de cogenerare de înaltă eficiență pentru a ajunge la creșterea ponderii energiei termice livrate „la gard” la peste 85 %.
- Extinderea SACET în viitorul imediat și mediu cu zone din municipiu și din localitățile apropiate care în prezent nu sunt racordate la SACET.
- pentru punctele termice care au pierderi de energie termică peste 50% trebuie efectuate analize pe ramuri și trebuie stabilite soluții pentru reducerea acestora, cum ar fi: renunțarea la anumiți consumatori izolați aflați la capăt de rețea, instalarea unor surse regenerabile pentru perioada de vara, etc.
- Începerea acțiunii de reabilitare rețele termice secundare, acțiune în cadrul căreia se vor redimensiona conductele, se vor monta conducte de recirculație a apei calde de consum și elemente de reglare la fiecare scara, prin montajul buclei de echilibrare hidraulică pentru circuitul de încălzire la nivel de scara de bloc/bloc, funcție de locul de delimitare a instalațiilor între operatorul sistemului de alimentare cu căldură și asociație de locatari / proprietari;

8.2 Dezvoltarea proiectului conform Scenariului S2

Având în vedere:

- dependența eficienței proiectului de un flux de numerar pozitiv pe perioada de referință luată în analiză, condiție care nu este satisfăcută nici de scenariul S și nici de Scenariul S2 fără o schema de sprijin pentru cogenerarea de înaltă eficiență;
- rezultatul economic pozitiv pentru Scenariul S2;

pentru dezvoltarea proiectului se recomandă: Realizarea proiectului conform configurației Scenariului S2.

8.3 Dezvoltarea proiectului

În cazul în care prin legislația specifică va fi stabilită o formă de sprijin adecvată pentru cogenerarea de înaltă eficiență concretizată pentru folosirea hidrogenului în amestec cu gazul natural sau folosirea hidrogenului pur fie printr-un bonus fie printr-un preț reglementat la un nivel corespunzător se recomandă:

- **Reactualizarea studiului de fezabilitate în perspectiva noilor condiții cheie de preț și schema de sprijin pentru energia utilă produsă prin cogenerare și dezvoltarea sursei de producție pentru SACET Arad cu o instalație CHP "Scenariu S2" dimensionată corespunzător conform temei de proiect.**

8.4 Strategie

De asemenea având în vedere:

- **noua directivă de eficiență energetică EED (27/2012/EU), aflată în dezbateri în Parlamentul European, în vederea adoptării;**

- cerințele de îmbunătățire privind eficiența energetică primară și mărirea ponderii energiei din surse regenerabile la nivelul furnizării de încălzire și răcire, pentru un sistem eficient de încălzire și răcire centralizată etapizate după cum urmează:
 - a) până la **31 decembrie 2025**, un sistem care utilizează cel puțin **50%** energie din surse regenerabile, **50%** căldură reziduală, **75%** energie termică cogenerată sau **50%** dintr-o combinație de energie și căldură de tipul celor sus-menționate;
 - b) începând de la **1 ianuarie 2026**, un sistem care utilizează cel puțin **50%** energie din surse regenerabile, **50%** căldură reziduală, **80%** energie termică cogenerată de înaltă eficiență sau cel puțin o combinație a acestor tipuri de energie termică care intră în rețea, unde ponderea energiei din surse regenerabile este de cel puțin **5%**, iar ponderea totală a energiei din surse regenerabile, a energiei reziduale sau a energiei termice cogenerate de înaltă eficiență este de cel puțin **50%**
 - c) de la **1 ianuarie 2035**, un sistem care utilizează cel puțin **50%** energie din surse regenerabile și căldură reziduală, în care cel puțin **20%** provine din RES;
 - d) de la **1 ianuarie 2045**, un sistem care utilizează cel puțin **75%** energie din surse regenerabile și căldură reziduală, în care cel puțin **40%** provine din RES;
 - e) de la **1 ianuarie 2050**, un sistem care utilizează exclusiv energie din surse regenerabile și căldură reziduală, în care cel puțin **60%** provine din RES.
- potențialul de energie termică rămasă actual fără a fi produsă prin cogenerare de înaltă eficiență în SACET Arad;

se recomandă:

- Completarea în viitorul apropiat și mediu a sursei **SACET Arad** cu instalații noi de cogenerare de înaltă eficiență pentru a ajunge la creșterea ponderii energiei termice livrate „la gard” la peste 85%, respectiv prin creșterea ponderii energiei din resurse regenerabile:
 - o prin introducerea hidrogenului verde în amestec cu gazul natural atât pentru instalația de cogenerare cu motoare termice cât și la instalația de producere a energiei termice cu cazane, utilizând:
 - rețele de gaz upgrodate care să asigure un procent de până la 15-25 %vol H₂ (măsură care depinde de dezvoltarea acestei infrastructuri, prin politicile energetice și măsurile investiționale ale Guvernului României);
 - electrolizoare proprii pentru producerea locală a hidrogenului verde, prin achiziția energiei electrice verzi din piață (uzual, energie eoliană, energie fotovoltaică);
 - o prin dezvoltarea de noi capacități care utilizează surse regenerabile (de exemplu, centrală de energie termică solară, pompe de căldură) sau prin extinderea capacității centralei pe biomasă în măsura în care se prevede spațiu de dezvoltare în acest sens;
 - o prin dezvoltarea de capacități de producere a energiei electrice regenerabile (energie electrică solară / fotovoltaică), împreună cu instalații de conversie în energie termică (cazane electrice de apă caldă / fierbinte), sau cu instalații de conversie în hidrogen verde și stocare în vederea transformării ulterioare în energie termică și/sau energie electrică.
- Extinderea SACET în viitorul imediat și mediu cu zone din municipiu și din localitățile apropiate care în prezent nu sunt racordate la SACET.
- Pentru punctele termice care au pierderi de energie termică peste 50% trebuie efectuate analize pe ramuri și trebuie stabilite soluții pentru reducerea acestora, cum ar fi: renunțarea la anumiți

consumatori izolați aflați la capăt de rețea, instalarea unor surse regenerabile pentru perioada de vară, etc.

- Începerea acțiunii de reabilitare rețele termice secundare, acțiune în cadrul căreia se vor redimensiona conductele, se vor monta conducte de recirculație a apei calde de consum și elemente de reglare la fiecare scară, prin montajul buclei de echilibrare hidraulică pentru circuitul de încălzire la nivel de scară de bloc / bloc, funcție de locul de delimitare a instalațiilor între operatorul sistemului de alimentare cu căldură și asociație de locatari / proprietari;

8.5 Anexa debransări / rebransări

Ținând cont de reducerea necesarului specific de energie termică „la gard“ în SACET datorită efectelor de retehnologizare la nivelul rețelelor și a punctelor termice cu impact pozitiv asupra pierderilor termice și masice de la actual cca. 52 % la cca. 12 % în anul 2028, a reducerii necesarului de încălzire cauzat de investițiile de reabilitare termică a blocurilor prin inițiative particulare sau prin finanțare de la **Primăria Municipiului Arad, a măririi ecartului de temperatură în vederea reducerii consumului de energie electrică necesar pentru pompare, echilibrării hidraulice a rețelei de distribuție prin folosirea de reglatoare de presiune diferențială cu efect pozitiv în păstrarea parametrilor de funcționare optimi și reducerea pierderilor de căldura prin radiație, **precum și creșterea efectivă a necesarului de căldură** pentru populație cauzat de oprirea procesului de debransări din SACET începând cu anul 2022, stimularea de rebransări prin strategia de marketing a societății de Termoficare bazată pe situația actuală a pieței de energie pe plan local, prin luarea unei decizii de interzicere a centralelor de apartament în următorii 3-4 ani, introducerea unei taxe pentru emisia de CO₂ și nu în ultimul rând prin racordare de noi consumatori conform strategiei de termoficare actualizată în 2022 a Municipiului **Arad**, acțiuni care conform estimărilor vor determina o creștere a necesarului cu 3% pe an până la nivelul anului 2028.**

8.6 Recomandarea consultantului

Consultantul recomandă respectarea următoarelor prevederi din decizia senatului din data de 09.04.2019 privitoare la “Legea pentru modificarea și completarea Legii serviciului public de alimentare cu energie termică nr.325/2006, pentru modificarea alin.(5) al art.10 din Legea nr.121/2014 privind eficiența energetică și pentru completarea alin.(3) al art.291 din Legea nr.227/2015 privind Codul fiscal“ în care :

a. la art. I, punctul 3, legea prevede redefinirea conceptului de condominiu în vederea stabilirii zonelor unitare de încălzire.

Condominiu: Este un concept energetic legat de soluția de încălzire unitară, aceeași în toate apartamentele condominiilor, practicat pe scară lângă în multe state necesar pentru întărirea sistemelor centralizare de termoficare care sunt, potrivit specialiștilor, cele mai eficiente sisteme, nu prezintă riscuri pentru consumatorii finali și au un grad mai redus de poluare.

Concret :

- la art. I punctul 11, legea instituie pentru autoritățile administrației publice locale o competență exclusivă în ceea ce privește înființarea, organizarea, gestionarea și funcționarea serviciului public de alimentare cu energie termică în sistem centralizat.

g) un condominiu - un sistem de încălzire având la bază o singură soluție tehnică de încălzire;

- La articolul 3:

i) protejarea investițiilor în sistemul de alimentare cu energie termică realizate de către autoritățile administrației publice locale sau alți investitori;

j) utilizarea și montarea unor instalații și echipamente a căror performanțe să asigure și să garanteze gradul de siguranță impus de legislația în vigoare pentru infrastructură și pentru sănătatea populației.”

- La articolul 4:

a) asigurarea continuității serviciului public de alimentare cu energie termică și eliminarea riscurilor de intoxicare, asfixiere, incendii, explozii sau riscurilor privind sănătatea populației;

g) asigurarea unui cadru concurențial pentru toți producătorii de energie termică, în condițiile legii;

h) asigurarea producerii energiei termice în condiții de eficiență energetică și protecția mediului.

- La articolul 8, alineatul (1) :

(1) Autoritățile administrației publice locale au competență exclusivă, în condițiile legii, în tot ceea ce privește înființarea, organizarea, gestionarea și funcționarea serviciului public de alimentare cu energie termică în sistem centralizat, precum și în ceea ce privește crearea, dezvoltarea, modernizarea, reabilitarea și exploatarea bunurilor proprietate publică sau privată a unităților administrativ-teritoriale care compun sistemul de utilitate publică respectiv.

g) asigurarea condițiilor și întocmirea studiilor privind evaluarea potențialului local al resurselor regenerabile de energie și al studiilor de fezabilitate privind valorificarea acestui potențial

i) stabilirea zonelor unitare de încălzire, în vederea utilizării optime a resurselor de energie și cu respectarea normelor de protecție a mediului și sănătății populației, privind integritatea și siguranța în funcționare a instalațiilor și echipamentelor și privind obligația factorilor responsabili pentru asigurarea sănătății publice, pe baza studiilor de fezabilitate aprobate prin hotărâre a consiliului local, a consiliului județean sau a Consiliului General al Municipiului București ori a asociației de dezvoltare comunitară, după caz, precum și controlul respectării acestora

(3) Proiectele de modernizare și dezvoltare urbană, precum și modernizarea și dezvoltarea SACET iau în considerare studiile de fezabilitate ce includ analize comparative cost- beneficiu, conform prevederilor Legii nr.121/2014, cu modificările și completările ulterioare, pentru evaluarea soluțiilor de alimentare cu energie termică produsă prin cogenerare de înaltă eficiență și/sau prin valorificarea resurselor regenerabile locale, în conformitate cu normele de protecție a mediului și sănătății populației, privind integritatea și siguranța în funcționare a instalațiilor și echipamentelor și siguranța în construcții, în condiții de eficiență energetică.”

Compartimentul energetic, înființat în conformitate cu prevederile art.8 alin.(2) lit.c), are următoarele atribuții principale:

a) elaborează și propune spre aprobare autorităților administrației publice locale programul de modernizare și dezvoltare a SACET;

b) propune, pe baza studiului de fezabilitate, spre aprobare autorităților administrației publice locale zonele unitare de încălzire;

c) elaborează, în conformitate cu reglementările- cadru emise de A.N.R.E., și supune spre aprobare autorității administrației publice locale următoarele:

- **regulamentul serviciului public de alimentare cu energie termică;**

- **caietul de sarcini pentru prestarea serviciului public de alimentare cu energie termică;”**

8.7 Sistemul de identificare a elementelor (SIE)

Cerințele ridicate ale instalațiilor și necesitatea de prelucrare și standardizare a informațiilor necesită coordonarea activității între proiectanți, furnizori și operatorii instalației.

Gradul ridicat de utilizare a calculatoarelor face necesară stabilirea unui sistem de identificare care să poată facilita utilizarea unui limbaj comun de la debutul până la sfârșitul unui proiect pentru a evita greșeli de proiectare sau de execuție rezultate din neînțelegeri.

Cerințele sistemului de identificare (marcare) a centralelor termo-electrice (SIE) / KKS

- (SIE) / KKS acoperă toate instalațiile și componentele facilitând astfel limbajul comun pentru toate domeniile de aplicare.
- rezervă indicatori identificare pentru dezvoltare ulterioară și conține rezerve pentru tehnică în dezvoltare precum și utilizarea de noi tehnologii.
- permite prelucrarea datelor în toate domeniile și asigură un flux neîntrerupt și corect al informațiilor. Acesta respectă normele naționale și internaționale.

Sistemul SIE nu este doar ușor de înțeles și de utilizat, ci facilitează o identificare sistematică a componentelor în cadrul tuturor fazelor: **proiectare, autorizare, execuție, operare, întreținere până la scoaterea din uz.**

Structura sistemului de identificare a centralelor termo-electrice (SIE)/KKS

SIE este un sistem ierarhic a cărui descriere generală este compusă din n blocuri denumite nivele de clasificare. Descrierea pornește din stânga cu cea mai mare unitate și se termină la dreapta cu cea mai mică unitate.

Simplitatea sistemului rezultă din organizarea individuală a fiecărui nivel cu combinații de numere și litere.

În cadrul SIE sunt prevăzute 3 posibilități de utilizare ce se pot fi combinate.

- Procedura de identificare a sistemului

La acest tip de identificare se împarte întreaga instalație în funcție de proces astfel încât să poată fi abordate procedural și agregatele și resursele pentru mașini, instalații electrice, sisteme de comandă sau tehnici de construcții.

Procedura de identificare a sistemului este necesară pentru multe cazuri de utilizare deoarece permite asocierea funcțională, spre exemplu a pozițiilor de instalare a componentelor în sistemele electrice și de comandă, încăpere/spațiu, a semnalelor sau identificarea acestora în cadrul diagramelor de circuit.

În cadrul sistemelor electrice și de control, activitățile pentru consumul propriu, alimentare cu curent electric, măsurare comandă, protective (etc.) sunt tratate ca tehnici de proces.

Procedura de identificare corespunde blocului de identificare “Construcții” din DIN 40719 partea 2. Acest bloc se va nota cu semnul “=”. Conform normelor, se poate renunța la semnul “=” dacă se păstrează clar denumirea de identificare.

○ **Identificarea (marcare) locului de instalare**

Ca în cazul sistemului de identificare de proces, SIE se poate folosi și pentru pozițiile de instalare, preponderent pentru sistemele electrice și identificarea locurilor de comandă dar și pentru sisteme mecanice. În acest caz se precizează nivelul de clasificare locativ AGREGAT și se precizează: coordonate, etaj, loc în dulap și altele.

Pentru identificarea locului de instalare se vor folosi în nivelul de clasificare “Funcție” aceleași litere ca și în identificarea de proces. Astfel rezulta o mai bună capacitate de reținere a întregului sistem.

O confuzie cu sistemul de identificare a procesului este exclusă deoarece conform DIN 40719 partea 2 pentru blocul de identificare “loc” corespunzător locului de instalare se prevede obligatoriu semnul “+” pentru situația în care pot apărea confuzii. Acest semn poate să lipsească dacă modul de descriere este inconfundabil (de exemplu formatat în documentație).

○ **Identificare (marcare) spațiului**

Pentru a putea preciza în mod clar și poziția în cadrul CET a locului de amplasare a instalațiilor, echipamentelor și utilajelor se folosește nivelul de clasificare Funcție clădiri și coridoare iar în nivelul de clasificare Agregat se marchează diferitele încăperi și coridoare ale construcției. În acest caz nu se utilizează nivelul de clasificare Resurse. Marcarea compartimentelor de incendiu se face conform identificării spațiului. Semnul de identificare (marcare) spațială se poate prevedea cu semnul “+” și lângă semnul de identificare al procesului.

○ **Construirea și conținutul nivelurilor de clasificare**

Din motive de claritate și de memorare ușoară, fiecare din nivelurile de clasificare sunt construite alfanumeric după cum se arată în tabelul de mai jos.

Nr. Nivel de clasificare	0	1					2					3					
Denumire nivel de clasificare	Instalația în întregime	Funcție					Agregat					Resurse					
Descriere punct de date	G	F 0	F 1	F 2	F 3	F N	A 1	A 2	A N				A 3	B 1	B 2	B N	
Tipul punctului de date	A	N	A	A	A	N	N	A	A	N	N	N	A	A	A	N	N

Tabel 51. Exemplu sistem de identificare alfa-numeric

Exemplu :

A -

B - liber

C - liber

D* - generator electric cu motor diesel, mobil (generator de urgență)

E* - instalație de încălzire, rezervă est

F* - conducte de termoficare, rezervă

G* - turbină de gaz

H - centrală de cogenerare pentru producerea agentului termic

J - centrală de cogenerare pentru producerea electricității

K* - sisteme de cazan în diferite locații

M* - motoare termice

N* - rețea de termoficare

P* - stație de pompare de rezervă

S - stație de pompare

S9 - stație de pompare ...
W - centrală termo-electrică ...
W9 - stație de pompe
etc.

8.8 Programe de mentenanță

Se recomandă respectarea cu strictețe a programului de mentenanță stabilit de producător pentru instalația de gazeificare biomasă și cogenerare cu gaz de sinteză.

Se recomandă încheierea unui contract de mentenanță cu producătorul motoarelor incluse în cadrul obiectelor 1 și 2, care să includă serviciul de monitorizare online de la distanță pentru diagnoză și mentenanță predictivă pe perioada de post-garanție (în cadrul perioadei de garanție acest serviciu va face parte din obligațiile producătorului de motoare și ale contractorului).

În caz de necesitate, consultantul va face o propunere detaliată a cerințelor privind garanția, mentenanța în garanție și post-garanție, la faza de elaborare a Caietului de Sarcini (CS) necesar pentru stabilirea achiziției publice.

8.9 Curba de reglaj temperatură tur/retur pentru rețeaua de termoficare

În prezent, operatorul CET menține temperaturile de reglare la gard în rețeaua de termoficare conform graficului de mai jos :

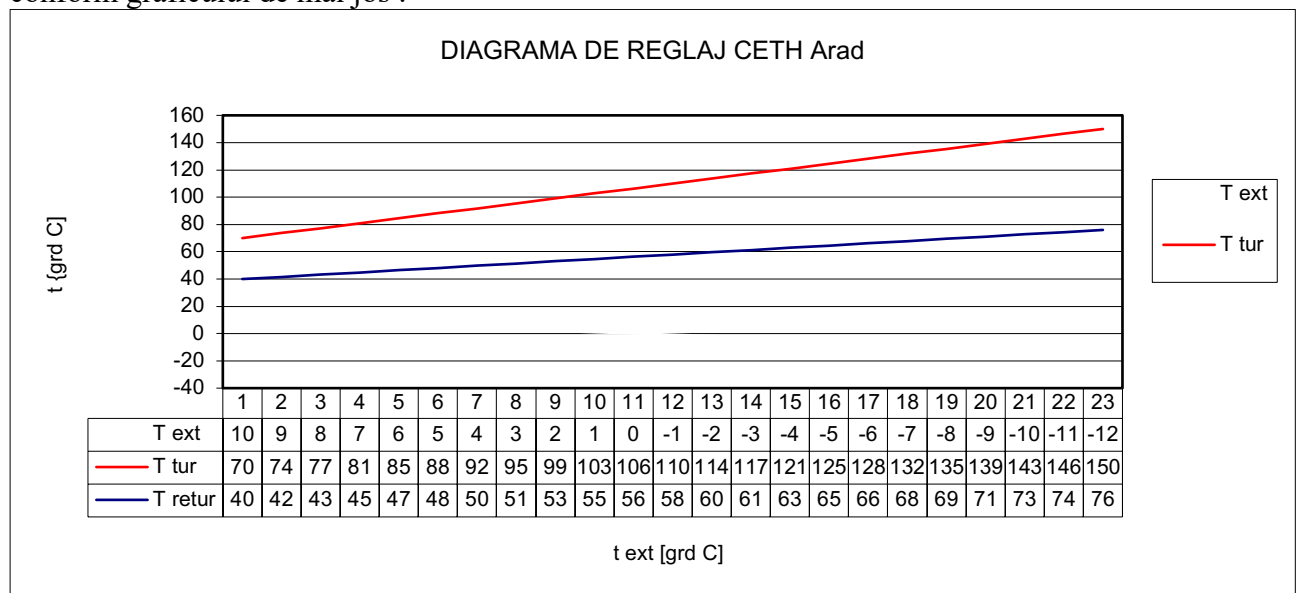


Figura 39. Curba de reglaj actual

Ținând cont de cerințele actuale de dezvoltare a SACET consultantul recomandă o curbă de reglaj adaptată la rețelele de generația 4/5 cu temperaturi joase după cum este redată în graficul de mai jos:

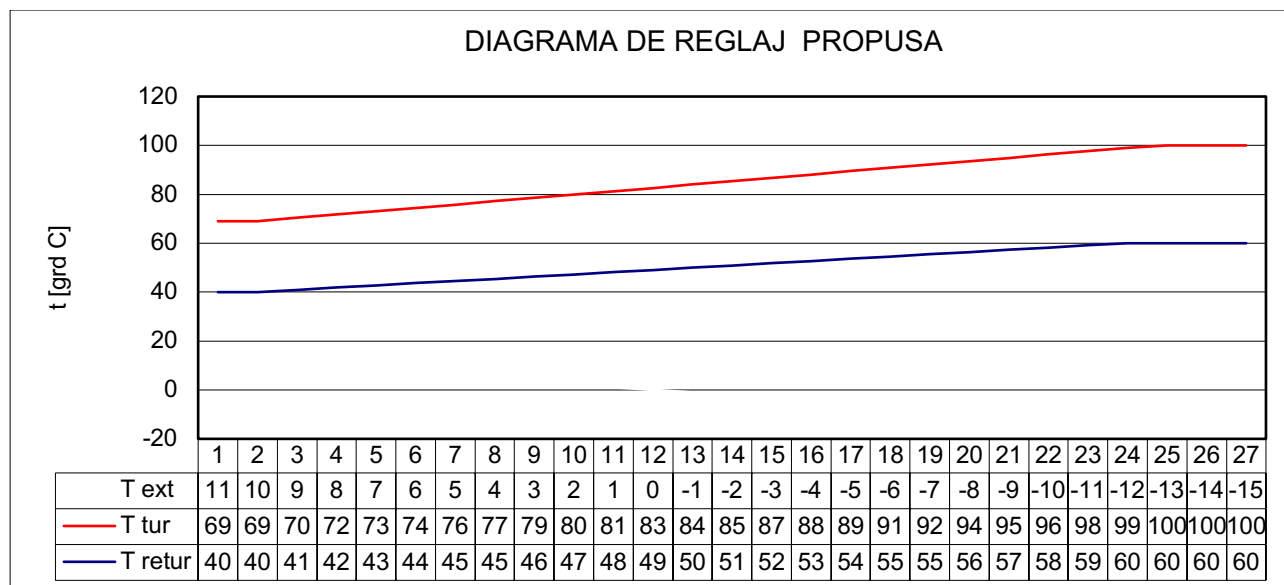


Figura 40. Curba de reglaj propus

T ext	°C	35-11	10	9	8	7	6	5	4	3	2	1	0	-1	-2	-3	-4	-5	-6	-7	-8	-9	-10	-11	-12	-13	-14	-15	<=-15
T tur	°C	69	69	70	72	73	74	76	77	79	80	81	83	84	85	87	88	89	91	92	94	#	96	98	99	100	100	100	100
T retur	°C	40	40	41	42	43	44	45	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	55	56	#	58	59	60	60	60	60	60

Tabel 52. Variații temp. Tur/ returi termoficare funcție de temp. exterioară

8.10 Criterii de atribuire

Pentru obținerea unui raport preț/eficacitate optim pentru beneficiar, consultantul recomandă și folosirea eventuala a următoarelor criterii principale de atribuire (diferite de cele propuse la cap. 7.2.1.2)

Ponderea lor este descrisă în cele ce urmează :

- Prețul ofertei: 40%
- Calitatea tehnică a obiectelor principale (Obiect 1-3,8): 50%
- Evaluarea comercială a ofertei: 10%

Criteriile, factorii de evaluare, condițiile și algoritmi de calcul sunt elemente ce vor fi detaliate în cadrul etapei de elaborare a Documentației de Atribuire (DA), ca anexă la Caietul de Sarcini aferent procedurii de achiziție publică.

De asemenea având în vedere:

- potențialul de energie termică rămasă actual fără a fi produsă prin cogenerare de înaltă eficiență în SACET se recomandă:

- Completarea în viitorul apropiat și mediu a sursei CET **Arad** cu instalații noi de cogenerare de înaltă eficiență pentru a ajunge la creșterea ponderii energiei termice livrate „la Gard” la peste 85 %.

- Extinderea SACET în viitorul imediat și mediu cu zone din municipiu și din localitățile apropiate care în prezent nu sunt racordate la SACET.

- pentru punctele termice care au pierderi de energie termică peste 50% trebuie efectuate analize pe ramuri și trebuie stabilite soluții pentru reducerea acestora, cum ar fi: renunțarea la anumiți consumatori izolați aflați la capăt de rețea, instalarea unor surse regenerabile pentru perioada de vara, etc.

- Inceperea acțiunii de reabilitare rețele termice secundare, acțiune în cadrul căreia se vor redimensiona conductele, se vor monta conducte de recirculație a apei calde de consum și elemente

de reglare la fiecare scara, prin montajul buclei de echilibrare hidraulica pentru circuitul de încălzire la nivel de scara de bloc/bloc, funcție de locul de delimitare a instalațiilor între operatorul sistemului de alimentare cu căldură și asociație de locatari / proprietari;

8.11 Recomandări privind respectare prevederilor legislative privind SPAET și eficiența energetică

Consultantul recomanda respectarea următoarelor prevederi din decizia senatului din data de 09.04.2019 privitoare la “Legea pentru modificarea și completarea Legii serviciului public de alimentare cu energie termică nr.325/2006, pentru modificarea alin.(5) al art.10 din Legea nr.121/2014 privind eficiența energetică și pentru completarea alin.(3) al art.291 din Legea nr.227/2015 privind Codul fiscal” în care :

a. la art. I, punctul 3, legea prevede redefinirea conceptului de condominiu în vederea stabilirii zonelor unitare de încălzire.

Condominiu : Este un concept energetic legat de soluția de încălzire unitară, aceeași în toate apartamentele condominiilor, practicat pe scară lângă în multe state necesar pentru întărirea sistemelor centralizare de termoficare care sunt, potrivit specialiștilor, cele mai eficiente sisteme, nu prezintă riscuri pentru consumatorii finali și au un grad mai redus de poluare.

Concret :

- la art. I punctul 11, legea instituie pentru autoritățile administrației publice locale o competență exclusivă în ceea ce privește înființarea, organizarea, gestionarea și funcționarea serviciului public de alimentare cu energie termică în sistem centralizat.

- g) un condominiu - un sistem de încălzire având la bază o singură soluție tehnică de încălzire;

- La articolul 3,

i) protejarea investițiilor în sistemul de alimentare cu energie termică realizate de către autoritățile administrației publice locale sau alți investitori;

- j) utilizarea și montarea unor instalații și echipamente a căror performanțe să asigure și să garanteze gradul de siguranță impus de legislația în vigoare pentru infrastructură și pentru sănătatea populației.”

- La articolul 4:

„a) asigurarea continuității serviciului public de alimentare cu energie termică și eliminarea riscurilor de intoxicare, asfixiere, incendii, explozii sau riscurilor privind sănătatea populației;”

- g) asigurarea unui cadru concurențial pentru toți producătorii de energie termică, în condițiile legii;

- h) asigurarea producerii energiei termice în condiții de eficiență energetică și protecția mediului.”

- La articolul 8, alineatul (1) :

- (1) Autoritățile administrației publice locale au competență exclusivă, în condițiile legii, în tot ceea ce privește înființarea, organizarea, gestionarea și funcționarea serviciului public de alimentare cu energie termică în sistem centralizat, precum și în ceea ce privește crearea, dezvoltarea, modernizarea, reabilitarea și exploatarea bunurilor proprietate publică sau privată a unităților administrativ-teritoriale care compun sistemul de utilitate publică respectiv.

- g) asigurarea condițiilor și întocmirea studiilor privind evaluarea potențialului local al resurselor regenerabile de energie și al studiilor de fezabilitate privind valorificarea acestui potențial

i) stabilirea zonelor unitare de încălzire, în vederea utilizării optime a resurselor de energie și cu respectarea normelor de protecție a mediului și sănătății populației, privind integritatea și siguranța în funcționare a instalațiilor și echipamentelor și privind obligația factorilor responsabili pentru

asigurarea sănătății publice, pe baza studiilor de fezabilitate aprobate prin hotărâre a consiliului local, a consiliului județean sau a Consiliului General al Municipiului București ori a asociației de dezvoltare comunitară, după caz, precum și controlul respectării acestora

(3) Proiectele de modernizare și dezvoltare urbană, precum și modernizarea și dezvoltarea SACET iau în considerare studiile de fezabilitate ce includ analize comparative cost- beneficiu, conform prevederilor Legii nr.121/2014, cu modificările și completările ulterioare, pentru evaluarea soluțiilor de alimentare cu energie termică produsă prin cogenerare de înaltă eficiență și/sau prin valorificarea resurselor regenerabile locale, în conformitate cu normele de protecție a mediului și sănătății populației, privind integritatea și siguranța în funcționare a instalațiilor și echipamentelor și siguranța în construcții, în condiții de eficiență energetică.”

Compartimentul energetic, înființat în conformitate cu prevederile art.8 alin.(2) lit.c), are următoarele atribuții principale:

- a) elaborează și propune spre aprobare autorităților administrației publice locale programul de modernizare și dezvoltare a SACET;
- b) propune, pe baza studiului de fezabilitate, spre aprobare autorităților administrației publice locale zonele unitare de încălzire;
- c) elaborează, în conformitate cu reglementările- cadru emise de A.N.R.E., și supune spre aprobare autorității administrației publice locale următoarele:
 - **regulamentul serviciului public de alimentare cu energie termică;**
 - **caietul de sarcini pentru prestarea serviciului public de alimentare cu energie termică;”**

8.12 Recomandări privind folosirea datelor conform cerințelor din cererea de finanțare PNRR

Devizul general Scenariu S2 recomandat (conform HG907)

Nota : Devizul se regăsește și în ACB anexa 29

Nr. Crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Cotă	Valoare (fără TVA)	Valoare TVA	Valoare (cu TVA)
			lei	lei	lei
1	2	2a	3	4	5
CAPIT 1	Cheltuieli pentru Obținerea și Amenajarea terenului				
1.1	Obținerea terenului		0,00	0,00	0,00
1.2	Amenajarea terenului		24.974.136,00	4.745.085,84	29.719.221,84
1.3	Amenajări pentru protecția mediului și aducerea terenului la starea inițială		102.465,00	19.468,35	121.933,35
1.4	Cheltuieli pentru relocarea/protecția utilităților		409.860,00	77.873,40	487.733,40
	Total capitol 1		25.486.461,00	4.842.427,59	30.328.888,59
CAPIT 2	Cheltuieli pentru Asigurarea utilităților necesare obiectivului de investiții				
2.1	Asigurarea utilităților necesare obiectivului de investiții		0,00	0,00	0,00
	Total capitol 2		0,00	0,00	0,00
CAPIT 3	Cheltuieli pentru Proiectare și Asistență tehnică				
3.1	Studii		212.850,00	40.441,50	253.291,50
3.1.1	Studii de teren		123.750,00	23.512,50	147.262,50
3.1.1.1	<i>Studiu topografic</i>		59.400,00	11.286,00	70.686,00
3.1.1.2	<i>Studiu geotehnic</i>		59.400,00	11.286,00	70.686,00
3.1.1.3	<i>Studiu hidrologic</i>		4.950,00	940,50	5.890,50
3.1.2	Raport privind impactul asupra mediului		89.100,00	16.929,00	106.029,00
3.1.3	Alte studii specifice		0,00	0,00	0,00
3.2	Documentații-suport și cheltuieli pentru obținerea de avize, acorduri și autorizații, asigurate de investitor/achizitor în faza de studii (3.5.2, 3.5.3)		29.000,00	5.510,00	34.510,00
3.3	Expertizare tehnică		118.800,00	22.572,00	141.372,00
3.4	Certificarea performanței energetice și auditul energetic al clădirilor		0,00	0,00	0,00

3.5	Proiectare	4.857.250,00	922.877,50	5.780.127,50
3.5.1	Temă de proiectare (TP)	0,00	0,00	0,00
3.5.2	Studiu de fezabilitate (SPF)	0,00	0,00	0,00
3.5.3	Studiu de fezabilitate (SF) / Documentație de avizare lucrări de intervenție (DALI) + Deviz general (DG)	130.000,00	24.700,00	154.700,00
3.5.4	Documentațiile tehnice necesare în vederea Obținerii avizelor, acordurilor și autorizațiilor (DTA), asigurate de contractor prin proiectant general în faza de proiectare a implementării	356.400,00	67.716,00	424.116,00
3.5.5	Verificarea tehnică de calitate a Proiectului tehnic și a Detaliilor de execuție (VP PTE)	39.600,00	7.524,00	47.124,00
3.5.6	Proiect tehnic și Detalii de execuție (PTE, sau PT+DE)	4.331.250,00	822.937,50	5.154.187,50
3.6	Organizarea procedurilor de achiziție	119.000,00	22.610,00	141.610,00
3.7	Consultanță	318.595,00	60.533,05	379.128,05
3.7.1	Servicii de consultanță la elaborarea cererii de finanțare și a tuturor studiilor necesare	130.000,00	24.700,00	154.700,00
3.7.2	Managementul de proiect pentru obiectivul de investiții, asigurat de investitor/achizitor	173.250,00	32.917,50	206.167,50
3.7.3	Auditul financiar	15.345,00	2.915,55	18.260,55
3.8	Asistență tehnică	1.266.050,00	240.549,50	1.506.599,50
3.8.1	Asistență tehnică din partea proiectantului	267.300,00	50.787,00	318.087,00
3.8.1.1	<i>Asistență tehnică din partea proiectantului, pe perioada de execuție a lucrărilor</i>	207.900,00	39.501,00	247.401,00
3.8.1.2	<i>Asistență tehnică din partea proiectantului, pentru participarea proiectantului la fazele incluse în programul de control al lucrărilor de execuție, avizat de către Inspectoratul de Stat în Construcții</i>	59.400,00	11.286,00	70.686,00
3.8.2	Dirigenție de șantier	998.750,00	189.762,50	1.188.512,50
	Total capitol 3	6.921.545,00	1.315.093,55	8.236.638,55
CAPIT 4	Cheltuieli pentru investiția de bază			
4.1	Construcții și instalații	46.061.145,90	8.751.617,72	54.812.763,62
4.1.01	Obiect 1 - MT : Instalație de cogenerare de înaltă eficiență cu motoare termice pe gaz natural	7.619.980,50	1.447.796,30	9.067.776,80
4.1.02	Obiect 2 - CB : Centrală pe biomasă cu instalație de cogenerare	9.864.647,10	1.874.282,95	11.738.930,05
4.1.03	Obiect 3 - CA : Cazane de apă caldă	5.424.210,00	1.030.599,90	6.454.809,90
4.1.04	Obiect 4 - AC : Acumulator de căldură	3.036.379,50	576.912,11	3.613.291,61

4.1.05	Obiect 5 - SP : Stație de pompare	4.310.361,00	818.968,59	5.129.329,59
4.1.06	Obiect 6 - DT : Degazor termic	0,00	0,00	0,00
4.1.07	Obiect 7 - SE : Stație electrică și sistem de conducere	7.452.621,00	1.415.997,99	8.868.618,99
4.1.08	Obiect 8 - SG : Lucrari generale, demolări, rețele și racorduri în incintă	8.352.946,80	1.587.059,89	9.940.006,69
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	92.462.198,40	17.567.817,70	110.030.016,10
4.2.01	Obiect 1 - MT : Instalație de cogenerare de înaltă eficiență cu motoare termice pe gaz natural	12.653.744,40	2.404.211,44	15.057.955,84
4.2.02	Obiect 2 - CB : Centrală pe biomasă cu instalație de cogenerare	13.400.372,70	2.546.070,81	15.946.443,51
4.2.03	Obiect 3 - CA : Cazane de apă caldă	7.065.135,00	1.342.375,65	8.407.510,65
4.2.04	Obiect 4 - AC : Acumulator de căldură	6.571.422,00	1.248.570,18	7.819.992,18
4.2.05	Obiect 5 - SP : Stație de pompare	8.168.509,80	1.552.016,86	9.720.526,66
4.2.06	Obiect 6 - DT : Degazor termic	464.508,00	88.256,52	552.764,52
4.2.07	Obiect 7 - SE : Stație electrică și sistem de conducere	21.456.854,10	4.076.802,28	25.533.656,38
4.2.08	Obiect 8 - SG : Lucrari generale, demolări, rețele și racorduri în incintă	22.681.652,40	4.309.513,96	26.991.166,36
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	319.044.820,05	60.618.515,81	379.663.335,86
4.3.01	Obiect 1 - MT : Instalație de cogenerare de înaltă eficiență cu motoare termice pe gaz natural	156.664.648,80	29.766.283,27	186.430.932,07
4.3.02	Obiect 2 - CB : Centrală pe biomasă cu instalație de cogenerare	64.441.946,25	12.243.969,79	76.685.916,04
4.3.03	Obiect 3 - CA : Cazane de apă caldă	41.514.165,00	7.887.691,35	49.401.856,35
4.3.04	Obiect 4 - AC : Acumulator de căldură	16.212.012,30	3.080.282,34	19.292.294,64
4.3.05	Obiect 5 - SP : Stație de pompare	12.260.278,80	2.329.452,97	14.589.731,77
4.3.06	Obiect 6 - DT : Degazor termic	752.776,20	143.027,48	895.803,68
4.3.07	Obiect 7 - SE : Stație electrică și sistem de conducere	26.741.315,70	5.080.849,98	31.822.165,68
4.3.08	Obiect 8 - SG : Lucrari generale, demolări, rețele și racorduri în incintă	457.677,00	86.958,63	544.635,63
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport	1.523.996,10	289.559,26	1.813.555,36
4.4.02	Obiect 2 - CB : Centrală pe biomasă cu instalație de cogenerare	1.523.996,10	289.559,26	1.813.555,36
4.5	Dotări	0,00	0,00	0,00

4.6	Active necorporale	0,00	0,00	0,00
	Total capitol 4	459.092.160,45	87.227.510,49	546.319.670,94
CAPIT 5	Alte cheltuieli			
5.1	Organizare de șantier	2.366.941,50	449.718,89	2.816.660,39
5.1.1	Lucrări de construcții și instalații aferente organizării de șantier	136.620,00	25.957,80	162.577,80
5.1.2	Cheltuieli conexe organizării șantierului	2.230.321,50	423.761,09	2.654.082,59
5.2	Comisioane, cote, taxe, costul creditului	969.666,70	0,00	969.666,70
5.2.1	Comisiunile și dobânzile aferente creditului băncii finanțatoare	0,00	0,00	0,00
5.2.2	Cota aferentă ISC pentru controlul calității lucrărilor de construcții și instalații (procent din valoarea cheltuielilor 4.1 și 5.1.1)	0,50% 230.988,83	0,00	230.988,83
5.2.3	Cota aferentă ISC pentru controlul statului în amenajarea teritoriului, urbanism și pentru autorizarea lucrărilor de construcții și instalații (procent din valoarea cheltuielilor 4.1)	0,10% 46.061,15	0,00	46.061,15
5.2.4	Cota aferentă Casei Sociale a Constructorilor, din valoarea lucrărilor de construcții, instalații și montaj (procent din valoarea cheltuielilor 4.1 și 4.2)	0,50% 692.616,72	0,00	692.616,72
5.2.5	Taxe pentru avize conforme, acorduri și autorizații de construire și/sau desființare	0,00	0,00	0,00
5.3	Cheltuieli diverse și neprevăzute (procent din valoarea cheltuielilor 1.2, 1.3, 1.4, 2.1, 3.1, 3.3, 3.5.4, 3.5.5, 3.5.6, 3.8.1, 4, 5.1, 6)	4,83% 23.852.180,18	4.531.914,23	28.384.094,41
5.4	Cheltuieli pentru informare și publicitate	35.000,00	6.650,00	41.650,00
	Total capitol 5	27.223.788,38	4.988.283,12	32.212.071,50
CAPIT 6	Cheltuieli pentru instruire, probe tehnologice și teste			
6.1	Pregătirea personalului de exploatare	166.232,79	31.584,23	197.817,01
6.2	Probe tehnologice și teste	1.147.608,00	218.045,52	1.365.653,52
	Total capitol 6	1.313.840,79	249.629,75	1.563.470,53
	TOTAL DEVIZ GENERAL	520.037.795,62	98.622.944,49	618.660.740,11

1.2 +				
1.3 +				
1.4 +				
2.1 +				
4.1 +	din care: TOTAL LUCRĂRI "C+M"	164.146.425,30	31.187.820,81	195.334.246,11
4.2 +				
5.1.1				

Tabel 53 Deviz general scenariu recomandat

Comparație scenarii :

1	2	Scenarii			6	7
		3	4	5		
	UM	S1	S2 Propus	SR	S1 -SR	S2-SR
Energie termica din care	MWh/an	318.679	318.679	318.679	0	0
cogenerare din care						
cu gaz natural	MWh/an	147.852	147.852	0		
	%	46,40		0,00		
cu biomasa	MWh/an	46200	46.200	0	46200	46200
	%	0		0		
total	MWh/an	194.052	194052	0		
	%	60,89	60,89	0,00		
Productie fara cogenerare						
cu gaz natural	MWh/an	124.626	124.626	328.239		
	%	39,11	39,1	100,00		
cu biomasa	MWh/an	0	0	0		
	%	0	0	0		
coeficient eficienta energetica	%	60,89	60,89	0,00		
Energie electrica din care	MWh/an	152.912	198.665	0	152.912	198665
cogenerare cu gaz natural	MWh/an	137.648	183.545	0	137.648	183545
cogenerare cu biomasa	MWh/an	15.264	15.120	0	15264	15120
conum propriu	MWh/an	4.672	4.084	0	4672	4084
livrata "la gard"	MWh/an	148.240	195.498	0	148239,81	195498
En.El.schema de sprijin	MWh/an	148.240	195.498	0	148.240	195498

Tabel 53. Comparație scenarii

	UM/ AN	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Emisii CO2										
S2	tCO2	0	0	0	98362	95430	95313	95197	95197	95197
SR+prod.separata energie	tCO2	0	0	0	153158	148942	148773	148607	148607	148607
Reduceri	tCO2	0	0	0	54796	53512	53460	53409	53409	53409
Emisii NOx										
S2	kgNOx	0	0	0	83831	81612	81524	81436	81436	81436
SR+prod.separata energie	kgNOx	0	0	0	85376	83685	83617	83550	83550	83550
Reduceri	kgNOx	0	0	0	1545	2073	2094	2115	2115	2115
Energie primara Consum										
S2	tep	0	0	0	48271	46993	46942	46891	46891	46891
SR+prod.separata energie	tep	0	0	0	63425	61631	61559	61488	61488	61488
Reduceri	tep	0	0	0	15155	14638	14617	14596	14596	14596
Emisii GES										
S2	t ech CO2	0	0	0	123176	119588	119444	119302	119302	119302
SR+prod.separata energie	t ech CO2	0	0	0	178514	173797	173608	173421	173421	173421
Reduceri	t ech CO2	0	0	0	42870	41743	41698	41653	41653	41653

	UM/ AN	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	Total
Emisii CO2													20 ani
S2	tCO2	95197	95197	95197	95197	95197	95197	95197	95197	95197	95197	95197	1832394,84
SR+prod.separata energie	tCO2	148607	148607	148607	148607	148607	148607	148607	148607	148607	148607	148607	2531364
Reduceri	tCO2	53409	53409	53409	53409	53409	53409	53409	53409	53409	53409	53409	4363759
Emisii NOx													
S2	kgNOx	81436	81436	81436	81436	81436	81436	81436	81436	81436	81436	81436	1387088
SR+prod.separata energie	kgNOx	83550	83550	83550	83550	83550	83550	83550	83550	83550	83550	83550	1422385
Reduceri	kgNOx	2115	2115	2115	2115	2115	2115	2115	2115	2115	2115	2115	2809453
Energie primara Consum													
S2	tep	46891	46891	46891	46891	46891	46891	46891	46891	46891	46891	46891	798685
SR+prod.separata energie	tep	61488	61488	61488	61488	61488	61488	61488	61488	61488	61488	61488	1047444
Reduceri	tep	14596	14596	14596	14596	14596	14596	14596	14596	14596	14596	14596	1846129
Emisii GES													
S2	t ech CO2	119302	119302	119302	119302	119302	119302	119302	119302	119302	119302	119302	2244354
SR+prod.separata energie	t ech CO2	173421	173421	173421	173421	173421	173421	173421	173421	173421	173421	173421	2953813
Reduceri	t ech CO2	41653	41653	41653	41653	41653	41653	41653	41653	41653	41653	41653	5198167

Tabel 54. Indicatori de emisii

Indicatorul	UM	Situatia actuala	Dupa implementare
Eficienta unitatii de cogenerare	%	0	88
productie separata	%	53	53
Randamentul global al sursei	%	85	90,19
Pondere energiei regenerabile	%	0	11,85

Tabel 55. Indicatori de eficiență Scenariu 2

Evoluția pierderilor de energie termica in perioada analizata :

SACET Arad	Perioada		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
	Capacitate de energie termica pierduta in retele termice	MWh/an		134.244	134.259	111.538	95.604	79.670	63.736	47.802	38.241	38.241	38.241	38.241	38.241	38.241	38.241	38.241	38.241	38.241	38.241	38.894	38.894
	%		42,13%	42,13%	35,00%	30,00%	25,00%	20,00%	15,00%	12,00%	12,00%	12,00%	12,00%	12,00%	12,00%	12,00%	12,00%	12,00%	12,00%	12,00%	12,00%	12,00%	12,00%
Energia termica vanduta	MWh/an		184435	184419	207141	223075	239009	254943	270877	280437	280437	280437	280437	280437	280437	280437	280437	280437	280437	280437	280437	280437	280437

Tabel 56. Evoluția pierderilor de energie termica in perioada analizata

Evoluția consumului mediu lunar de energie termica si producția de energie pentru primul an de operare :

Luna de productie	zile/luna	2025		Scenariu 2		
		Sarcina termica medie lunara	Energie termica produsa	Energie termica produsa prin cogenerare	Energie electrica produsa	Energie termica produsa fara cogenerare
	nr.	MW	MWh	MWh	MWh	MWh
Ianuarie	31,00	78,96	58.745	23.957	24.552	34.789
Februarie	28,00	72,87	48.971	21.638	22.176	27.332
Martie	31,00	61,29	45.602	23.957	24.552	21.646
Aprilie	30,00	48,46	34.890	23.184	23.760	11.706
Mai	31,00	12,87	9.576	9.576	9.813	0
Iunie	30,00	12,19	8.774	8.774	8.992	0
Iulie	31,00	11,87	8.832	8.832	9.052	0
August	31,00	11,94	8.885	8.885	9.105	0
Septembrie	30,00	11,64	8.378	8.378	8.378	0
Octombrie	31,00	13,08	9.731	9.731	9.973	0
Noiembrie	30,00	40,45	29.122	23.184	23.760	5.938
Decembrie	31,00	63,41	47.173	23.957	24.552	23.217
Total	365,00		318679	194052	198665	124.627
Coeficient de eficienta energetica %				60,893		
Cifra specifica de curent electric					1,024	

Tabel 57. Evoluția consumului mediu lunar de energie termica si productia de energie pentru primul an de operare

Coeficientul de eficiența energetica este 60,89 % (> 50 %) !

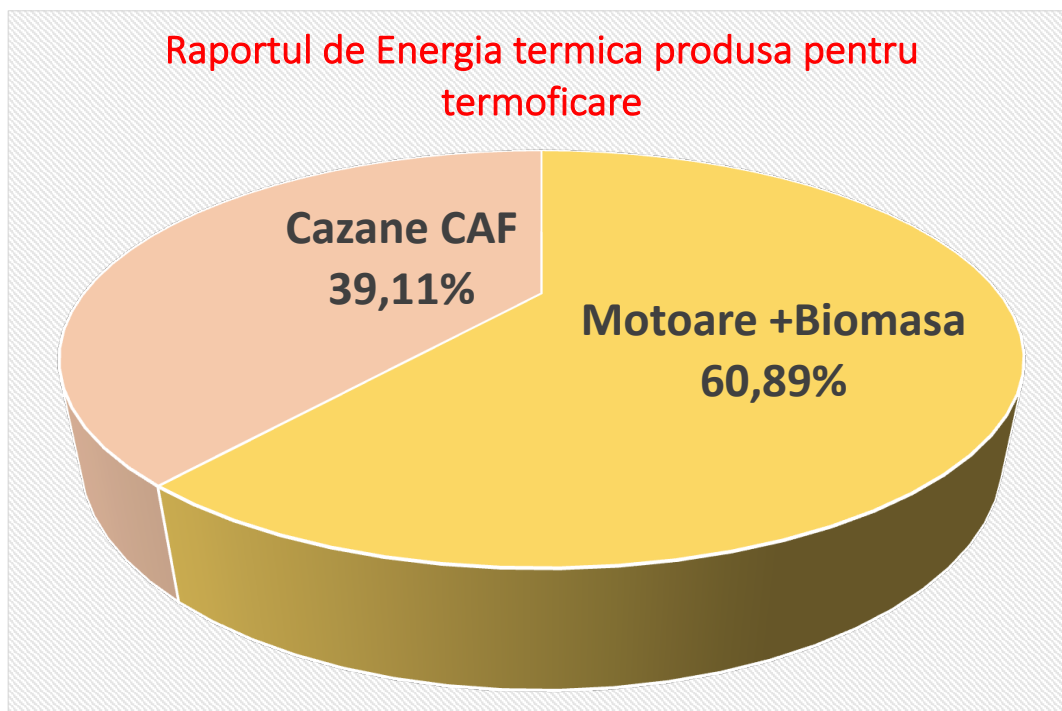


Figura 41. Raport energie termică produsă pentru termoficare - surse

Indicatorii pentru măsura de investiții 3 : Dezvoltarea de capacități de producție pe gaz, flexibile și de înaltă eficiență, pentru cogenerarea de energie electrică și termică (CHP) în sectorul încălzirii centralizate, în vederea realizării unei decarbonizări profunde .

Indicatorii obligatorii de proiect :

			Primul an de operare	Perioada de analiza
ID	Indicatorii obligatorii la nivel de proiect	Unitate de măsură	Valoarea de proiect	Valoarea de proiect
I.1	Reducerea gazelor cu efect de seră - scădere	tone CO ₂ respectiv	42411,6	534868,2
	anuală estimată a gazelor cu efect de seră	Echivalent tone de CO ₂	42870	542845
I.2	Capacitate instalată în cogenerare de înaltă eficiență, pe gaz, flexibila	MW	31,2	31,2
I.3	Economii în consumul anual de energie primară	MWh/an respectiv MWh	176248	2214043

Tabel 58. Indicatorii obligatorii de proiect :

Indicatorii fizici :

Indicatorii fizici	Cogenerare				Productie en.termica	Total	Total
	BE cu gaz natural		BE cu biomasa		Energie termica fara cognerare		
	Capacitatea electrica nominala	Capacitatea termica nominala	Capacitatea electrica nominala	Capacitatea termica nominala	Capacitatea termica nominala	Capacitatea electrica nominala	Capacitatea termica nominala
	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW
	31,2	26,7	1,8	5,5	104,5	33	136,7
Randament %	88				95,7		
Energia termica produsa MWh/an							
Energia electrica produsa MWh/an							
Pondere %	60,89				39,11	100,00	

Tabel 59. Indicatorii fizici

Contribuția proiectului la obiectivele PNRR, măsura de investiții 3

1.1. Contribuția proiectului la obiectivele PNRR, măsura de investiții 3				
pct.1.1.1	economiile înregistrate în consumul de energie primară	>20%	Conform tabel indicatori fizici	10 puncte
Realizat in proiect		25,4	Tabel :Economia energie primara	10 puncte
pct.1.1.2	Proiectul propune realizarea unei instalații de cogenerare cu randamentul global brut	mai mare de 90%	Conform tabel indicatori fizici	10 puncte
Realizat in proiect		90,16	Tabel : Indicatori S2	10 puncte
pct.1.1.3	1.1.3. Contribuția proiectului la reducerea emisiilor de CO ₂ , funcție de energia electrică produsă	peste 1500 tone echivalent CO ₂ /an	Conform tabel indicatori fizici	8 puncte
Realizat in proiect		42870	Tabel : Indicatori obligatorii	8 puncte

1.2. Impactul proiectului asupra societății și mediului	RIRE	RIRE mai mare ca 14%	Conform ACB	8 puncte
Realizat in proiect	RIRE	20,58%	Tabel : Indicatori financiari	8 puncte

Tabel 60. Contribuția proiectului la obiectivele PNRR, măsura de investiții 3

Economia energie primara

		S2	SR
Energia primara	MWh/an	548.355,78	374.916,19
En.primara prod. Separat	MWh/an	712.609,42	366.297,43
Ec.en.primara	MWh/an	164.253,65	-8.618,76
	t.e.p.	14.458,95	-758,69
	%	23,05	-2,35

Tabel 61. Economia energie primara

Indicatori financiari	Inainte de asistenta comunitara	
1. Rată de rentabilitate financiară	20,58%	RIR/C
2. Valoare actualizată netă (lei)	966.480.804,48	VAN/C
3. Valoare actualizată netă (euro)	195.248.647,37	VAN/C
4. Raportul Cost/Beneficiu	0,72	C/B

Tabel 62. Indicatori financiari

	UM/ AN	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030			
Consum gaz natural	MWh	0	0	0	495.855,78	481341.1	480760.5	480185.8	480185.8	480185.8			
Energia produsa	MWh	0	0	0	517344.12	506281.4	505838.9	505400.9	505400.9	505400.9			
Emisii CO2	S2 tCO2	0	0	0	98362	95430	95313	95197	95197	95197			
Emisii NOx	S2 kgNOx	0	0	0	83831	81612	81524	81436	81436	81436			
Energie primara Consum	S2 tep	0	0	0	48271	46993	46942	46891	46891	46891			
Emisii GES	S2 t ech CO2	0	0	0	123176	119588	119444	119302	119302	119302			
Prag PNRR 250gCO2eq/kWh	t ech CO2	0	0	0	238.09265	236.2078	236.1307	236.0542	236.0542	236.0542			
	UM/ AN	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	Total
Consum gaz natural	MWh	480185.8	480185.8	480185.8	480185.8	480185.8	480185.8	480185.8	480185.8	480185.8	480185.8	480185.8	8180558
Energia produsa	MWh	505400.9	505400.9	505400.9	505400.9	505400.9	505400.9	505400.9	505400.9	505400.9	505400.9	505400.9	8605077
Emisii CO2	S2 tCO2	95197	95197	95197	95197	95197	95197	95197	95197	95197	95197	95197	1621863.66
Emisii NOx	S2 kgNOx	81436	81436	81436	81436	81436	81436	81436	81436	81436	81436	81436	1387068
Energie primara Consum	S2 tep	46891	46891	46891	46891	46891	46891	46891	46891	46891	46891	46891	798685
Emisii GES	S2 t ech CO2	119302	119302	119302	119302	119302	119302	119302	119302	119302	119302	119302	2032436
Prag PNRR 250gCO2eq/kWh	t ech CO2	236.0542	236.0542	236.0542	236.0542	236.0542	236.0542	236.0542	236.0542	236.0542	236.0542	236.0542	236.19

Tabel 63. Praguri emisii PNRR

Calculul randamentului de mai jos este pentru primul an de operare redat sintetic mai jos in tabelul 65 (anexa 38) . Randamentul pentru sursele de energie termica este de 91,24 % iar randamentul global este de 90,16 % :

Anexa 38

Calcul randament energia termica		An operare 1
Randament Cogenerare	%	88,45
Randament CAF	%	95,70
Energie termica		
Cogenerare incl.biomasa	MWh/an	194.052,33
UfCog. Cazane	MWh/an	131.000,00
Total produs	MWh/an	325.052,33
Combustibil	MWh/an	356.278,23
Randament	%	91,24
Calcul randament sursa		
Energia Electrica		
En.El.produsa inclusiv biomasa	MWh/an	198.665,36
Combustibil	MWh/an	224.607,53
Total produs	MWh/an	523.717,69
Total combustibil	MWh/an	580.885,76
Randament global sursa	%	90,16

Tabel 64. Randament sursa

9 ACB : Analiza Cost/ Beneficiu si anexele aferente .

A se vedea document separat: Volum 2.

PIESE DESENATE

1. P01_Plan de încadrare în zonă
2. P02_Plan de situație existentă. Schema de instalații și rețele.
3. P03_Plan de amplasament propus
4. P04_Plan general de situație propus
5. P05_Schemă termomecanică simplificată situația existentă
6. P06_Schemă termomecanică simplificată situația propusă (schema de proces)
7. P07_Schema electrică propusă pentru obiectivul de investiție

Nota: Piesele desenate sunt anexate la sfârșitul documentației, alături de anexele studiului.

ANEXE:

Anexa Devize
Certificat de urbanism
Aviz tehnic de principiu Trangaz
Aviz favorabil Delgaz
Extrase de carte funciare
Memoriu justificativ pentru obtinerea avizelor
Aviz de amplasament Compania de Apa Arad S.A.
Plan amplasament avizat Compania de Apa Arad S.A.
Aviz de amplasament CET HIDROCARBURI
Plan amplasament avizat CET HIDROCARBURI
Acord de principiu ANIF
Notificare DSP
Grafic de executie propus

SC GEO TOLS SRL

Localitatea Dumbrăvița, Str. Petofi Sandor Nr. 45. tel 0721. 911.665 sau 0723.298.097

FOAIE DE CAPĂT

STUDIU GEOTEHNIC

AMPLASAMENT: Loc. Arad, Calea Iuliu Maniu, nr. 65-71, C.F.
307811;307712;307809;307815, JUD. Arad.

Întocmire DALI "Înlocuire cazane pe gaz la S.C. CET
Hidrocarburi S.A. Arad"

Întocmire SF" Instalarea unei unități de producere combinată
de căldură și energie la S.C. CET
Hidrocarburi S.A. Arad"

Nr. Proiect: 54/2020

Beneficiari: MUNICIPIUL ARAD

S.C. CET Hidrocarburi S.A. Arad

TIMIȘOARA

- Martie 2020 -

BORDEROU

PIESE SCRISE:

Foaie de capăt	Pag. 1
Borderou	Pag. 2
Studiu geotehnic	Pag. 3

PIESE DESENATE:

Plan de situație	Planșa 1
-------------------------	-----------------

ANEXE:

Profil geotehnic al forajului	Anexa 1
Fișa de prelucrare a penetrării	Anexa 2
Determinări de laborator pe probele de pământ	Anexele 3 - 11
Buletin de analiză chimică pe sol	Anexa 12

particule de prafuri și nisipuri, care prin asanarea apelor s-a ajuns la straturi în genere separate în funcție de mărimea fragmentelor de bază.

În asemenea situații, stratificația poate să se schimbe pe distanțe uneori mici.

2.5 Geologic, zona se caracterizează prin existența în partea superioară a formațiunilor cuaternare, reprezentate de un complex alcătuit din argile, prafuri și nisipuri, cu extindere la peste 200 m adâncime. Fundamentul cristalin - granitic se află la circa 1400 ÷ 1700 m adâncime și este străbătut de o rețea densă de microfalii (fracturi) dintre care prezintă interes cea cunoscută sub numele de „FALIA Timișoara VEST” (dar nu în cazul de față).

2.6 Seismicitatea. În conformitate cu Codul P100-1/2013, perioada de colț $T_c = 0,7s$. Factorul de amplificare dinamică maximă a accelerației orizontale a terenului de către structură $\beta_0 = 2,5$. Spectrul normalizat de răspuns elastic $Se(T) = a_g \beta(T)$ se consideră pt. Zona Banat (fig. 3.4 din codul menționat) iar accelerația orizontală a terenului pt. proiectare $a_g = 0,20g$.

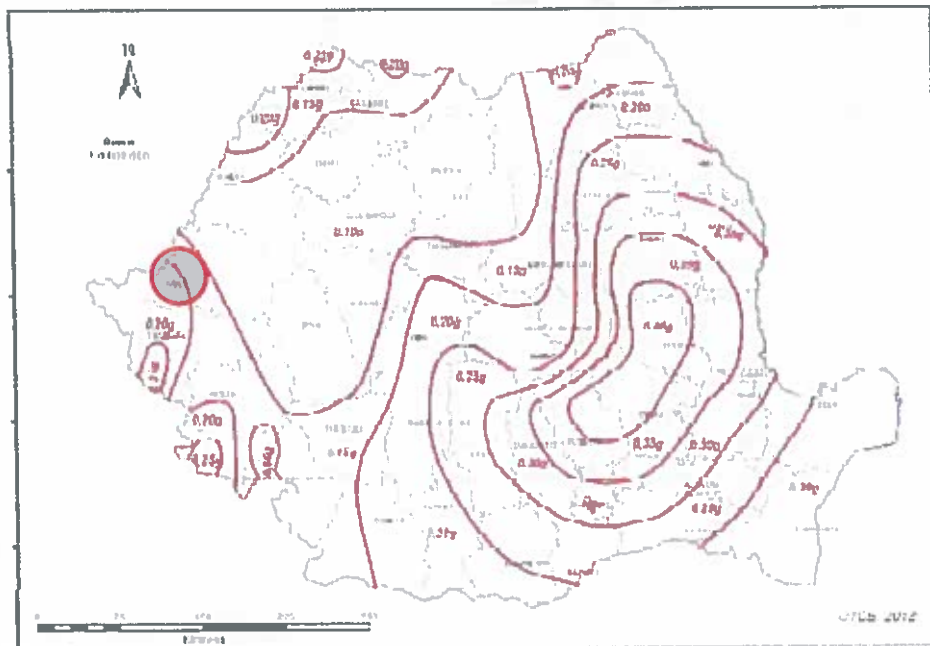


Fig. 3.3 Romania -Zonarea valorilor de vârf ale accelerației terenului pentru proiectare a_g cu IMR = 225 ani si 20% probabilitate de depășire in 50ani

2.8 Construcția ce urmează a se realiza este o întocmire DALI și execuție "Înlocuire cazane pe gaz 2x58 MW la S.C. Cet Hidrocarburi S.A. Arad", cu fundații izolate din beton și structură metalică.

3. CATEGORIA GEOTEHNICĂ

Pentru încadrarea preliminară a lucrării menționate într-una din categoriile geotehnice (care se face înainte de cercetarea terenului și care poate fi eventual schimbată în fiecare fază a procesului de proiectare și de execuție) s-a ținut seama de prevederile normativului NP 074/2014, Anexa I.1.

Factorii de care depinde riscul geotehnic, exprimat prin categoria geotehnică, sunt menționați mai jos și adaptați obiectivului în studiu, rezultând un punctaj conform tabelului A3, astfel :

FACTOR		PUNCTAJ
Condiții teren	Teren mediu	3
Apă subterană	Fără epuizmente	1
Clasificare construcție	Normală	3
Vecinătăți	Fără riscuri	1
Seismicitate	$a_g = 0,20 g$	2
Risc geotehnic		10

Conform tabelului A4 normativul NP074/2014, totalul de 10 puncte riscul geotehnic este moderat, categoria geotehnică 2.

Categoria geotehnică 2, include tipuri uzuale de încercări asupra terenului și lucrări și fundații fără riscuri anormale sau condiții de teren și de solicitare neobișnuite.

Categoria geotehnică 2 obligă la obținerea de date cantitative și calcule geotehnice, dar cu folosirea încercărilor de rutină pentru laborator și de teren, pentru proiectarea și execuția construcției.

4. INVESTIGAȚII GEOTEHNICE ȘI STRATIFICAȚIA INTERCEPTATĂ

4.1 Luându-se în considerare scopul pentru care se elaborează studiul geotehnic, dimensiunile în plan ale construcției și STAS 1242/1-81 s-au executat un foraj geotehnic (F1) cu adâncime de 8m și un sondaj de penetrare (PDU1) cu adâncime de 8m (conform planșei 1).

4.2 Forajul s-a realizat, cu trusa mecanică de 4", pe adâncime de 8,00m, prelevându-se probe de teren (practic la fiecare 50 cm), necesare stabilirii stratificației (Anexa 1) și parametrilor geotehnici pe baza încercărilor de laborator (Anexele 3 - 11).

5.2 La suprafața terenului până la adâncimea de 1,60 m este un strat de umplutură heterogenă, necompactată, cu resturi de materiale de construcții.

5.3 De la adâncimea de 1,60 m este un strat de pământ coeziv, cafeniu, plastic consistent spre vârtos și cu compresibilitate mare, neepuizat până la -8,00 m.

5.4 Apa subterană, la data efectuării forajului 18.02.2020, a fost interceptată la adâncimea de -6,20 m, fiind cu caracter ușor ascensional. Se apreciază că nivelul maxim poate ajunge până la cota de -3,50 m față de cota terenului natural. Din buletinul de analiză chimică pe sol nr. 14.496 /2020 rezultă faptul că solul nu prezintă agresivitate chimică față de betoane.

5.5 Pentru construcțiile ce urmează să se execute, se recomandă fundarea directă la adâncimea minimă $D_{f_{min}} = 2,00$ m față de nivelul terenului natural, adâncime ce urmează să fie definitivată de proiectant conf. Normativ NP 112 - 2013.

Deoarece grosimea stratului de umplutură este variabilă în limitele amplasamentului, nu este exclus ca la deschiderea săpăturii să se modifice cota finală de fundare.

5.6 Față de cele menționate la punctul anterior stratul de teren de la nivelul tălpii fundației este un strat de argilă, cafenie, plastic consistentă spre vârtoasă, interceptată până la adâncimea de 8,00 m.

5.7 În faza de predimensionare a noilor fundații, drept capacitate portantă a terenului se va admite p_{conv} stabilit în funcție de presiunea convențională de bază $\overline{p_{conv}}$ (pt. B = 1,00 m și $D_f = 2,00$ m) corectată pentru lățimea și adâncimea de fundare corespunzătoare fundației dimensionate și pentru gruparea de încărcări, conf. STAS 3300/2-85.

Pentru stratul menționat la punctul 5.6 care poate veni în contact cu talpa fundației, în funcție de adâncimea de fundare adoptată, presiunea convențională de bază :

$$\overline{p_{conv}} = 230 \text{ kPa}$$

5.8 În conformitate cu STAS 3300/2-85, pentru construcții obișnuite, nesensibile la tasări diferențiate și terenuri bune de fundare, se pot folosi presiunile convenționale și în faza de dimensionare a fundațiilor, situație în care se încadrează și cazul analizat.

5.9 La proiectarea infrastructurii se va ține seama de prescripțiile 'Normativului pentru proiectarea structurilor de fundare directă' indicativ NP 112 - 2013.

5.10 Clasele de expunere pentru betoanele din infrastructură:

Ing. BABA CORNELIA
Timisoara Str. Cluj nr. 20 ap.1
Tel. 0721158506

Nr.8942 din 04.03.2020
cf. reg. evidenta

REFERAT

privind verificarea de calitate la cerinta Af a studiului

"INTOCMIRE DALI SI EXECUTIE-INLOCUIRE CAZANE PE GAZ 2X58 MW LA S.C. CET HIDROCARBURI S.A. ARAD" ; STUDIUL GEOTEHNIC nr. 54/2020, amplasament: Loc. ARAD, Calea IULIU MANIU, nr. 65-71, CF nr. 307811; 307712; 307809; 307815, jud. ARAD
faza D.T.A.C

1. Date de identificare:

Proiectant de specialitate : S.C. GEO TOLS S.R.L.

Titular de investiti : S.C. CET HIDROCARBURI S.A. ARAD

Amplasament : Loc. ARAD, Calea IULIU MANIU, nr. 65-71, CF nr. 307811; 307712; 307809; 307815, jud. ARAD

Data prezentarii pentru verificare: 04.03.2020

2. Caracteristici principale ale proiectului

STUDIUL GEOTEHNIC CUPRINDE:

- **STUDIUL GEOTEHNIC** cu datele generale referitoare la amplasament, lucrarile de investigare geotehnica efectuate, buletine de analiza si interpretarea rezultatelor incercarilor de investigare geotehnica, concluzii si recomandari privind terenul de fundare.
- **Anexe grafice si tabelare:** - plan de situatie, fise sondaj geotehnic, buletinele de analiza ale incercarilor de laborator, fise centralizatoare cu rezultatele penetrarilor dinamice cu con PDU, calculul capacitatii portante a terenului de fundare, buletin de analiza al solului.

3. Documente prezentate la verificare

● Memoriu tehnic in care se prezinta solutia adoptata pentru respectarea cerintei de verificare: STUDIUL GEOTEHNIC nr. 54/2020

- Caietele de sarcini: ---
- Breviar de calcul: Calculul capacitatii portante a terenului de fundare
- Plansele cu solutia proiectata:
- Alte documente: plan de situatie, fise sondaj geotehnic, buletine de analiza ale incercarilor de laborator, fise centralizatoare cu rezultatele penetrarilor dinamice cu con PDU, calculul capacitatii portante a terenului de fundare, buletin de analiza al solului.

4. Observatii si recomandari

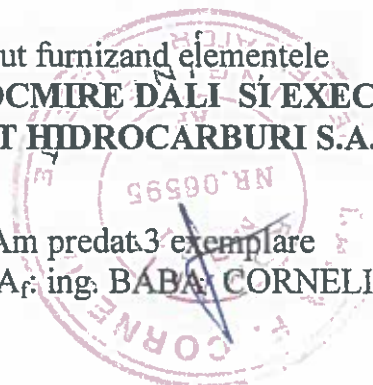
STUDIUL GEOTEHNIC verificat corespunde din punct de vedere al exigentelor impuse de legislatia de specialitate in vigoare.

5. Concluzii finale

STUDIUL GEOTEHNIC verificat corespunde scopului cerut furnizand elementele geotehnice necesare proiectarii infrastructurii pentru "INTOCMIRE DALI SI EXECUTIE-INLOCUIRE CAZANE PE GAZ 2X58 MW LA S.C. CET HIDROCARBURI S.A. ARAD".

Am primit 3 exemplare
Investitor/Proiectant

Am predat 3 exemplare
Verificator Af: ing. BABA CORNELIA



SC GEOTOLS SRL

Dumbravita, str. Petofi Sandor, nr.45
 Nr.Reg. Comert RO17639174 , J35/1828/2005
 tel. 0721911665, 0723298097

NR. PROIECT 54/2020

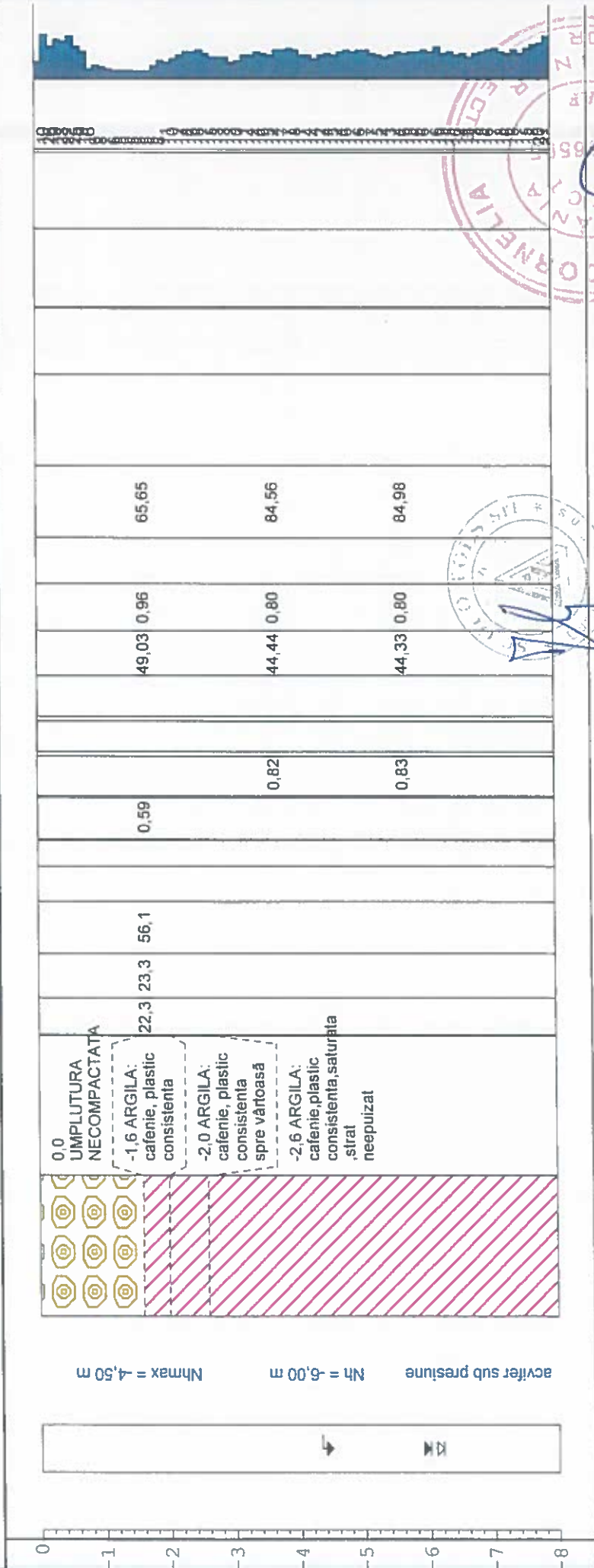
BENEFICIAR: S.C Cet Hidrocarburi S.A. Arad

ADRESA: Loc. Arad, Calea Iuliu Maniu, nr. 65-71, C.F. 307811; 3

DATA: Martie 2020

FISA GEOTEHNICA A FORAJULUI: F1 Anexa

ADANCIME	COTA APEI SUBTERANE	STRATIFICATIE	DENUMIREA STRATULUI	PLASTICITATE				IND. DE CONSISTENTA				Greut. volumica	Porozitatea	Indicele portor	Grad umiditate	Proba comp. tasare		Id	Forfec. si zdrobire		Rezistentia la pc
				Wp	W	Ip	Wi	Curgator	Moale	Consist.	Varios					Tare	Modul deformatie		Deformatie specifica	Unghi de frecare	



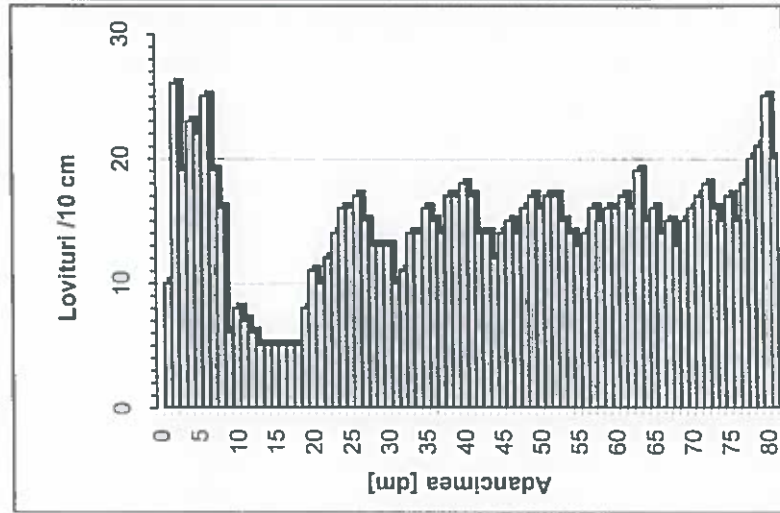
Intocmit: **ing. Claudiu Boangiu**

Verificat: **ing. Baba Cornelia**

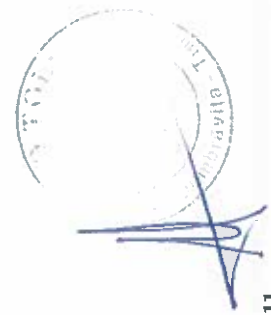
Amplasament: Loc. Arad, Calea Iuliu Maniu, nr. 65-71, C.F. 307811; 307712; 307809; 307815, jud. Arad.
Beneficiar : S.C. Cet Hidrocarburi S.A. Arad
Data : Martie 2020

REZULTATUL INCERCARILOR DE TEREN PRIN PENETRARE DINAMICA CU CON

PDU 1



H m	N10 lov/10cm	Rd daN/cm	Rp daN/cm	n %	e	lc	lb	M2-3 daN/cm	E daN/cm
0.0-0.5	15,6	48,50	37,83	43,93	0,78	0,82	-	86,47	129,71
0.5-1.0	17,6	54,72	42,68	43,33	0,76	0,86	-	88,67	133,01
1.0-1.5	6,2	17,14	13,37	48,62	0,95	0,61	-	67,51	74,26
1.5-2.0	5,6	15,48	12,08	49,03	0,96	0,59	-	65,65	72,21
2.0-2.5	12,6	34,84	27,17	45,51	0,84	0,75	-	80,44	104,57
2.5-3.0	14,8	40,92	31,92	44,76	0,81	0,80	-	83,37	108,38
3.0-3.5	12,4	34,29	26,74	45,59	0,84	0,75	-	80,15	104,19
3.5-4.0	15,8	43,69	34,08	44,44	0,80	0,82	-	84,56	109,93
4.0-4.5	15,0	41,48	32,35	44,69	0,81	0,80	-	83,62	108,70
4.5-5.0	15,2	42,03	32,78	44,63	0,81	0,81	-	83,86	109,02
5.0-5.5	15,8	43,69	34,08	44,44	0,80	0,82	-	84,56	109,93
5.5-6.0	16,2	44,70	34,87	44,33	0,80	0,83	-	84,98	110,48
6.0-6.5	15,0	41,48	32,35	44,69	0,81	0,80	-	83,62	108,70
6.5-7.0	16,0	44,24	34,51	44,38	0,80	0,83	-	84,79	110,23
7.0-7.5	14,8	41,01	31,99	44,74	0,81	0,80	-	83,41	108,44
7.5-8.0	14,8	41,01	31,99	44,74	0,81	0,80	-	83,41	108,44



Întocmit:
Ing. Ardelean Liviu

S.C. CARA SRL
Str. Filaret Barbu nr. 2
300193 Timișoara



Arad, str. Iuliu Maniu, nr. 65-71
Foraj nr./Boring no.: F-1
Cota/Depth: - 1,00 m...- 2,00 m

936
127.02.2020

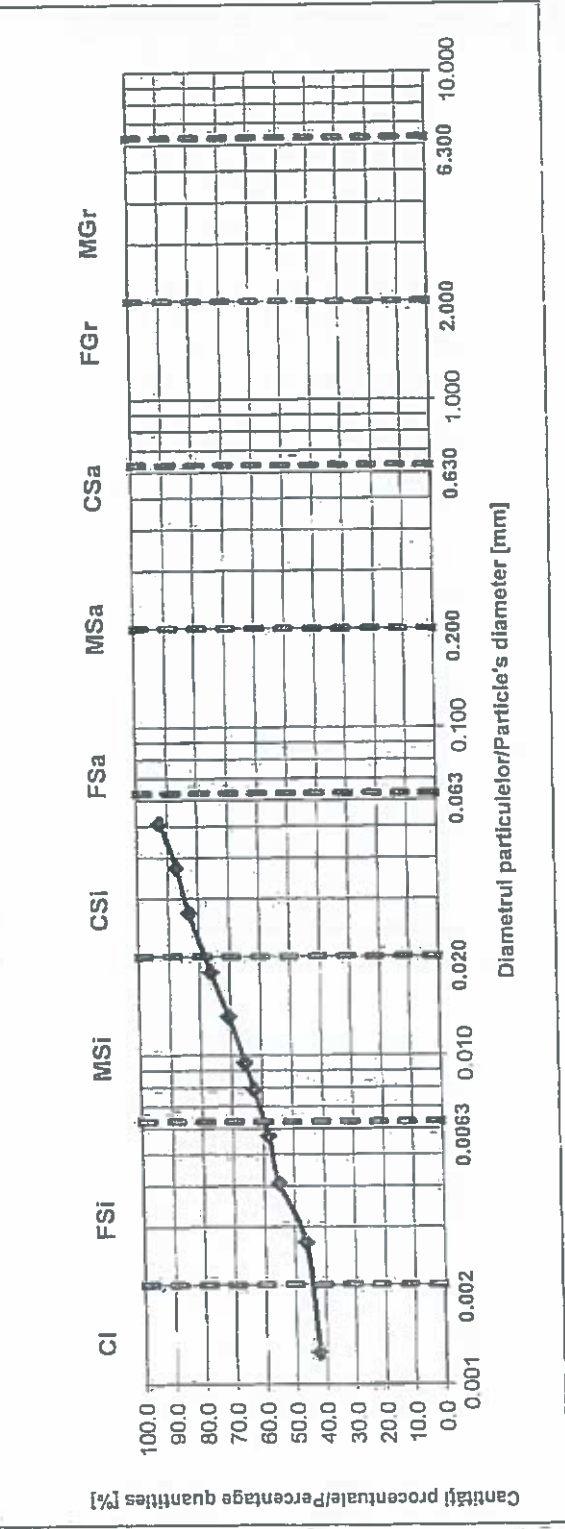
BULETIN DE ANALIZĂ nr. / ANALYSIS REPORT no.
DETERMINAREA GRANULIZĂȚII PĂMÂNTURILOR PRIN METODA SEDIMENTĂRII / PARTICLE SIZE ANALYSIS FOR SOILS BY SEDIMENTATION
Conform/According to SR EN ISO 14688-2 - Laborator autorizat/Authorized laboratory - Aut. nr/Aut. No.2723/18.04.2013

T	[sec]	Densitate/Density	R	R'	Ci	R''	10 ⁻² *eta	Hr	dt [mm]	mt [%]
30"	30	1,0281	28,1	28,6	0,19323	28,7932	0,09826	7,276	0,0510	92,5
1'	60	1,0265	26,5	27,0	0,19323	27,1932	0,09826	7,820	0,0374	87,4
2'	120	1,0252	25,2	25,7	0,19323	25,8932	0,09826	8,262	0,0272	83,2
5'	300	1,0231	23,1	23,6	0,19323	23,7932	0,09826	8,976	0,0179	76,5
10'	600	1,0213	21,3	21,8	0,19323	21,9932	0,09826	9,588	0,0131	70,8
20'	1200	1,0197	19,7	20,2	0,19323	20,3932	0,09826	10,132	0,0095	65,7
30'	1800	1,0188	18,8	19,3	0,19323	19,4932	0,09826	10,438	0,0079	62,8
60'	3600	1,0174	17,4	17,9	0,19323	18,0932	0,09826	10,914	0,0057	58,3
120'	7200	1,0164	16,4	16,9	0,19323	17,0932	0,09826	11,254	0,0041	55,2
300'	18000	1,0137	13,7	14,2	0,19323	14,3932	0,09826	12,172	0,0027	46,5
1440'	86400	1,0124	12,4	12,9	0,19323	13,0932	0,09826	12,614	0,0013	42,4

ANEXA 4

Arad, str. Iuliu Maniu, nr. 65-71
 Foraj nr./Boring no.: F 1
 Cota/Depth: - 1.00 m...- 2.00 m

Diagrama distribuției granulometrice / Granulometric curve

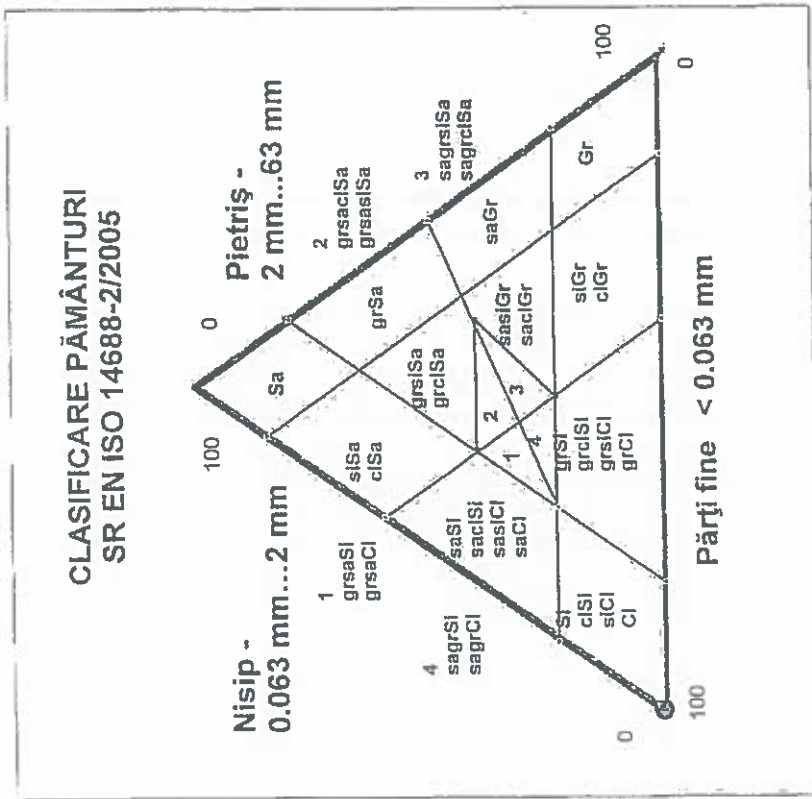
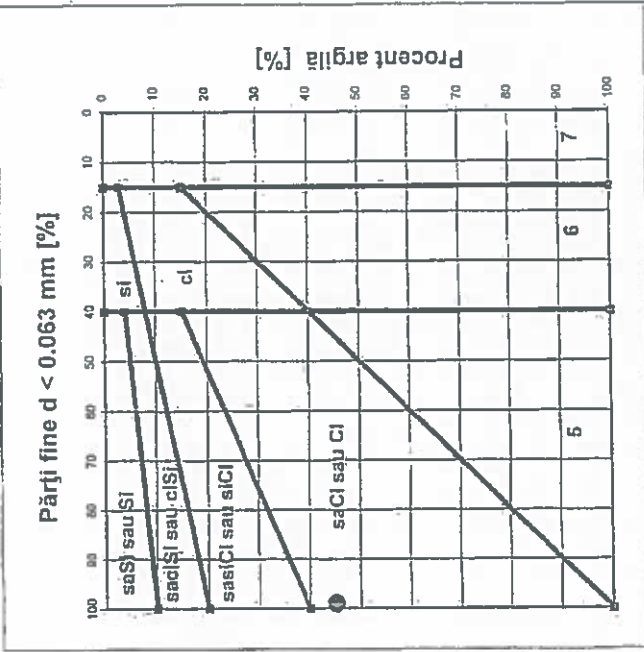


CI -	45 %
FSI -	15 %
MSI -	20 %
CSI -	19 %
FSa -	1 %
MSa -	0 %
CSa -	0 %
FGr -	0 %
MGr -	0 %
CGr -	0 %
CI -	45 %
SI -	54 %
Sa -	1 %
Gr -	0 %
Total	100 %

Pământuri fine	Pământuri grosiere	Pământuri foarte grosiere	Pământuri Bolovăniș
CI	Sa	foarte grosiere	Bolovăniș
Si	FSa	grosiere	Blocuri
FSi	MSa	Nisip fin	Blocuri mari
MSi	CSa	Nisip mijlociu	
CSI	Gr	Nisip mare	
	FGr	Pietriș	
	MGr	Pietriș mic	
	CGr	Pietriș mijlociu	
		Pietriș mare	
		Co	
		Bo	
		Lbo	

ALTEIAS

Arad, str. Iuliu Maniu, nr. 65-71
 Foraj nr./Boring no.: F 1
 Cota/Depth: - 1.00 m...- 2.00 m

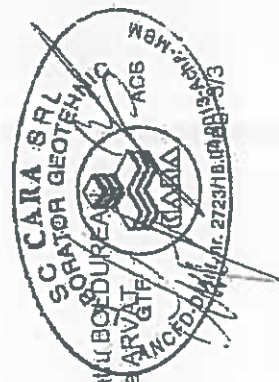


5
 Pământuri fine (praf și argilă)

6
 Pământuri mixte (pietriș argilos sau prăfos și nisip)

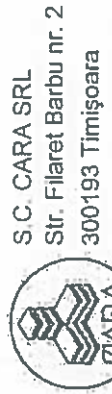
7
 Pământuri granulare (pietriș și nisip)

DENUMIRE PĂMÂNT / SOIL TYPE
 ARGILĂ / CLAY - CI



Șef profil: Dr. ing. Ioan Reșcu
 Șef laborator: ing. Gabriela ARVAT

ANEXA



S.C. CARA SRL
Str. Filaret Barbu nr. 2
300193 Timișoara

Arad, str. Iuliu Maniu, nr. 65-71
Foraj nr./Boring no.: F 1
Cota/Depth: - 2.00 m...- 2.60 m

937 / 14.02.2020

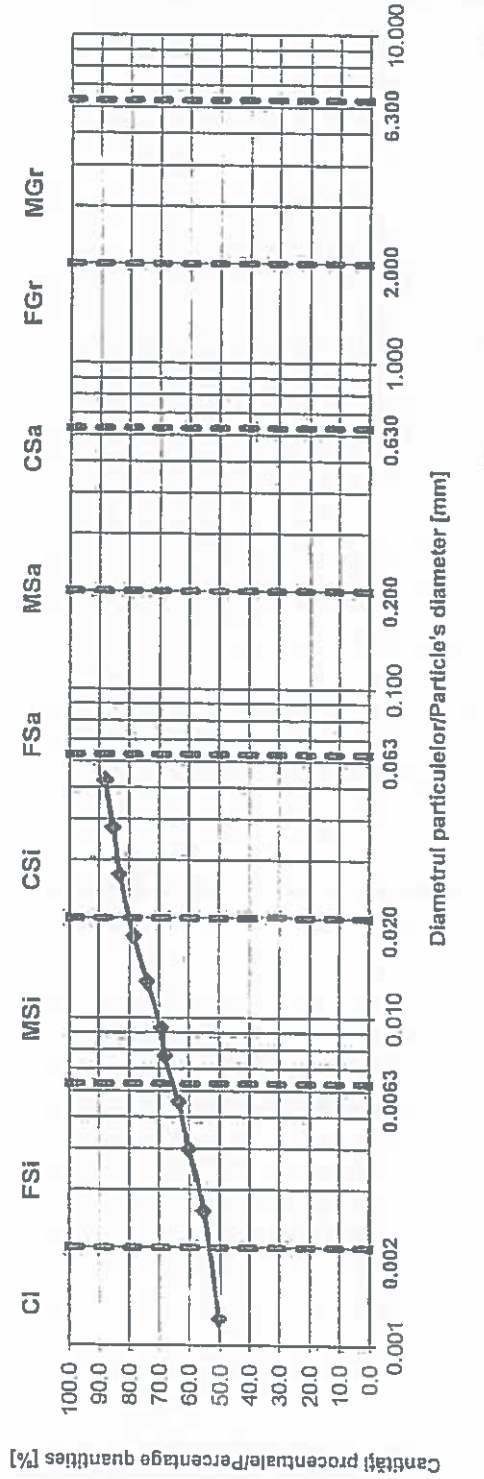
BULETIN DE ANALIZĂ nr. / ANALYSIS REPORT no.

DETERMINAREA GRANULOSITĂȚII PĂMÂNTURILOR PRIN METODA SEDIMENTĂRII / PARTICLE SIZE ANALYSIS FOR SOILS BY SEDIMENTATION
Conform/According to SR EN ISO 14688-2 - Laborator autorizat/Authorized laboratory - Aut. nr/Aut. No.2723/18.04.2013

T	[sec]	Densitate/Density	R	R'	Ct	R ⁱⁱ	10 ^{Λ2} *eta	Hr	dt [mm]	mt [%]
30"	30	1.0268	26.8	27.3	0.19323	27.4932	0.09826	7.718	0.0525	88.3
1'	60	1.0260	26.0	26.5	0.19323	26.6932	0.09826	7.990	0.0378	85.8
2'	120	1.0253	25.3	25.8	0.19323	25.9932	0.09826	8.228	0.0271	83.5
5'	300	1.0238	23.8	24.3	0.19323	24.4932	0.09826	8.738	0.0177	78.8
10'	600	1.0224	22.4	22.9	0.19323	23.0932	0.09826	9.214	0.0128	74.3
20'	1200	1.0209	20.9	21.4	0.19323	21.5932	0.09826	9.724	0.0093	69.5
30'	1800	1.0205	20.5	21.0	0.19323	21.1932	0.09826	9.860	0.0077	68.2
60'	3600	1.0191	19.1	19.6	0.19323	19.7932	0.09826	10.336	0.0056	63.8
120'	7200	1.0180	18.0	18.5	0.19323	18.6932	0.09826	10.710	0.0040	60.3
300'	18000	1.0165	16.5	17.0	0.19323	17.1932	0.09826	11.220	0.0026	55.5
1440'	86400	1.0149	14.9	15.4	0.19323	15.5932	0.09826	11.764	0.0012	50.4

Arad, str. Iuliu Maniu, nr. 65-71
 Foraj nr./Boring no.: F 1
 Cota/Depth: - 2.00 m... - 2.60 m

Diagrama distribuției granulometrice / Granulometric curve



CI -	54 %
FSI -	12 %
MSI -	14 %
CSI -	11 %
FSa -	9 %
MSa -	0 %
CSa -	0 %
FGr -	0 %
MGr -	0 %
CGr -	0 %
CI -	54 %
Si -	37 %
Sa -	9 %
Gr -	0 %

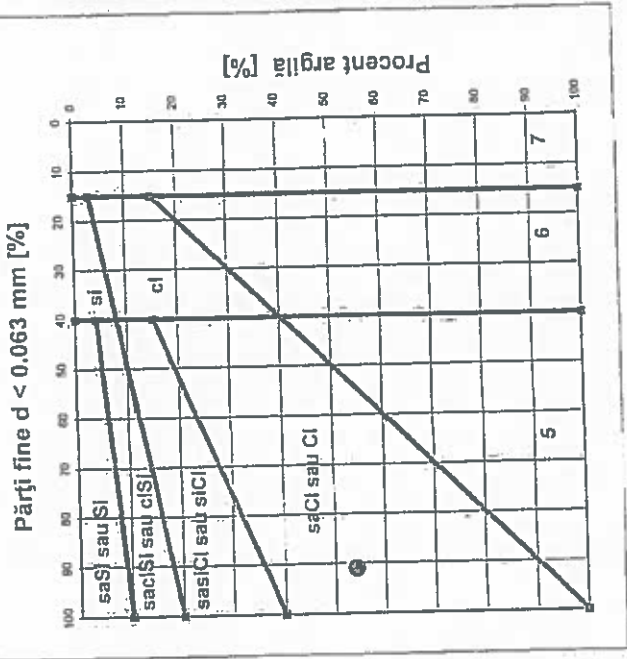
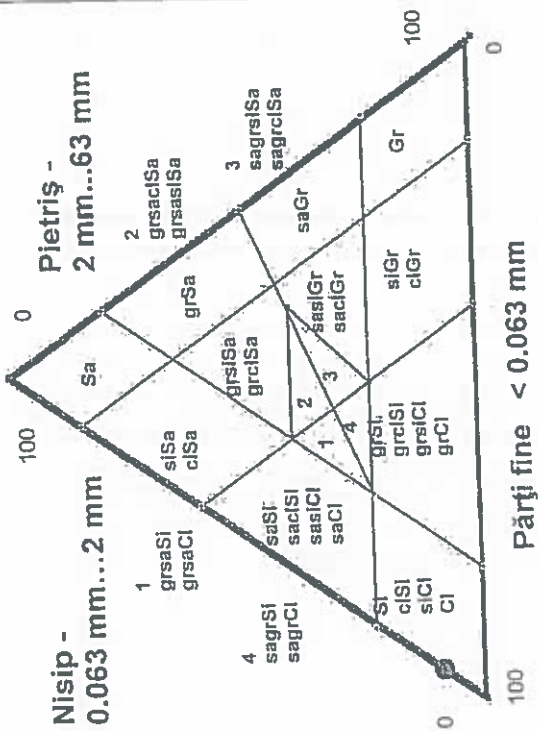
Total 100 %

Pământuri fine	Pământuri grosiere	Pământuri foarte grosiere
CI	Sa	Nisip
Si	FSa	Nisip fin
FSi	MSa	Nisip mijlociu
MSi	CSa	Nisip mare
CSI	Gr	Pietriș
	FGr	Pietriș mic
	MGr	Pietriș mijlociu
	CGr	Pietriș mare
		Co
		Bo
		Lbo
		Blocuri mari
		Bolovăniș

Art. 6

Arad, str. Iuliu Maniu, nr. 65-71
Foraj nr./Boring no.: F 1
Cota/Depth: - 2.00 m... - 2.60 m

**CLASIFICARE PĂMÂNTURI
SR EN ISO 14688-2/2005**

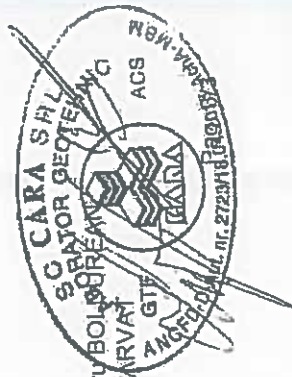


5
Pământuri fine (praf și argilă)

6
Pământuri mixte (pietriș
argilos sau prăfos și nisip)

7
Pământuri granulare (pietriș și
nisip)

DENUMIRE PĂMÂNT / SOIL TYPE
ARGILĂ / CLAY - CI



Șef profil: Dr. ing. Ioan Petru Bolboceanu
Șef laborator: ing. Gabriela Arvai



S.C. CARA SRL
Str. Filaret Barbu nr. 2
300193 Timișoara

Arad, str. Iuliu Maniu, nr. 65-71
Foraj nr./Boring no.: F 1
Cota/Depth: - 2.60 m... - 8.00 m

938 / 27.02.2010

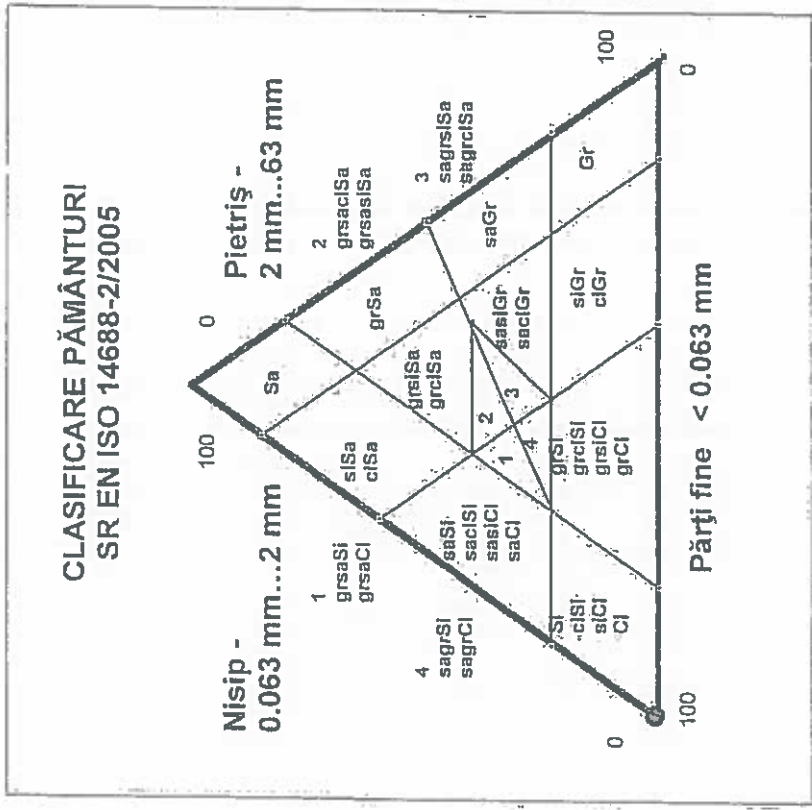
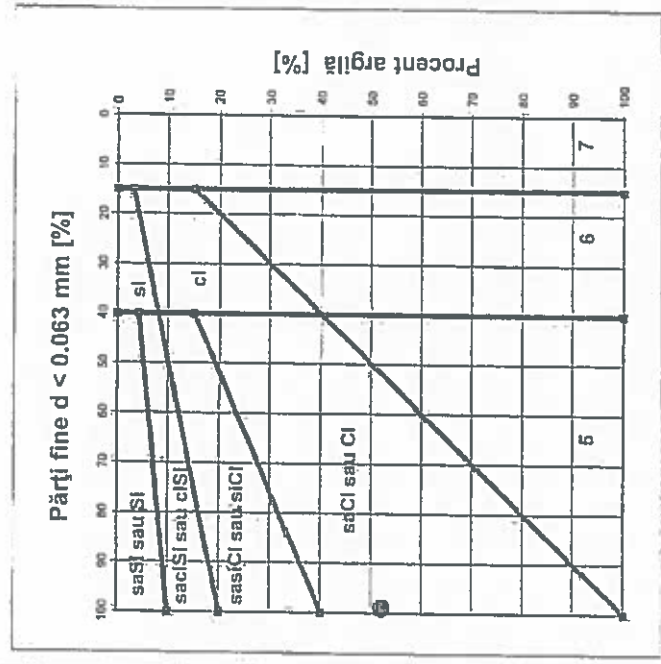
BULETIN DE ANALIZĂ nr. / ANALYSIS REPORT no.
DETERMINAREA GRANULOZITĂȚII PĂMÂNTURILOR PRIN METODA SEDIMENTĂRII / PARTICLE SIZE ANALYSIS FOR SOILS BY SEDIMENTATION
 Conform/According to SR EN ISO 14688-2 - Laborator autorizat/Authorized laboratory - Aut. nr/Aut. No.2723/18.04.2013

T	[sec]	Densitate/Density	R	R'	Ct	R''	10 ⁻² *eta	Hr	dt [mm]	mt [%]
30"	30	1.0288	28.8	29.3	0.19323	29.4932	0.09826	7.038	0.0502	94.7
1'	60	1.0276	27.6	28.1	0.19323	28.2932	0.09826	7.446	0.0365	90.9
2'	120	1.0264	26.4	26.9	0.19323	27.0932	0.09826	7.854	0.0265	87.1
5'	300	1.0245	24.5	25.0	0.19323	25.1932	0.09826	8.500	0.0174	81.0
10'	600	1.0226	22.6	23.1	0.19323	23.2932	0.09826	9.146	0.0128	74.9
20'	1200	1.0210	21.0	21.5	0.19323	21.6932	0.09826	9.690	0.0093	69.8
30'	1800	1.0201	20.1	20.6	0.19323	20.7932	0.09826	9.996	0.0077	67.0
60'	3600	1.0188	18.8	19.3	0.19323	19.4932	0.09826	10.438	0.0056	62.8
120'	7200	1.0175	17.5	18.0	0.19323	18.1932	0.09826	10.880	0.0040	58.7
300'	18000	1.0161	16.1	16.6	0.19323	16.7932	0.09826	11.356	0.0026	54.2
1440'	86400	1.0140	14.0	14.5	0.19323	14.6932	0.09826	12.070	0.0012	47.5

ANEXA 9

ANEXA 1

Arad, str. Iuliu Maniu, nr. 65-71
 Foraj nr./Boring no.: F 1
 Cota/Depth: - 2.60 m...- 8.00 m

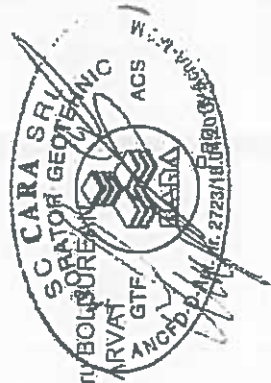


5
 Pământuri fine (praf și argilă)

6
 Pământuri mixte (pietriș argilos sau prăfos și nisip)

7
 Pământuri granulare (pietriș și nisip)

DENUMIRE PĂMANT / SOIL TYPE
 ARGILĂ / CLAY - CI



Șef profil: Dr. ing. Ioan Petru Bolocșureanu
 Șef laborator: ing. Gabriela Arvat

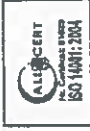
PO-101-01.07/13

ANEXA 12



S.C. CARA SRL
 STR. FILARET BARBU NR. 2
 300 193 TIMIȘOARA
 RO60 RNCB 0255 1468 9495 0001
 BCR, SUC. TIMIȘOARA
 WWW.CARA-GEOTEHNICA.RO
 LAB.AUT.GR. II PROFIL GTF+CHIMIC - AUT. NR. 2723/18.04.2017

O.R.C. J 35/986/1992
 C.I.F. RO - 1820068
 TEL. 0356-448979
 MOB. 0722-573188
 FAX 0356-410067
 E-MAIL: OFFICE@CARA-GEO.RO

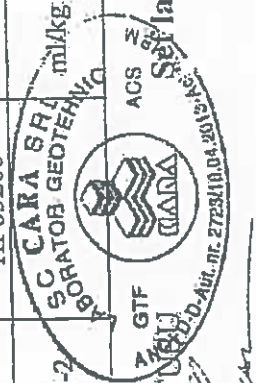


BULETIN DE ANALIZĂ nr. 14.496 / 2020
ANALIZE CHIMICE AGRESIVITATE SOL FAȚĂ DE BETON
 Conform cerințe standard NE 012 - 1 / 2007

Denumire lucrare : Analiză chimică - agresivitate sol față de beton pt. o probă prelevată din Arad, str. Iuliu Maniu, nr. 65-71, jud. Arad.

Beneficiar : S.C. GEO TOLS S.R.L. pentru Municipiul Arad

Determinări	Valori de referință	Clasa de expunere	Metode de încercări de referință	Metode de încercări utilizate	UM	Rezultate	Clasa de expunere	Agresivitate chimică
Prelevare probă								
Locul prelevării probelor : Arad								
Adâncimea de prelevare : F 1 - 1,00 m...- 2,00 m								
Data prelevării probelor : 18.02.2020								
Sulfai (SO ₄ ²⁻)	≥ 2000 și ≤ 3000 > 3000 și ≤ 12000 > 12000 și ≤ 24000	XA1 XA2 XA3	STAS 8601 - 70	Fotometrul HI 83200	mg/kg	2800,0	-	Agresivitate slabă
pH			ISO 4316	Fotometrul HI 83200	-	8,0	-	Neagresivă
Aciditate	> 200 Baumann Gully	XA1 XA2 XA3	DIN 4030-2	CARA SRL LABORATOR GEOTEHNIC	ml/kg	9,12	-	Neagresivă



Data : 28.02.2020

Șef profil : Ing. Oana Loredana LĂCĂTUȘIU Șef laborator: Ing. Gabriela ARVAT

STUDIU TOPOGRAFIC

MEMORIU TEHNIC

Pentru realizarea studiului topografic, trebuie parcurse următoarele etape:

1. Recunoașterea terenului a limitelor zonelor studiate, stabilirea metodelor de lucru și a aparaturii necesare
2. Obținerea de informații specifice lucrării de la OCPI, CET Hidrocarburi, Primăria Mun. Arad
3. Lucrări premergătoare

Aceste lucrări, executate în teren și la birou asigură condițiile optime de realizare a sesiunilor de măsurători, în urma recunoașterii zonei de lucru și întocmirii proiectului lucrării.

Pentru realizarea proiectului a fost necesară o documentare prealabilă în legătură cu zonele la care se referă proiectul:

Informațiile privitoare la relief, la situația existentă în teren referitoare la construcții, platforme și posibilitatea de acces. S-a stabilit că toată ridicarea topografică se va realiza pe domeniul public al Municipiului Arad situat în actuala incintă funcțională S.C. CET Hidrocarburi S.A, situată în Bd-ul Iuliu Maniu nr. 65 -71, Arad (C.F. nr. 359603, 307811, 307809).

Se menționează că lucrarea topografică pentru delimitarea proprietății publice s-a bazat pe planurile topografice analogice întocmite de către S.C. TOPO AXXIS CAD S.R.L. și S.C. DATCAD S.R.L.

Rezultatele obținute în urma lucrărilor topografice realizate au fost preluate și folosite la redactarea pieselor scrise și desenate ale proiectului.

4. Lucrări de teren

Conform prevederilor instrucțiunilor tehnice în vigoare, toate punctele din ridicarea topografică a fost determinată în sistemul de referință Stereo 70. Marea Neagră 75.

Pentru determinarea punctelor de detaliu s-au realizat măsurători satelitare prin metoda cinematică în timp real (RTK), utilizând receptoare multi frecvență.

Pentru realizarea acestor măsurători s-au folosit receptoare Leica: Viva (două receptoare).

Datele rezultate în urma determinărilor GPS cu receptoare Leica au fost prelucrate în vederea întocmirii planului digital.

Preciziile obținute: măsurătorile s-au încadrat în toleranțele admise de normele și normativele în vigoare.

Rezultatele obținute în sistemul ETRS89 sunt transformate în sistemul de referință Stereografic 1970 utilizând programul TransdatRO 4.05.

Caracteristicile generale ale zonei de lucru asigură condiții bune de deplasare la punctele rețelei de înșesire.

5. Lucrări de birou

Datele au fost prelucrate cu AutoCAD Civil 3D 2015 și Topo LT ver.9.0 Planurile au fost redactate în AutoCAD la scara 1:1.

Programul pentru compensarea rețelei de ridicare se bazează pe metoda măsurătorilor indirecte.

În calcule au fost utilizate punctele cu coordonate în Sistemul de proiecție Stereografic 1970. Au fost utilizate semnele convenționale în vigoare.

Suprafețe/Lungimi măsurate – ARAD - 1.700 mp;
- 9.470 mp;
- 9.522 mp.

Imobilul este înscris în Cartea funciară nr. :

- 359603, identificat prin număr cadastral 359603, în suprafață de 1.700 mp;
- 307811, identificat prin număr cadastral 307811, în suprafață de 9.470 mp;
- 307809, identificat prin număr cadastral 307809, în suprafață de 9.522 mp.

Suprafața totală C.F. nr. 359603, 307811, 307809 este de 20.692 mp.

Redactarea planurilor de amplasament și delimitarea cu semne convenționale, respectiv planurile topografice analogice au fost recepționate și vizate OCPI.

Atașăm mai jos inventarul de coordonate a punctelor radiate:
Pentru C.F. 307811:

Nr. Pct.	Coordonate pct. de contur	
	X [m]	Y [m]
591	526980.600	216998.578
610	526977.163	216996.432
611	526976.112	216995.776
634	526975.295	216995.266
592	526974.291	216994.639
593	526966.098	217007.559
594	526949.847	217026.284
595	526936.778	217040.607
596	596925.621	217052.711
597	526908.724	217071.302
598	526886.412	217094.872
599	526874.603	217101.032
338	526857.533	217115.252
649	526854.268	217117.099
650	526850.782	217119.070
343	526846.655	217121.405
348	526845.982	217126.424
600	526844.024	217128.668
374	526833.514	217139.135
430	526810.468	217159.838
412	526804.677	217165.233
601	526786.037	217179.318
602	526782.136	217179.194
432	526781.811	217179.509
435	526775.915	217185.089
603	526772.075	217189.054
604	526772.081	217191.886
444	526769.891	217194.206
451	526766.574	217197.532
470	526758.665	217204.453
467	526760.804	217209.943
653	526761.910	217211.228
654	526764.587	217214.338
462	526766.047	217216.035
471	526767.849	217217.442
707	526768.012	217217.714

706	526769.476	217220.155
472	526769.765	217220.637
510	526775.545	217225.482
506	526784.386	217235.567
605	526785.965	217243.046
518	526788.151	217262.218
660	526793.001	217265.838
659	526794.261	217266.778
606	526795.571	217267.756
607	526848.026	217197.468
608	526884.287	217148.783
252	526884.370	217147.232
658	526882.767	217145.613
661	526881.727	217144.563
526	526880.585	217143.410
251	526875.774	217131.757
250	526876.340	217129.345
249	526882.854	217118.639
657	526881.969	217116.635
652	526881.370	217115.278
651	526979.944	217112.045
648	526879.315	217110.621
240	526878.910	217109.703
267	526879.774	217107.312
645	526884.256	217105.933
644	526891.902	217103.581
205	526895.154	217102.581
197	526909.452	217085.526
166	526925.665	217066.183
152	526941.713	217047.175
143	526961.024	217024.453
132	526975.192	217007.509
131	526976.310	217006.010
130	526978.365	217002.073

Pentru C.F. 359603:

Nr. Pct.	Coordonate pct. de contur	
	X [m]	Y [m]
66	526380.651	220172.749
67	526382.959	220165.724
68	526375.976	220163.388
69	526373.663	220170.459
70	526403.796	220180.242
71	526406.028	220173.224
72	526398.907	220170.949
73	526396.715	220178.037
74	526434.542	220309.362
75	526426.092	220321.158
353	526416.234	220306.212
384	526411.559	220296.364
383	526410.229	220294.398
382	526403.56	220289.589

381	526400.8	220277.143
380	526392.263	220252.96
379	526391.868	220255.218
378	526391.749	220255.904

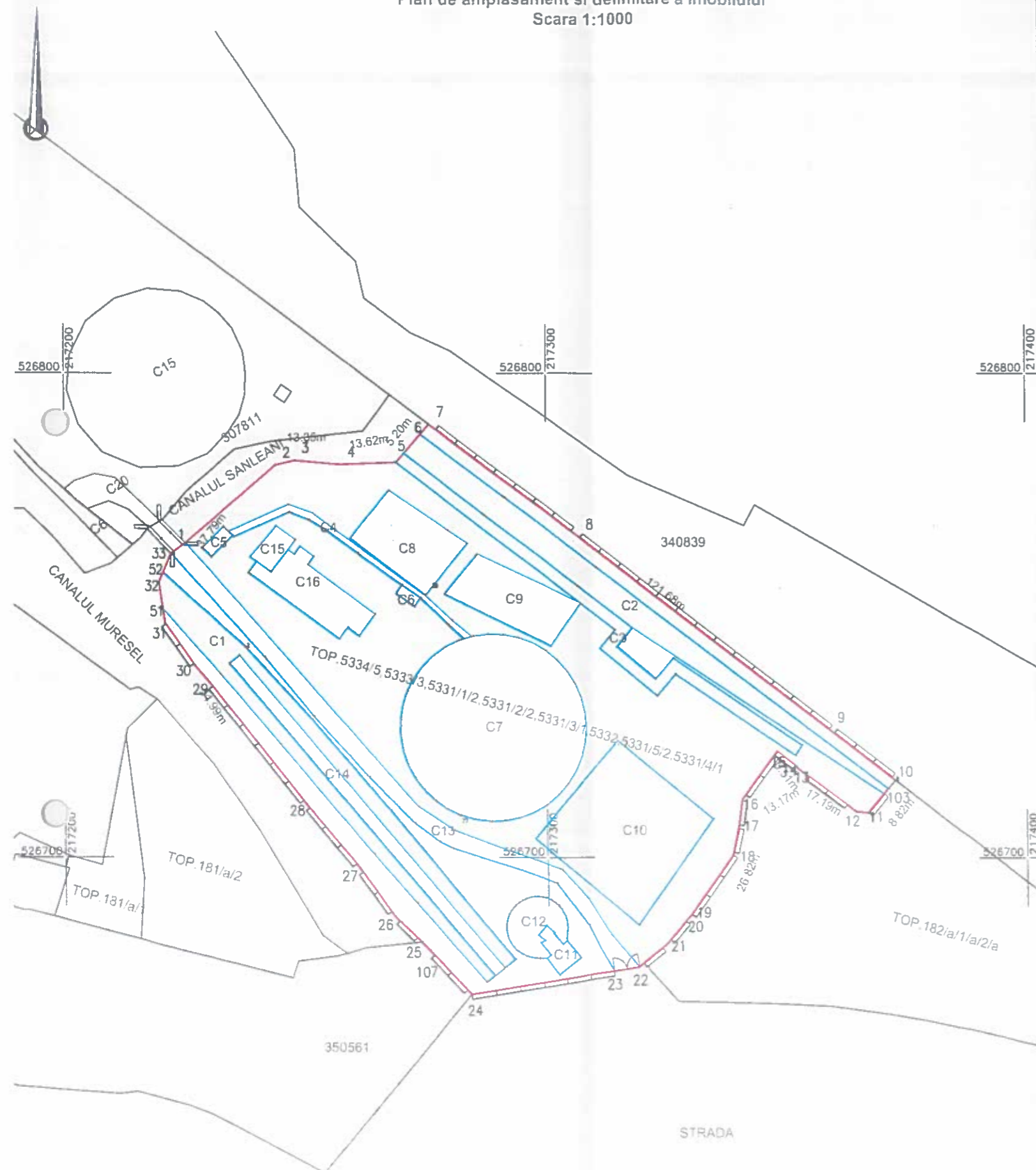
Pentru C.F. 307809:

Nr. Pct.	Coordonate pct. de contur	
	X [m]	Y [m]
1	526603.030	220309.831
2	526643.021	220341.901
3	526691.135	220398.870
4	526702.360	220403.175
5	526732.398	220432.237
6	526780.450	220483.378
7	526823.573	220578.502
8	526847.602	220580.517
9	526871.683	220612.203
10	526892.752	220637.371
11	526903.766	220650.385
12	526931.771	220673.393
13	526941.368	220681.298
14	526952.407	220693.153
15	526971.521	220712.308
16	527182.356	220730.276
17	527237.432	227452.282
18	527257.217	227471.721
19	527270.306	227501.563
20	527371.217	227523.247
21	527380.501	227632.109
22	527412.203	227650.230
23	527480.127	227671.392
24	527500.276	227702.013
25	527516.802	227765.231
26	527538.903	227790.653
27	527609.356	227908.297
28	527632.561	227917.830
29	527701.798	227943.397
30	527765.396	227971.560
31	527778.350	227901.349
32	527800.451	227953.531
33	527857.507	227971.703

Întocmit și prelucrat de S.C. PROARCOR S.R.L.
pe baza măsurătorilor și datelor topografice furnizate de
S.C. TOPO AXXIS CAD S.R.L. și S.C. DATCAD S.R.L.

Plan de amplasament si delimitare a imobilului
Scara 1:1000

Nr. cadastral	Suprafata masurata (mp)	Adresa imobilului	
307809	9522	ARAD, STR. IULIU MANIU NR.65-71	
Cartea Funciara nr.	307809	UAT	ARAD



A. Date referitoare la teren			
Nr. parcela	Categorie de folosinta	Suprafata (mp)	Mentuni
1	CC	9522	TEREN IMPREJMUIT
TOTAL		9522	
B. Date referitoare la constructii			
Cod	Destinatia	Suprafata contruita la sol (mp)	Mentuni
C1	CIE	604	Linie CFU
C2	CIE	536	Linie CFU
C3	CIE	283	Conducte
C4	CIE	76	Conducte
C5	CIE	17	Sperator pacura
C6	CIE	10	Rezervor condens pacura
C7	CIE	1172	Rezervor pacura 3150MC ,an edificare 1979
C8	CIE	261	Rezervor pacura ,an edificare 1993
C9	CIE	255	Rezervor pacura ,an edificare 1993
C10	CIE	720	Rezervor pacura ,an edificare 1993
C11	CIE	41	Cladire statie pompe incendiu, regim inaltime P.sc:51mp scd:51mp,an edificare 1979, fara acte
C12	CIE	111	Bazin, an edificare 1979
C13	CIE	453	Drum acces-CET PE HIDROCARBURI N-E
C14	CIE	221	Rampa descarcare
C15	CIE	43	Casa pompe gospodarie pacura, regim inaltime P.sc:43mp scd:43mp,an edificare 1957
C16	CIE	202	Cladire statie pompe pacura, regim inaltime P.sc:202mp scd:202mp,an edificare 1979
TOTAL		5005	

Suprafata totala masurata a imobilului = 9522mp
Suprafata din act = 9218mp

Executant:



SC DATCAD SRL

Confirm executarea lucrarilor la teren
corectitudinea in summa a documentatiei cadastrale si
corespondenta acestora cu realitatea din teren

Sebastian-

Digitally signed by Sebastian-
Vasile Orosz

Inspector

Confirm introducerea imobilului in baza de date integrata
si atribuirea numarului cadastral

Semnatura si parafa
Stampila BCPI

cerere nr. 136678 / 02-09-2021

Oficiul de Cadastru si Publicitate Imobiliara ARAD



Plan topografic analitic

Scara 1: 1000

10000



LEGENDA

- Constructie
- Constructie anexa
- Linie electrica CF
- Limita proprietate
- Gard de beton
- conducta supraterana
- drum pietruit
- platforma betonata
- linie CF
- semnal CF
- gura canal

S.C. Topo Axxis Cad S.R.L.

RO 16263925
Arad B-dul. G. Dragalina nr 18 A
Tel 0257-211011

BENEFICIAR :

S.C. C.E.T. Hidrocarburi S.A. Arad

Pl.
nr.

oras Arad , B- dul Iuliu Maniu nr.

ACTIUNEA :	NUMELE :	SEMNATURA	Scara :	Plan topografic analitic , pentru imobilul identificat prin CF 307811, situat in intravilanul orasului Arad Cal. Iuliu Maniu nr. 65-71
MASURAT :	Olivian Necsa		1:1000	
REDACTAT:	Olivian Necsa		1:10000	
DESENAT:	Olivian Necsa			
VERIFICAT:	Octavian Leuca			

STEREO'70 Data: Noiembrie 2017 Nr. proiect: 465 /2017

A. Date referitoare la teren			
Nr. cad.	Categoria de folosinta Cc	Suprafata (mp)	Mentii
307811		9470	imobil partial imprejmuit cu gard de beton
Total		9470	
B. Date referitoare la constructii			
Cod constr	Destinatia	Suprafata construita la sol (mp)	Mentii
C 1	CIE	16	rezervor spalare
C 2	CIE	279	estacada conducte
C 3	CIE	263	2 (doua) conducte
C 4	CIE	32	atelier dulgherie (constr. in stare avansata de degradare)
C 5	CIE	42	cale ferata uzinala
C 6	CIE	256	cale ferata uzinala
C 7	CIE	221	cale ferata uzinala
C 8	CIE	12	decanar
C 9	CIE	4	bazin
C 10	CIE	13	bazin
C 11	CIE	5	cabina poarta
C 12	CIE	3	WC
C 13	CIE	751	cladire CAF
C 14	CIE	661	cladire CAF
C 15	CIE	1072	turn racire
C 16	CIE	258	depozit chimicale
C 17	CIE	55	PL descarcare HCL
C 18	CIE	60	magazie sare
C 19	DRUM	33	drum
C 20	DRUM	85	drum
Total		4121	
Suprafata totala masurata a imobilului = 9470 mp			
Suprafata din act = 9470 mp			
Executant, SC TOPO AXSIS CAD SRL Confirm executarea masuratorilor la teren, corectitudinea intocmirii documentatiei cadastrale corespondenta acesteia cu realitatea din teren		Inspector Confirm introducerea imobilului in baza de date Integrata si atribuirea numarului cadastral Semnatura si parafa Data..... Stampila BCPI	
Semnatura si stampila			
Data: Noiembrie 2017			

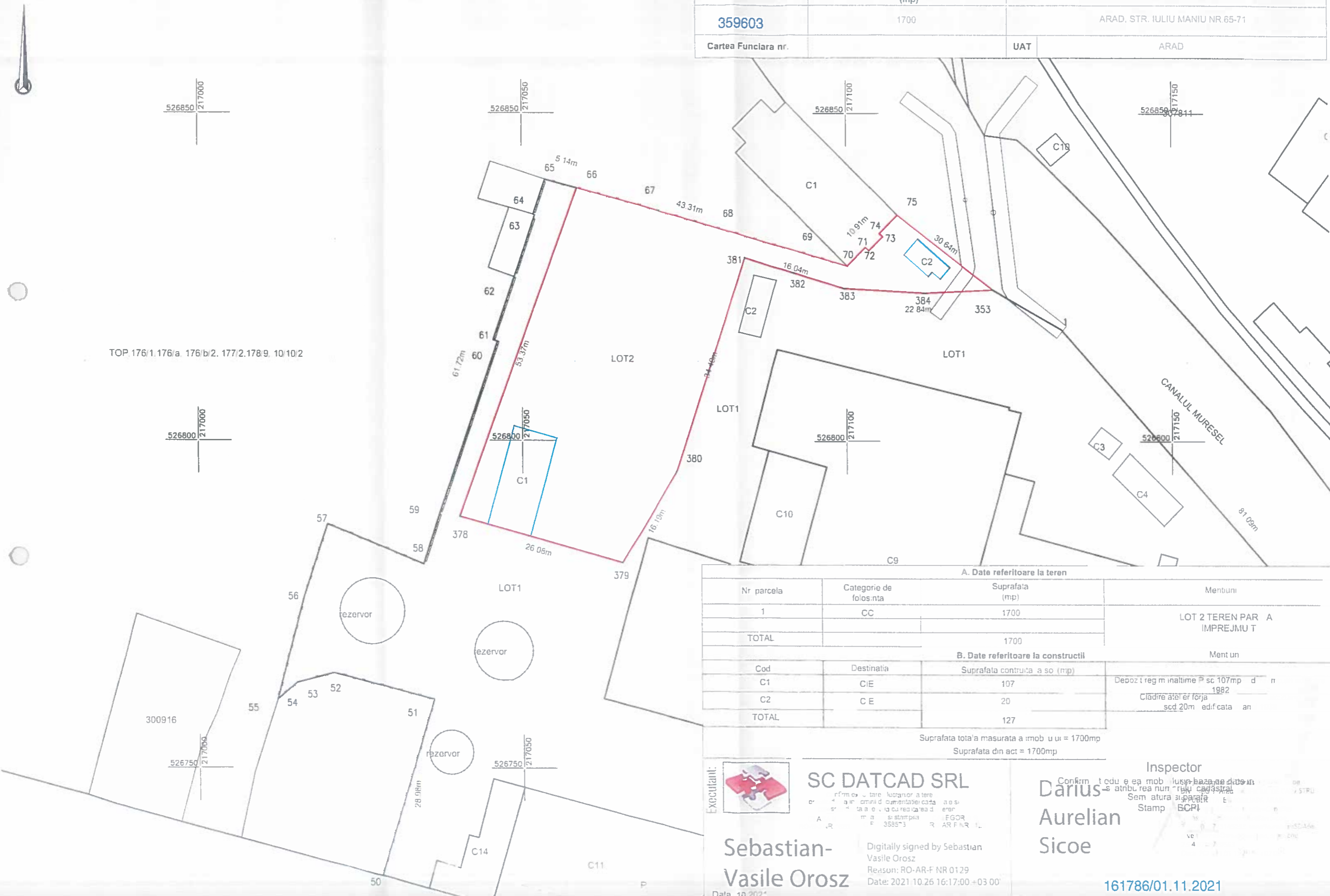
Nr. Pt.	Coordonate rect de capul		Lungime (m)
	X (m)	Y (m)	
501	526263.400	217000.570	4.052
510	526277.533	217000.437	1.250
511	526290.116	217000.770	0.562
534	526295.205	217000.300	1.104
502	526274.211	217004.820	15.200
503	526266.006	217007.550	24.704
504	526264.647	217002.204	10.501
505	526262.776	217003.007	10.402
506	526265.241	217002.711	25.122
507	526266.724	217011.362	32.454
508	526266.419	217004.672	13.310
509	526274.003	217002.029	22.217
530	526267.533	217115.252	3.751
500	526264.226	217117.000	4.005
500	526260.769	217110.070	4.749
343	526262.255	217121.405	5.004
346	526265.002	217122.224	2.979
300	526264.024	217121.024	4.833
374	526263.514	217131.135	30.260
430	526210.460	217121.834	7.115
412	526264.077	217125.233	23.323
201	526262.037	217120.318	3.003
202	526262.130	217120.104	0.463
432	526261.010	217120.500	6.116
435	526275.010	217125.000	5.520
003	526272.015	217121.014	2.432
004	526272.001	217121.000	3.180
444	526270.001	217124.000	4.687
451	526265.574	217127.574	10.510
472	526264.000	217124.000	5.954
427	526260.004	217201.004	1.005
005	526261.010	217121.000	4.103
224	526264.597	217124.597	2.230
402	526262.000	217120.000	2.892
471	526267.000	217127.000	0.317
727	526260.010	217127.010	2.642
724	526262.400	217120.100	0.524
472	526262.000	217120.000	7.544
510	526275.545	217225.445	13.416
500	526264.360	217225.107	7.444
705	526275.005	217223.005	10.290
518	526266.151	217222.210	4.022
100	526263.000	217225.000	1.772
050	526264.200	217222.700	1.235
100	526265.571	217227.571	17.704
107	526264.000	217127.400	10.705
700	526264.200	217127.200	1.553
252	526264.370	217127.250	2.770
054	526269.707	217125.513	14.474
051	526261.727	217124.727	1.023
520	526260.505	217123.410	12.007
201	526275.774	217121.757	2.476
400	526262.343	217120.343	2.534
240	526264.054	217116.030	2.101
457	526261.000	217112.000	1.493
252	526261.370	217115.270	5.534
051	526260.000	217112.000	1.000
148	526270.315	217110.021	1.004
240	526267.010	217100.703	2.542
207	526267.774	217102.312	4.000
140	526264.000	217105.000	4.000
044	526261.000	217103.000	3.000
205	526265.174	217102.501	22.255
057	526262.450	217055.540	25.201
100	526265.000	217055.000	44.000
112	526264.173	217047.175	20.220
134	526265.192	217007.000	1.073
3	526262.310	217000.010	4.441
30	526264.328	217000.070	4.101

CF 307811
cad.307811
Sact= 9470 mp
Smas= 9470 mp

Nr. Top. 5331

Plan de amplasament si delimitare a imobilului
Scara 1:500

Nr. cadastral	Suprafata masurata (mp)	Adresa imobilului	
359603	1700	ARAD, STR. IULIU MANIU NR.65-71	
Cartea Funciara nr.	UAT	ARAD	



A. Date referitoare la teren			
Nr parcela	Categorie de folosinta	Suprafata (mp)	Mentiuiri
1	CC	1700	LOT 2 TEREN PAR A IMPREJMUT
TOTAL		1700	
B. Date referitoare la constructii			
Cod	Destinatia	Suprafata construita a so (mp)	Mentiuiri
C1	CIE	107	Depozit regim inaltime P scd 107mp d n 1982
C2	CE	20	Cladire atelier forja scd 20m edificata an
TOTAL		127	

Suprafata totala masurata a imobilului = 1700mp
Suprafata din act = 1700mp

Executant:



SC DATCAD SRL

Digitally signed by Sebastian Vasile Orosz
Reason: RO-AR-F NR 0129
Date: 2021.10.26 16:17:00 +03 00

Sebastian-Vasile Orosz

Inspector

Confirmat cu ea mob. ussi-baza de date in

Darius Aurelian Sicoe

Stampa

161786/01.11.2021



Oficiul de Cadastru și Publicitate Imobiliară ARAD
Biroul de Cadastru și Publicitate Imobiliară Arad

Nr. cerere 99014
Ziua 23
Luna 08
Anul 2022

EXTRAS DE CARTE FUNCİARĂ PENTRU INFORMARE

Carte Funciară Nr. 307809 Arad

Cod verificare
100118351801



A. Partea I. Descrierea imobilului

Nr. CF vechi: 67661

Nr. topografic: 5334/5, 5333/3, 5331/1/2,
5331/2/2, 5331/3/1, 5332, 5331/5/2,
5331/4/1

TEREN Intravilan

Adresa: Loc. Arad, Calea Iuliu Maniu, Nr. 65-71, Jud. Arad

Nr. Crt	Nr. cadastral Nr. topografic	Suprafața* (mp)	Observații / Referințe
A1	307809	9.522	Teren imprejmuit;

Construcții

Crt	Nr cadastral Nr. topografic	Adresa	Observații / Referințe
A1.1	307809-C1	Loc. Arad, Calea Iuliu Maniu, Nr. 65-71, Jud. Arad	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:604 mp; S. construita desfasurata:604 mp; Linie CFU
A1.2	307809-C2	Loc. Arad, Calea Iuliu Maniu, Nr. 65-71, Jud. Arad	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:536 mp; S. construita desfasurata:536 mp; Linie CFU
A1.3	307809-C3	Loc. Arad, Calea Iuliu Maniu, Nr. 65-71, Jud. Arad	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:283 mp; S. construita desfasurata:283 mp; Conducta supratarana
A1.4	307809-C4	Loc. Arad, Calea Iuliu Maniu, Nr. 65-71, Jud. Arad	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:76 mp; S. construita desfasurata:76 mp; Conducta supratarana
A1.5	307809-C5	Loc. Arad, Calea Iuliu Maniu, Nr. 65-71, Jud. Arad	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:17 mp; S. construita desfasurata:17 mp; Sperator pacura
A1.6	307809-C6	Loc. Arad, Calea Iuliu Maniu, Nr. 65-71, Jud. Arad	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:10 mp; S. construita desfasurata:10 mp; Rezervor condens pacura
A1.7	307809-C7	Loc. Arad, Calea Iuliu Maniu, Nr. 65-71, Jud. Arad	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:1172 mp; S. construita desfasurata:1172 mp; Rezervor pacura 3150MC ,an edificare 1979
A1.8	307809-C8	Loc. Arad, Calea Iuliu Maniu, Nr. 65-71, Jud. Arad	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:261 mp; S. construita desfasurata:261 mp; Rezervor pacura subteran,an edificare 1993
A1.9	307809-C9	Loc. Arad, Calea Iuliu Maniu, Nr. 65-71, Jud. Arad	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:255 mp; S. construita desfasurata:255 mp; Rezervor pacura subteran,an edificare 1993
A1.10	307809-C10	Loc. Arad, Calea Iuliu Maniu, Nr. 65-71, Jud. Arad	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:720 mp; S. construita desfasurata:720 mp; Rezervor pacura subteran,an edificare 1993
A1.12	307809-C12	Loc. Arad, Calea Iuliu Maniu, Nr. 65-71, Jud. Arad	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:111 mp; S. construita desfasurata:111 mp; Bazin(Rezervor apa incendiu) subteran, an edificare 1979
A1.13	307809-C13	Loc. Arad, Calea Iuliu Maniu, Nr. 65-71, Jud. Arad	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:453 mp; S. construita desfasurata:453 mp; Drum acces-CET PE HIDROCARBURI N-E
A1.14	307809-C14	Loc. Arad, Calea Iuliu Maniu, Nr. 65-71, Jud. Arad	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:221 mp; S. construita desfasurata:1 mp; Rampa descarcare
A1.15	307809-C15	Loc. Arad, Calea Iuliu Maniu, Nr. 65-71, Jud. Arad	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:43 mp; S. construita desfasurata:43 mp; Casa pompe gospodarie pacura regim inaltime P, an edificare 1957
A1.16	307809-C16	Loc. Arad, Calea Iuliu Maniu, Nr. 65-71, Jud. Arad	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:202 mp; S. construita desfasurata:202 mp; Cladire statie pompe pacura, regim inaltime P ,an edificare 1979

B. Partea II. Proprietari și acte

Înscrieri privitoare la dreptul de proprietate și alte drepturi reale	Referințe
14469 / 01/09/2004	
Lege nr. 834/1991;	
B1 Intabulare, drept de PROPRIETATE cu titlul de atestare-, dobandit prin Lege, cota actuala 1/1	A1.1 / B.4, B.8
1) S.C. CET HIDROCARBURI S.A.	
OBSERVATII: (provenita din conversia CF 67661).-	

Înscrieri privitoare la dreptul de proprietate și alte drepturi reale		Referințe
136678 / 02/09/2021		
Act Notarial nr. 2160, din 14/09/2021 emis de BNP MEMET DIANA ELENA; Act Administrativ nr. 65538, din 26/08/2021 emis de MUNICIPIUL ARAD;		
B7	Intabulare, drept de PROPRIETATE, in rangul incheierii nr. 14469/2004, dobandit prin Lege, cota actuala 1/1 1) S.C. C.E.T. HIDROCARBURI S.A., CIF:26176052	A1.2, A1.3, A1.4, A1.5, A1.6, A1.7, A1.8, A1.9, A1.10, A1.12, A1.13, A1.14, A1.15, A1.16
59780 / 13/05/2022		
Act Notarial nr. 528, din 13/05/2022 emis de CIACHIR ADRIAN PETRU;		
B8	Intabulare, drept de PROPRIETATEcumparare, dobandit prin Conventie, cota actuala 1/1 1) MUNICIPIUL ARAD, CIF:3519925, domeniu public	A1
C. Partea III. SARCINI .		
Înscrieri privind dezmembrămintele dreptului de proprietate, drepturi reale de garanție și sarcini		Referințe
NU SUNT		

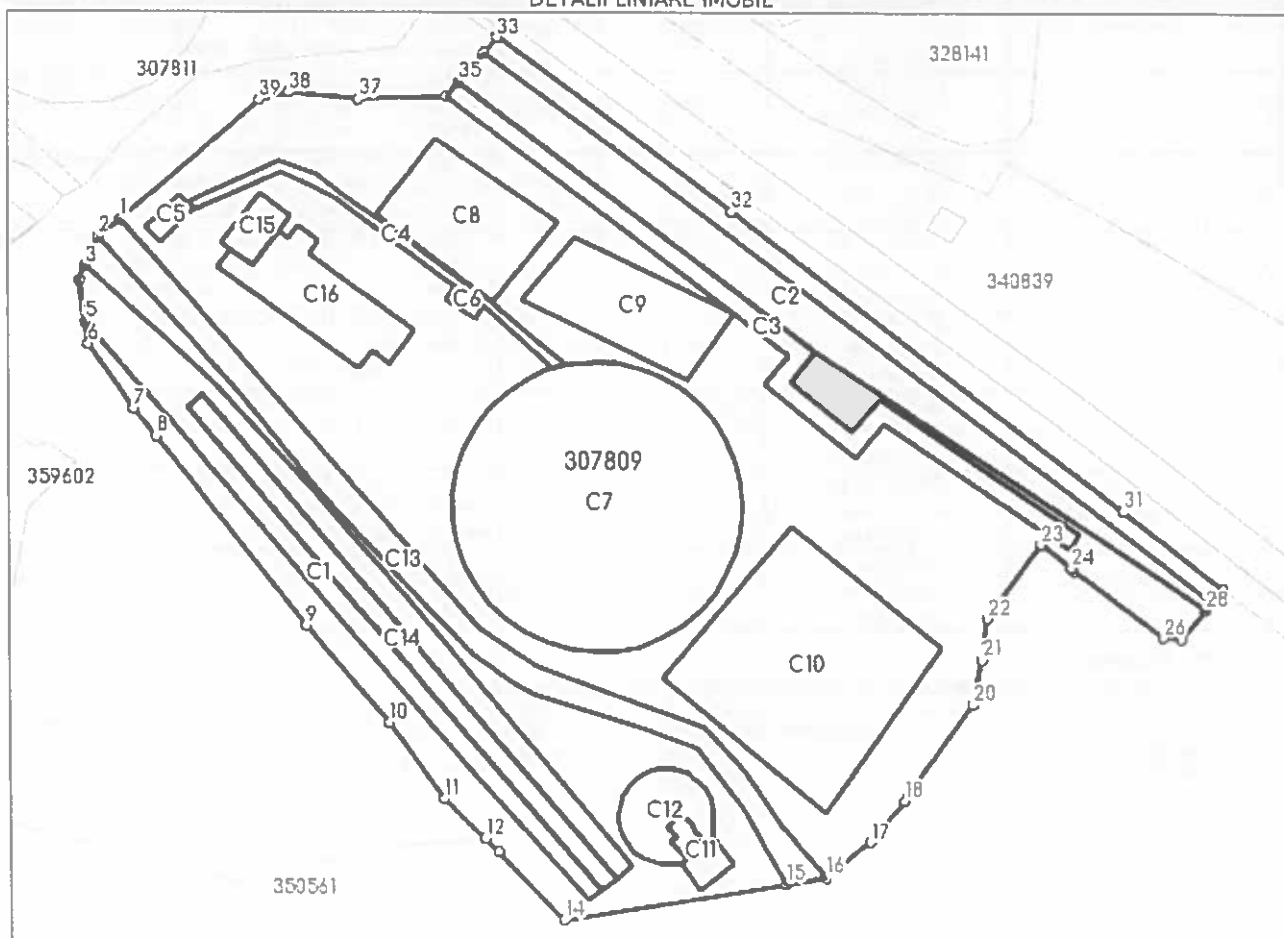
Anexa Nr. 1 La Partea I

Teren

Nr cadastral	Suprafața (mp)*	Observații / Referințe
307809	9.522	

* Suprafața este determinată în planul de proiecție Stereo 70.

DETALII LINIARE IMOBIL



Date referitoare la teren

Nr Crt	Categorie folosință	Intra vilan	Suprafața (mp)	Tarla	Parcelă	Nr. topo	Observații / Referințe
1	curți construcții	DA	9.522	-	-	5334/5	

Date referitoare la construcții

Crt	Număr	Destinație construcție	Supraf. (mp)	Situație juridică	Observații / Referințe
A1.1	307809-C1	construcții industriale și edilitare	604	Cu acte	S. construită la sol:604 mp; S. construită desfășurată:604 mp; Linie CFU
A1.2	307809-C2	construcții industriale și edilitare	536	Cu acte	S. construită la sol:536 mp; S. construită desfășurată:536 mp; Linie CFU
A1.3	307809-C3	construcții industriale și edilitare	283	Cu acte	S. construită la sol:283 mp; S. construită desfășurată:283 mp; Conducta supratereană
A1.4	307809-C4	construcții industriale și edilitare	76	Cu acte	S. construită la sol:76 mp; S. construită desfășurată:76 mp; Conducta supratereană
A1.5	307809-C5	construcții industriale și edilitare	17	Cu acte	S. construită la sol:17 mp; S. construită desfășurată:17 mp; Sperator pacura
A1.6	307809-C6	construcții industriale și edilitare	10	Cu acte	S. construită la sol:10 mp; S. construită desfășurată:10 mp; Rezervor condens pacura

Crt	Număr	Destinație construcție	Supraf. (mp)	Situație juridică	Observații / Referințe
A1.7	307809-C7	construcții industriale și edilitare	1.172	Cu acte	S. construită la sol:1172 mp; S. construită desfășurată:1172 mp; Rezervor pacura 3150MC ,an edificare 1979
A1.8	307809-C8	construcții industriale și edilitare	261	Cu acte	S. construită la sol:261 mp; S. construită desfășurată:261 mp; Rezervor pacura subteran,an edificare 1993
A1.9	307809-C9	construcții industriale și edilitare	255	Cu acte	S. construită la sol:255 mp; S. construită desfășurată:255 mp; Rezervor pacura subteran,an edificare 1993
A1.10	307809-C10	construcții industriale și edilitare	720	Cu acte	S. construită la sol:720 mp; S. construită desfășurată:720 mp; Rezervor pacura subteran,an edificare 1993
A1.11	307809-C11	construcții industriale și edilitare	41	Fara acte	S. construită la sol:41 mp; S. construită desfășurată:41 mp; Clădire stație pompe incendiu,an edificare 1979
A1.12	307809-C12	construcții industriale și edilitare	111	Cu acte	S. construită la sol:111 mp; S. construită desfășurată:111 mp; Bazin(Rezervor apa incendiu) subteran, an edificare 1979
A1.13	307809-C13	construcții industriale și edilitare	453	Cu acte	S. construită la sol:453 mp; S. construită desfășurată:453 mp; Drum acces-CET PE HIDROCARBURI N-E
A1.14	307809-C14	construcții industriale și edilitare	Din acte: 211 Masurata: 221	Cu acte	S. construită la sol:221 mp; S. construită desfășurată:1 mp; Rampa descarcare
A1.15	307809-C15	construcții industriale și edilitare	43	Cu acte	S. construită la sol:43 mp; S. construită desfășurată:43 mp; Casa pompe gospodărie pacura, regim înălțime P, an edificare 1957
A1.16	307809-C16	construcții industriale și edilitare	202	Cu acte	S. construită la sol:202 mp; S. construită desfășurată:202 mp; Clădire stație pompe pacura, regim înălțime P ,an edificare 1979

Lungime Segmente

1) Valorile lungimilor segmentelor sunt obținute din proiecție în plan.

Punct început	Punct sfârșit	Lungime segment (- (m)
1	2	3.743
3	4	2.105
5	6	3.052
7	8	4.663
9	10	16.925
11	12	7.627
13	14	12.522
15	16	5.378
17	18	7.266
19	20	15.133
21	22	5.564
23	24	5.118
25	26	14.953
27	28	5.17
29	30	2.269
31	32	65.787
33	34	2.705
35	36	2.505
37	38	9.424
39	1	24.628

Punct început	Punct sfârșit	Lungime segment (- (m)
2	3	4.228
4	5	5.613
6	7	10.487
8	9	32.165
10	11	12.505
12	13	2.499
14	15	30.08
16	17	7.587
18	19	0.7
20	21	6.127
22	23	12.241
24	25	0.513
26	27	2.561
28	29	1.376
30	31	17.012
32	33	38.817
34	35	5.2
36	37	11.791
38	39	4.082

** Lungimile segmentelor sunt determinate în planul de proiecție Stereo 70 și sunt rotunjite la 1 milimetru.

*** Distanța dintre puncte este formată din segmente cumulate ce sunt mai mici decât valoarea 1 milimetru.

Extrasul de carte funciară generat prin sistemul informatic integrat al ANCPİ conține informațiile din cartea funciară active la data generării. Acesta este valabil în condițiile prevăzute de art. 7 din Legea nr. 455/2001, coroborat cu art. 3 din O.U.G. nr. 41/2016, exclusiv în mediul electronic, pentru activități și procese administrative prevăzute de legislația în vigoare. Valabilitatea poate fi extinsă și în forma fizică a documentului, fără semnătură olografă, cu acceptul expres sau procedural al instituției publice ori entității care a solicitat prezentarea acestui extras.

Verificarea corectitudinii și realității informațiilor conținute de document se poate face la adresa www.ancpi.ro/verificare, folosind codul de verificare online disponibil în antet. Codul de verificare este valabil 30 de zile calendaristice de la momentul generării documentului.

Data și ora generării,

23/08/2022, 10:02

Main body of the document containing the primary text or data. The content is extremely faint and illegible.

**EXTRAS DE CARTE FUNCIARĂ
PENTRU INFORMARE**

Carte Funciară Nr. 307811 Arad

Cod verificare
10018351760



A. Partea I. Descrierea imobilului

Nr. CF vechi:67661

Nr. topografic:5334/3, 5334/4, 5333/2,
5333/5, 5674/2/2

TEREN Intravilan

Adresa: Loc. Arad, Calea Iuliu Maniu, Nr. 65-71, Jud. Arad

Nr. Crt	Nr. cadastral Nr. topografic	Suprafața* (mp)	Observații / Referințe
A1	307811	9.470	imobil partial imprejmuit cu gard de beton

Construcții

Crt	Nr cadastral Nr. topografic	Adresa	Observații / Referințe
A1.1	307811-C1	Loc. Arad, Calea Iuliu Maniu, Nr. 65-71, Jud. Arad	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:16 mp; S. construita desfasurata:16 mp; rezervor soalare
A1.2	307811-C2	Loc. Arad, Calea Iuliu Maniu, Nr. 65-71, Jud. Arad	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:279 mp; S. construita desfasurata:279 mp; estacada conducte
A1.3	307811-C3	Loc. Arad, Calea Iuliu Maniu, Nr. 65-71, Jud. Arad	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:263 mp; S. construita desfasurata:263 mp; 2 conducte
A1.4	307811-C4	Loc. Arad, Calea Iuliu Maniu, Nr. 65-71, Jud. Arad	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:32 mp; S. construita desfasurata:32 mp; atelier dulgherie (cladire in stadiu avansat de degradare)
A1.5	307811-C5	Loc. Arad, Calea Iuliu Maniu, Nr. 65-71, Jud. Arad	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:42 mp; S. construita desfasurata:42 mp; linie cale ferata uzinala
A1.6	307811-C6	Loc. Arad, Calea Iuliu Maniu, Nr. 65-71, Jud. Arad	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:256 mp; S. construita desfasurata:256 mp; linie cale ferata uzinala
A1.7	307811-C7	Loc. Arad, Calea Iuliu Maniu, Nr. 65-71, Jud. Arad	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:221 mp; S. construita desfasurata:221 mp; linie cale ferata uzinala
A1.8	307811-C8	Loc. Arad, Calea Iuliu Maniu, Nr. 65-71, Jud. Arad	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:12 mp; S. construita desfasurata:12 mp; decantor
A1.9	307811-C9	Loc. Arad, Calea Iuliu Maniu, Nr. 65-71, Jud. Arad	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:4 mp; S. construita desfasurata:4 mp; bazin
A1.10	307811-C10	Loc. Arad, Calea Iuliu Maniu, Nr. 65-71, Jud. Arad	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:13 mp; S. construita desfasurata:13 mp; bazin
A1.11	307811-C11	Loc. Arad, Calea Iuliu Maniu, Nr. 65-71, Jud. Arad	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:5 mp; S. construita desfasurata:5 mp; cabina poarta
A1.12	307811-C12	Loc. Arad, Calea Iuliu Maniu, Nr. 65-71, Jud. Arad	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:3 mp; S. construita desfasurata:3 mp; WC
A1.13	307811-C13	Loc. Arad, Calea Iuliu Maniu, Nr. 65-71, Jud. Arad	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:143 mp; S. construita desfasurata:143 mp; cladire CAF
A1.14	307811-C14	Loc. Arad, Calea Iuliu Maniu, Nr. 65-71, Jud. Arad	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:661 mp; S. construita desfasurata:661 mp; cladire CAF
A1.15	307811-C15	Loc. Arad, Calea Iuliu Maniu, Nr. 65-71, Jud. Arad	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:1072 mp; S. construita desfasurata:1072 mp; turn racire
A1.16	307811-C16	Loc. Arad, Calea Iuliu Maniu, Nr. 65-71, Jud. Arad	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:258 mp; S. construita desfasurata:258 mp; depozit chimicale
A1.17	307811-C17	Loc. Arad, Calea Iuliu Maniu, Nr. 65-71, Jud. Arad	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:55 mp; S. construita desfasurata:55 mp; PL descarcare HCl
A1.18	307811-C18	Loc. Arad, Calea Iuliu Maniu, Nr. 65-71, Jud. Arad	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:60 mp; S. construita desfasurata:60 mp; magazie sare
A1.19	307811-C19	Loc. Arad, Calea Iuliu Maniu, Nr. 65-71, Jud. Arad	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:33 mp; drum
A1.20	307811-C20	Loc. Arad, Calea Iuliu Maniu, Nr. 65-71, Jud. Arad	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:85 mp; S. construita desfasurata:85 mp; drum

B. Partea II. Proprietari și acte

Inscrieri privitoare la dreptul de proprietate și alte drepturi reale	Referințe
14469 / 01/09/2004 Lege nr. 834/1991;	
B1 Intabulare, drept de PROPRIETATEcu titlul de atestare in baza HG 834/1991, dobandit prin Lege, cota actuala 1/1	A1.1 / B.10

Înscrieri privitoare la dreptul de proprietate și alte drepturi reale		Referințe
1) S.C. C.E.T. HIDROCARBURI S.A. ARAD OBSERVATII: (provenita din conversia CF 67661).		
114871 / 22/11/2017		
Act Administrativ nr. CF 307811, din 23/02/2016 emis de OCPI Arad;		
B6	Intabulare, drept de PROPRIETATEcu titlul de atestare in baza HG 834/1991, in rangul inch.nr. 14469/01.09.2004, dobandit prin Lege, cota actuala 1/1 1) S.C. C.E.T. HIDROCARBURI S.A., CIF:26176052	A1.2, A1.3, A1.4, A1.5, A1.6, A1.7, A1.8, A1.9, A1.10, A1.11, A1.12, A1.13, A1.14, A1.15, A1.16, A1.17, A1.18, A1.19, A1.20
59781 / 13/05/2022		
Act Notarial nr. 528, din 13/05/2022 emis de CIACHIR ADRIAN PETRU;		
B10	Intabulare, drept de PROPRIETATEcu titlul de cumparare, dobandit prin Conventie, cota actuala 1/1 1) MUNICIPIUL ARAD, CIF:3519925, domeniu public	A1
C. Partea III. SARCINI .		
Înscrieri privind dezmembrămintele dreptului de proprietate, drepturi reale de garanție și sarcini		Referințe
NU SUNT		

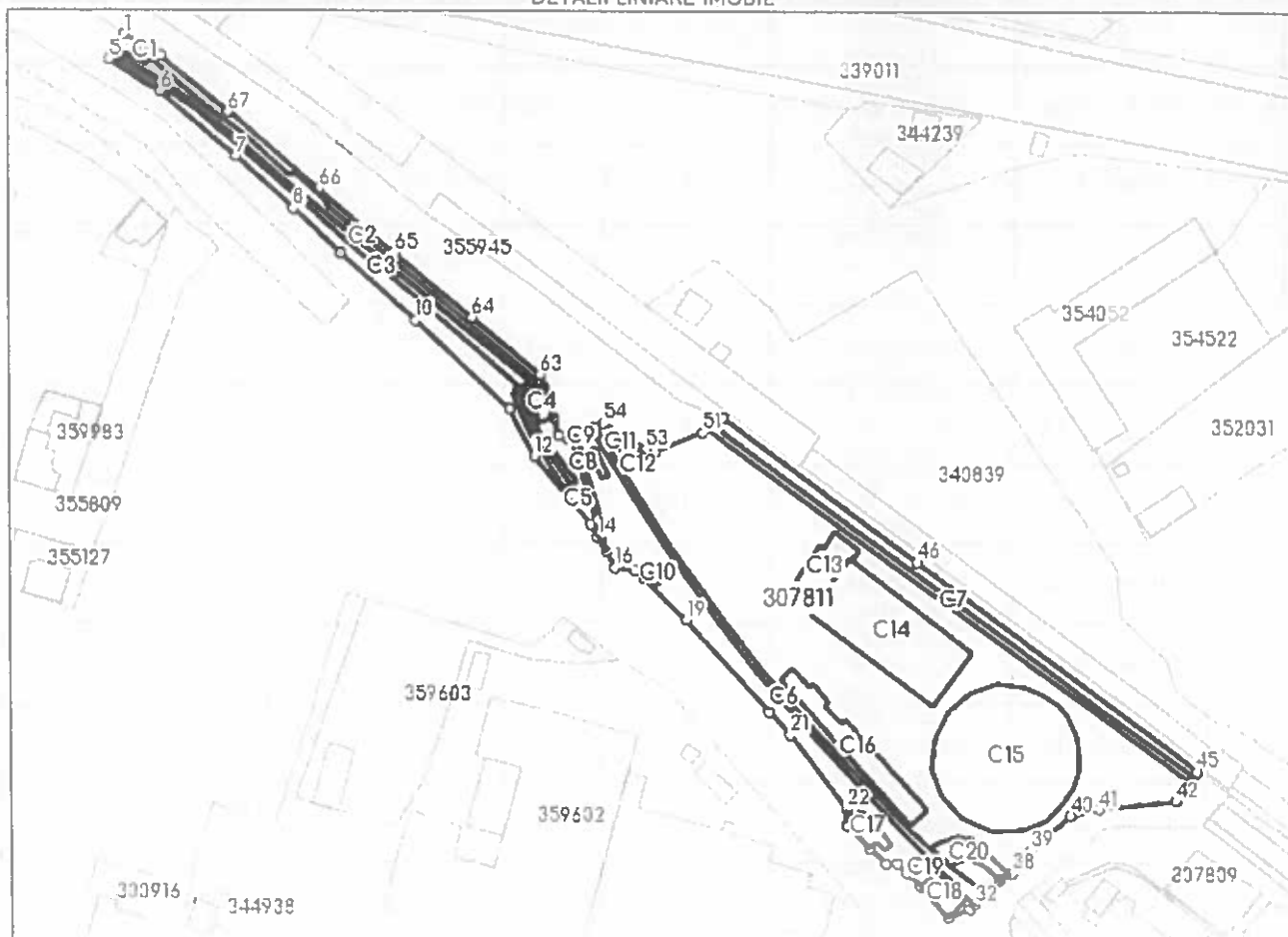
Anexa Nr. 1 La Partea I

Teren

Nr cadastral	Suprafața (mp)*	Observații / Referințe
307811	9.470	imobil partial imprejmuit cu gard de beton

* Suprafața este determinată în planul de proiecție Stereo 70.

DETALII LINIARE IMOBIL



Date referitoare la teren

Nr Crt	Categorie folosință	Intra vilan	Suprafața (mp)	Tarla	Parcelă	Nr. topo	Observații / Referințe
1	curți constructii	DA	9.470	-	-	5334/3	

Date referitoare la construcții

Crt	Număr	Destinație construcție	Supraf. (mp)	Situație juridică	Observații / Referințe
A1.1	307811-C1	construcții industriale și edilitare	16	Cu acte	S. construită la sol:16 mp; S. construită desfasurată:16 mp; rezervor spalare
A1.2	307811-C2	construcții industriale și edilitare	279	Cu acte	S. construită la sol:279 mp; S. construită desfasurată:279 mp; estacada conducte
A1.3	307811-C3	construcții industriale și edilitare	263	Cu acte	S. construită la sol:263 mp; S. construită desfasurată:263 mp; 2 conducte
A1.4	307811-C4	construcții industriale și edilitare	32	Cu acte	S. construită la sol:32 mp; S. construită desfasurată:32 mp; atelier dulgherie (clădire în stadiu avansat de degradare)
A1.5	307811-C5	construcții industriale și edilitare	42	Cu acte	S. construită la sol:42 mp; S. construită desfasurată:42 mp; linie cale ferată uzinală
A1.6	307811-C6	construcții industriale și edilitare	256	Cu acte	S. construită la sol:256 mp; S. construită desfasurată:256 mp; linie cale ferată uzinală

Crt	Număr	Destinație construcție	Supraf. (mp)	Situație juridică	Observații / Referințe
A1.7	307811-C7	construcții industriale și edilitare	221	Cu acte	S. construită la sol:221 mp; S. construită desfășurată:221 mp; linie cale ferată uzinală
A1.8	307811-C8	construcții industriale și edilitare	12	Cu acte	S. construită la sol:12 mp; S. construită desfășurată:12 mp; decantor
A1.9	307811-C9	construcții industriale și edilitare	4	Cu acte	S. construită la sol:4 mp; S. construită desfășurată:4 mp; bazin
A1.10	307811-C10	construcții industriale și edilitare	13	Cu acte	S. construită la sol:13 mp; S. construită desfășurată:13 mp; bazin
A1.11	307811-C11	construcții industriale și edilitare	5	Cu acte	S. construită la sol:5 mp; S. construită desfășurată:5 mp; cabina poartă
A1.12	307811-C12	construcții industriale și edilitare	3	Cu acte	S. construită la sol:3 mp; S. construită desfășurată:3 mp; WC
A1.13	307811-C13	construcții industriale și edilitare	143	Cu acte	S. construită la sol:143 mp; S. construită desfășurată:143 mp; clădire CAF
A1.14	307811-C14	construcții industriale și edilitare	661	Cu acte	S. construită la sol:661 mp; S. construită desfășurată:661 mp; clădire CAF
A1.15	307811-C15	construcții industriale și edilitare	1.072	Cu acte	S. construită la sol:1072 mp; S. construită desfășurată:1072 mp; turn racire
A1.16	307811-C16	construcții industriale și edilitare	258	Cu acte	S. construită la sol:258 mp; S. construită desfășurată:258 mp; depozit chimicale
A1.17	307811-C17	construcții industriale și edilitare	55	Cu acte	S. construită la sol:55 mp; S. construită desfășurată:55 mp; PL descarcare HCL
A1.18	307811-C18	construcții industriale și edilitare	60	Cu acte	S. construită la sol:60 mp; S. construită desfășurată:60 mp; magazie sare
A1.19	307811-C19	construcții industriale și edilitare	33	Cu acte	S. construită la sol:33 mp; drum
A1.20	307811-C20	construcții industriale și edilitare	85	Cu acte	S. construită la sol:85 mp; S. construită desfășurată:85 mp; drum

Lungime Segmente

1) Valorile lungimilor segmentelor sunt obținute din proiecție în plan.

Punct început	Punct sfârșit	Lungime segment	Punct început	Punct sfârșit	Lungime segment	Punct început	Punct sfârșit	Lungime segment
1	2	4.052	2	3	1.239	3	4	0.963
4	5	1.184	5	6	15.299	6	7	24.794
7	8	19.389	8	9	16.462	9	10	25.122
10	11	32.456	11	12	13.319	12	13	22.217
13	14	3.751	14	15	4.005	15	16	4.742
16	17	5.064	17	18	2.978	18	19	14.833
19	20	30.98	20	21	7.915	21	22	23.363
22	23	3.903	23	24	0.453	24	25	8.118
25	26	5.52	26	27	2.832	27	28	3.19
28	29	4.697	29	30	10.51	30	31	5.892
31	32	1.695	32	33	4.103	33	34	2.239
34	35	2.286	35	36	0.317	36	37	2.846
37	38	0.562	38	39	7.542	39	40	13.412
40	41	7.644	41	42	19.296	42	43	6.052
43	44	1.572	44	45	1.635	45	46	87.704

Punct început	Punct sfârșit	Lungime segment	Punct început	Punct sfârșit	Lungime segment	Punct început	Punct sfârșit	Lungime segment
46	47	60.705	47	48	1.553	48	49	2.278
49	50	1.478	50	51	1.623	51	52	12.607
52	53	2.478	53	54	12.532	54	55	2.191
55	56	1.483	56	57	3.534	57	58	1.557
58	59	1.003	59	60	2.542	60	61	4.689
61	62	8.0	62	63	3.402	63	64	22.255
64	65	25.239	65	66	24.877	66	67	29.82
67	68	22.087	68	69	1.87	69	70	4.441
70	1	4.149						

** Lungimile segmentelor sunt determinate în planul de proiecție Stereo 70 și sunt rotunjite la 1 milimetru.

*** Distanța dintre puncte este formată din segmente cumulate ce sunt mai mici decât valoarea 1 milimetru.

Extrasul de carte funciară generat prin sistemul informatic integrat al ANCPİ conține informațiile din cartea funciară active la data generării. Acesta este valabil în condițiile prevăzute de art. 7 din Legea nr. 455/2001, coroborat cu art. 3 din O.U.G. nr. 41/2016, exclusiv în mediul electronic, pentru activități și procese administrative prevăzute de legislația în vigoare. Valabilitatea poate fi extinsă și în forma fizică a documentului, fără semnătură olografă, cu acceptul expres sau procedural al instituției publice ori entității care a solicitat prezentarea acestui extras.

Verificarea corectitudinii și realității informațiilor conținute de document se poate face la adresa www.ancpi.ro/verificare, folosind codul de verificare online disponibil în antet. Codul de verificare este valabil 30 de zile calendaristice de la momentul generării documentului.

Data și ora generării,

23/08/2022, 10:02



Oficiul de Cadastru și Publicitate Imobiliară ARAD
Biroul de Cadastru și Publicitate Imobiliară Arad

Nr. cerere 99016
Ziua 23
Luna 08
Anul 2022

EXTRAS DE CARTE FUNCİARĂ PENTRU INFORMARE

Carte Funciară Nr. 359603 Arad



A. Partea I. Descrierea imobilului

TEREN Intravilan

Adresa: Loc. Arad, Str Iuliu Maniu, Nr. 65-71, Jud. Arad

Nr. Crt	Nr. cadastral Nr. topografic	Suprafața* (mp)	Observații / Referințe
A1	359603	1.700	PARTIAL IMPREJMUIT

Construcții

Crt	Nr cadastral Nr. topografic	Adresa	Observații / Referințe
A1.1	359603-C1	Loc. Arad, Str Iuliu Maniu, Nr. 65-71, Jud. Arad	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:107 mp; Depozit,regim. inaltime P, an edificare 1982
A1.2	359603-C2	Loc. Arad, Str Iuliu Maniu, Nr. 65-71, Jud. Arad	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:20 mp; S. construita desfasurata:20 mp; Cladire atelier forja ,edificata in anul 1938

B. Partea II. Proprietari și acte

Inscrieri privitoare la dreptul de proprietate și alte drepturi reale	Referințe	
163334 / 03/11/2021		
Act Notarial nr. 2180, din 03/11/2021 emis de Campan Mihai;		
B1	Se infiinteaza cartea funciara 359603 a imobilului cu numarul cadastral 359603 / UAT Arad, rezultat din dezmembrarea imobilului cu numarul cadastral 307712 inscris in cartea funciara 307712;	A1
Certificat Atestare nr. a dreptului de proprietate asupra terenurilor seria AR nr. 0085 emis de Ministerul Agriculturii și Alimentatiei in baza H.G. 834/1991;		
B2	Intabulare, drept de PROPRIETATEatestare, dobandit prin Lege, cota actuala 1/1	A1.1, A1.2 / B.5
1) S.C. C.E.T. HIDROCARBURI SA ARAD OBSERVATII: pozitie transcrisa din CF 307712/Arad, inscrisa prin incheierea nr. 9782 din 08/06/2004; (provenita din conversia CF 64148)		
59779 / 13/05/2022		
Act Notarial nr. 528, din 13/05/2022 emis de CIACHIR ADRIAN PETRU;		
B5	Intabulare, drept de PROPRIETATEcu titlul de cumparare, dobandit prin Conventie, cota actuala 1/1	A1
1) MUNICIPIUL ARAD, CIF:3519925, DOMENIU PUBLIC		

C. Partea III. SARCINI .

Inscrieri privind dezmembrămintele dreptului de proprietate, drepturi reale de garanție și sarcini	Referințe
NU SUNT	

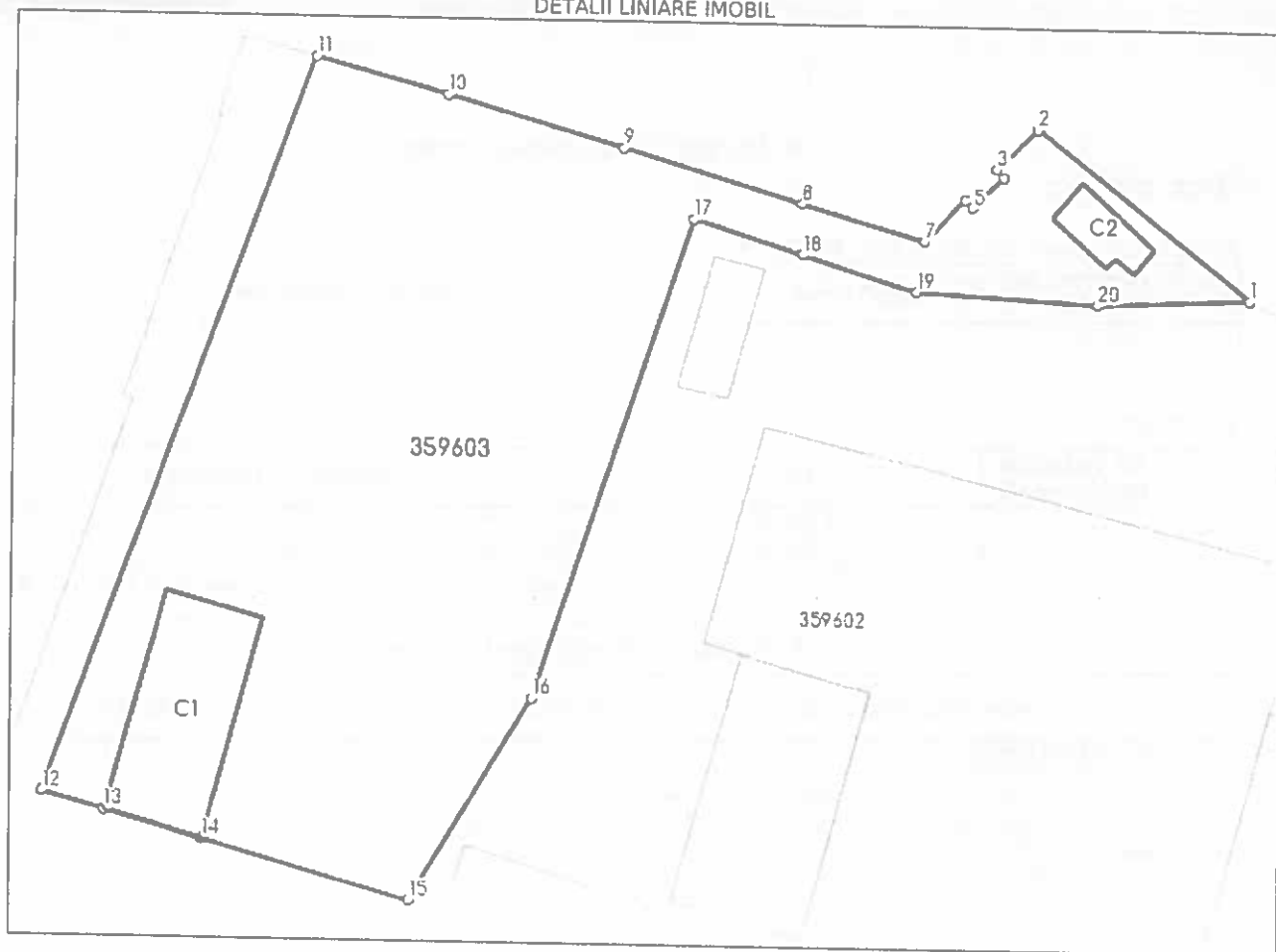
Anexa Nr. 1 La Partea I

Teren

Nr cadastral	Suprafața (mp)*	Observații / Referințe
359603	1.700	PARTIAL IMPREJMUIT

* Suprafața este determinată în planul de proiecție Stereo 70.

DETALII LINIARE IMOBIL



Date referitoare la teren

Nr Crt	Categorie folosință	Intra vilan	Suprafața (mp)	Tarla	Parcelă	Nr. topo	Observații / Referințe
1	curți construcții	DA	1.700	-	-	-	LOT 2

Date referitoare la construcții

Crt	Număr	Destinație construcție	Supraf. (mp)	Situație juridică	Observații / Referințe
A1.1	359603-C1	construcții industriale și edilitare	107	Cu acte	S. construită la sol:107 mp; Depozit, regim înaltim P. an edificare 1982
A1.2	359603-C2	construcții industriale și edilitare	20	Cu acte	S. construită la sol:20 mp; S. construită desfășurată:20 mp; Clădire atelier forja, edificată în anul 1938

Lungime Segmente

1) Valorile lungimilor segmentelor sunt obținute din proiecție în plan.

Punct început	Punct sfârșit	Lungime segment (m)
1	2	18.575

Punct început	Punct sfârșit	Lungime segment (= (m)
2	3	3.955
3	4	0.742
4	5	2.97
5	6	0.742
6	7	3.989
7	8	8.725
8	9	12.755
9	10	12.536
10	11	9.293
11	12	53.374
12	13	4.456
13	14	6.843
14	15	14.779
15	16	16.193
16	17	34.397
17	18	7.816
18	19	8.221
19	20	12.405
20	1	10.468

** Lungimile segmentelor sunt determinate în planul de proiecție Stereo 70 și sunt rotunjite la 1 milimetru.

*** Distanța dintre puncte este formată din segmente cumulate ce sunt mai mici decât valoarea 1 milimetru.

Extrasul de carte funciară generat prin sistemul informatic integrat al ANCPI conține informațiile din cartea funciară active la data generării. Acesta este valabil în condițiile prevăzute de art. 7 din Legea nr. 455/2001, coroborat cu art. 3 din O.U.G. nr. 41/2016, exclusiv în mediul electronic, pentru activități și procese administrative prevăzute de legislația în vigoare. Valabilitatea poate fi extinsă și în forma fizică a documentului, fără semnătură olografă, cu acceptul expres sau procedural al instituției publice ori entității care a solicitat prezentarea acestui extras.

Verificarea corectitudinii și realității informațiilor conținute de document se poate face la adresa www.ancpi.ro/verificare, folosind codul de verificare online disponibil în antet. Codul de verificare este valabil 30 de zile calendaristice de la momentul generării documentului.

Data și ora generării,

23/08/2022, 10.03

STUDIU DE FEZABILITATE
Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență
Implementare proiect la sursă CETH Arad
Anexa DEVIZE



ANEXA DEVIZE

STUDIU DE FEZABILITATE

Sursă de producere a energiei termice și electrice
 prin cogenerare de înaltă eficiență
 Implementare proiect la sursă CETH Arad
 Anexa DEVIZE



Investiție: Sursă de producere a energiei în cogenerare de înaltă eficiență pentru SACET Arad

Scenariu: Soluția S1 comparativă

Devizul General al Investiției

Bază legală: HG 907/2016
 Revizie/Dată: R00 / 22.08.2022
 Curs referință EUR: 4,95 lei

Nr. Crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Cotă	Valoare	Valoare	Valoare
			(fără TVA)	TVA	(cu TVA)
			lei	lei	lei
1	2	2a	3	4	5
CAPIT.1	Cheltuieli pentru Obținerea și Amenajarea terenului				
1.1	Obținerea terenului		0,00	0,00	0,00
1.2	Amenajarea terenului		24.974.136,00	4.745.085,84	29.719.221,84
1.3	Amenajări pentru protecția mediului și aducerea terenului la starea inițială		102.465,00	19.468,35	121.933,35
1.4	Cheltuieli pentru relocarea/protecția utilităților		409.860,00	77.873,40	487.733,40
	Total capitol 1		25.486.461,00	4.842.427,59	30.328.888,59
CAPIT.2	Cheltuieli pentru Asigurarea utilităților necesare obiectivului de investiții				
2.1	Asigurarea utilităților necesare obiectivului de investiții		0,00	0,00	0,00
	Total capitol 2		0,00	0,00	0,00
CAPIT.3	Cheltuieli pentru Proiectare și Asistență tehnică				
3.1	Studii		212.850,00	40.441,50	253.291,50
3.1.1	Studii de teren		123.750,00	23.512,50	147.262,50
3.1.1.1	Studiu topografic		59.400,00	11.286,00	70.686,00
3.1.1.2	Studiu geotehnic		59.400,00	11.286,00	70.686,00
3.1.1.3	Studiu hidrologic		4.950,00	940,50	5.890,50

STUDIU DE FEZABILITATESursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență

Implementare proiect la sursă CETH Arad

Anexa DEVIZE



3.1.2	Raport privind impactul asupra mediului	89.100,00	16.929,00	106.029,00
3.1.3	Alte studii specifice	0,00	0,00	0,00
3.2	Documentații-suport și cheltuieli pentru obținerea de avize, acorduri și autorizații, asigurate de investitor/achizitor în faza de studii (3.5.2, 3.5.3)	29.000,00	5.510,00	34.510,00
3.3	Expertizare tehnică	118.800,00	22.572,00	141.372,00
3.4	Certificarea performanței energetice și auditul energetic al clădirilor	0,00	0,00	0,00
3.5	Proiectare	4.857.250,00	922.877,50	5.780.127,50
3.5.1	Temă de proiectare (TP)	0,00	0,00	0,00
3.5.2	Studiu de fezabilitate (SPF)	0,00	0,00	0,00
3.5.3	Studiu de fezabilitate (SF) / Documentație de avizare lucrări de intervenție (DALI) + Deviz general (DG)	130.000,00	24.700,00	154.700,00
3.5.4	Documentațiile tehnice necesare în vederea Obținerii avizelor, acordurilor și autorizațiilor (DTA), asigurate de contractor prin proiectant general în faza de proiectare a implementării	356.400,00	67.716,00	424.116,00
3.5.5	Verificarea tehnică de calitate a Proiectului tehnic și a Detaliilor de execuție (VP PTE)	39.600,00	7.524,00	47.124,00
3.5.6	Proiect tehnic și Detalii de execuție (PTE, sau PT+DE)	4.331.250,00	822.937,50	5.154.187,50
3.6	Organizarea procedurilor de achiziție	119.000,00	22.610,00	141.610,00
3.7	Consultanță	318.595,00	60.533,05	379.128,05
3.7.1	Servicii de consultanță la elaborarea cererii de finanțare și a tuturor studiilor necesare	130.000,00	24.700,00	154.700,00

STUDIU DE FEZABILITATE

Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență

Implementare proiect la sursă CETH Arad

Anexa DEVIZE



3.7.2	Managementul de proiect pentru obiectivul de investiții, asigurat de investitor/achizitor	173.250,00	32.917,50	206.167,50
3.7.3	Auditul financiar	15.345,00	2.915,55	18.260,55
3.8	Asistență tehnică	1.266.050,00	240.549,50	1.506.599,50
3.8.1	Asistență tehnică din partea proiectantului	267.300,00	50.787,00	318.087,00
3.8.1.1	<i>Asistență tehnică din partea proiectantului, pe perioada de execuție a lucrărilor</i>	207.900,00	39.501,00	247.401,00
3.8.1.2	<i>Asistență tehnică din partea proiectantului, pentru participarea proiectantului la fazele incluse în programul de control al lucrărilor de execuție, avizat de către Inspectoratul de Stat în Construcții</i>	59.400,00	11.286,00	70.686,00
3.8.2	Dirigenție de șantier	998.750,00	189.762,50	1.188.512,50
	Total capitol 3	6.921.545,00	1.315.093,55	8.236.638,55
CAPIT.4	Cheltuieli pentru investiția de bază			
4.1	Construcții și instalații	48.403.700,73	9.196.703,14	57.600.403,87
4.1.01	Obiect 1 - MT : Instalație de cogenerare de înaltă eficiență cu motoare termice pe gaz natural	8.381.978,55	1.592.575,92	9.974.554,47
4.1.02	Obiect 2 - CB : Centrală pe biomasă cu instalație de cogenerare	9.864.647,10	1.874.282,95	11.738.930,05
4.1.03	Obiect 3 - CA : Cazane de apă caldă	5.424.210,00	1.030.599,90	6.454.809,90
4.1.04	Obiect 4 - AC : Acumulator de căldură	3.036.379,50	576.912,11	3.613.291,61
4.1.05	Obiect 5 - SP : Stație de pompare	4.310.361,00	818.968,59	5.129.329,59
4.1.06	Obiect 6 - DT : Degazor termic	0,00	0,00	0,00
4.1.07	Obiect 7 - SE : Stație electrică și sistem de conducere	8.197.883,10	1.557.597,79	9.755.480,89

STUDIU DE FEZABILITATE

Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență

Implementare proiect la sursă CETH Arad

Anexa DEVIZE



4.1.08	Obiect 8 - SG : Lucrari generale, demolări, rețele și racorduri în incintă	9.188.241,48	1.745.765,88	10.934.007,36
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	98.141.423,49	18.646.870,46	116.788.293,95
4.2.01	Obiect 1 - MT : Instalație de cogenerare de înaltă eficiență cu motoare termice pe gaz natural	13.919.118,84	2.644.632,58	16.563.751,42
4.2.02	Obiect 2 - CB : Centrală pe biomasă cu instalație de cogenerare	13.400.372,70	2.546.070,81	15.946.443,51
4.2.03	Obiect 3 - CA : Cazane de apă caldă	7.065.135,00	1.342.375,65	8.407.510,65
4.2.04	Obiect 4 - AC : Acumulator de căldură	6.571.422,00	1.248.570,18	7.819.992,18
4.2.05	Obiect 5 - SP : Stație de pompare	8.168.509,80	1.552.016,86	9.720.526,66
4.2.06	Obiect 6 - DT : Degazor termic	464.508,00	88.256,52	552.764,52
4.2.07	Obiect 7 - SE : Stație electrică și sistem de conducere	23.602.539,51	4.484.482,51	28.087.022,02
4.2.08	Obiect 8 - SG : Lucrari generale, demolări, rețele și racorduri în incintă	24.949.817,64	4.740.465,35	29.690.282,99
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	#####	64.111.925,00	401.543.109,20
4.3.01	Obiect 1 - MT : Instalație de cogenerare de înaltă eficiență cu motoare termice pe gaz natural	#####	32.742.911,60	205.074.025,28
4.3.02	Obiect 2 - CB : Centrală pe biomasă cu instalație de cogenerare	64.441.946,25	12.243.969,79	76.685.916,04
4.3.03	Obiect 3 - CA : Cazane de apă caldă	41.514.165,00	7.887.691,35	49.401.856,35
4.3.04	Obiect 4 - AC : Acumulator de căldură	16.212.012,30	3.080.282,34	19.292.294,64
4.3.05	Obiect 5 - SP : Stație de pompare	12.260.278,80	2.329.452,97	14.589.731,77

4.3.06	Obiect 6 - DT : Degazor termic	752.776,20	143.027,48	895.803,68
4.3.07	Obiect 7 - SE : Stație electrică și sistem de conducere	29.415.447,27	5.588.934,98	35.004.382,25
4.3.08	Obiect 8 - SG : Lucrari generale, demolări, rețele și racorduri în incintă	503.444,70	95.654,49	599.099,19
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport	1.523.996,10	289.559,26	1.813.555,36
4.4.02	Obiect 2 - CB : Centrală pe biomasă cu instalație de cogenerare	1.523.996,10	289.559,26	1.813.555,36
4.5	Dotări	0,00	0,00	0,00
4.6	Active necorporale	0,00	0,00	0,00
	Total capitol 4	485.500.304,52	92.245.057,86	577.745.362,38
CAPIT.5	Alte cheltuieli			
5.1	Organizare de șantier	2.366.941,50	449.718,89	2.816.660,39
5.1.1	Lucrări de construcții și instalații aferente organizării de șantier	136.620,00	25.957,80	162.577,80
5.1.2	Cheltuieli conexe organizării șantierului	2.230.321,50	423.761,09	2.654.082,59
5.2	Comisioane, cote, taxe, costul creditului	1.023.830,93	0,00	1.023.830,93
5.2.1	Comisioanele și dobânzile aferente creditului băncii finanțatoare	0,00	0,00	0,00
5.2.2	Cota aferentă ISC pentru controlul calității lucrărilor de construcții și instalații (procent din valoarea cheltuielilor 4.1 și 5.1.1)	0,50%	242.701,60	0,00
				242.701,60

STUDIU DE FEZABILITATE

Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență

Implementare proiect la sursă CETH Arad

Anexa DEVIZE



5.2.3	Cota aferentă ISC pentru controlul statului în amenajarea teritoriului, urbanism și pentru autorizarea lucrărilor de construcții și instalații (procent din valoarea cheltuielilor 4.1)	0,10%	48.403,70	0,00	48.403,70
5.2.4	Cota aferentă Casei Sociale a Constructorilor, din valoarea lucrărilor de construcții, instalații și montaj (procent din valoarea cheltuielilor 4.1 și 4.2)	0,50%	732.725,62	0,00	732.725,62
5.2.5	Taxe pentru avize conforme, acorduri și autorizații de construire și/sau desființare		0,00	0,00	0,00
5.3	Cheltuieli diverse și neprevăzute (procent din valoarea cheltuielilor 1.2, 1.3, 1.4, 2.1, 3.1, 3.3, 3.5.4, 3.5.5, 3.5.6, 3.8.1, 4, 5.1, 6)		25.172.599,18	4.782.793,84	29.955.393,02
5.4	Cheltuieli pentru informare și publicitate		35.000,00	6.650,00	41.650,00
	Total capitol 5		28.598.371,60	5.239.162,73	33.837.534,33
CAPIT.6	Cheltuieli pentru instruire, probe tehnologice și teste				
6.1	Pregătirea personalului de exploatare		166.468,50	31.629,02	198.097,52
6.2	Probe tehnologice și teste		1.147.608,00	218.045,52	1.365.653,52
	Total capitol 6		1.314.076,50	249.674,54	1.563.751,04
	TOTAL DEVIZ GENERAL		547.820.758,62	103.891.416,26	651.712.174,88
1.2 + 1.3 + 1.4 + 2.1 + 4.1 + 4.2 + 5.1.1	din care: TOTAL LUCRĂRI "C+M"		172.168.205,22	32.711.958,99	204.880.164,21

Investiție: Sursă de producere a energiei în cogenerare de înaltă eficiență pentru SACET Arad

Scenariu: S2 Soluția propusă

Devizul General al Investiției

Bază legală: **HG 907/2016**
 Revizie/Date: **R00 / 22.08.2022**
 Curs referință
 EUR: **4,95 lei**

Nr. Crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Cotă	Valoare (fără TVA)	Valoare TVA	Valoare (cu TVA)
			lei	lei	lei
1	2	2a	3	4	5
CAPIT 1	Cheltuieli pentru Obținerea și Amenajarea terenului				
1.1	Obținerea terenului		0,00	0,00	0,00
1.2	Amenajarea terenului		24.974.136,00	4.745.085,84	29.719.221,84
1.3	Amenajări pentru protecția mediului și aducerea terenului la starea inițială		102.465,00	19.468,35	121.933,35
1.4	Cheltuieli pentru relocarea/protecția utilităților		409.860,00	77.873,40	487.733,40
	Total capitol 1		25.486.461,00	4.842.427,59	30.328.888,59
CAPIT 2	Cheltuieli pentru Asigurarea utilităților necesare obiectivului de investiții				
2.1	Asigurarea utilităților necesare obiectivului de investiții		0,00	0,00	0,00
	Total capitol 2		0,00	0,00	0,00
CAPIT 3	Cheltuieli pentru Proiectare și Asistență tehnică				
3.1	Studii		212.850,00	40.441,50	253.291,50
3.1.1	Studii de teren		123.750,00	23.512,50	147.262,50
3.1.1.1	Studiu topografic		59.400,00	11.286,00	70.686,00
3.1.1.2	Studiu geotehnic		59.400,00	11.286,00	70.686,00
3.1.1.3	Studiu hidrologic		4.950,00	940,50	5.890,50
3.1.2	Raport privind impactul asupra mediului		89.100,00	16.929,00	106.029,00
3.1.3	Alte studii specifice		0,00	0,00	0,00
3.2	Documentații-suport și cheltuieli pentru obținerea de avize, acorduri și autorizații, asigurate de		29.000,00	5.510,00	34.510,00

STUDIUL DE FEZABILITATE

Sursă de producere a energiei termice și electrice
 prin cogenerare de înaltă eficiență
 Implementare proiect la sursă CETH Arad
 Anexa DEVIZE



	investitor/achizitor în faza de studii (3.5.2, 3.5.3)			
3.3	Expertizare tehnică	118.800,00	22.572,00	141.372,00
3.4	Certificarea performanței energetice și auditul energetic al clădirilor	0,00	0,00	0,00
3.5	Proiectare	4.857.250,00	922.877,50	5.780.127,50
3.5.1	Temă de proiectare (TP)	0,00	0,00	0,00
3.5.2	Studiu de fezabilitate (SPF)	0,00	0,00	0,00
3.5.3	Studiu de fezabilitate (SF) / Documentație de avizare lucrări de intervenție (DALI) + Deviz general (DG)	130.000,00	24.700,00	154.700,00
3.5.4	Documentațiile tehnice necesare în vederea Obținerii avizelor, acordurilor și autorizațiilor (DTA), asigurate de contractor prin proiectant general în faza de proiectare a implementării	356.400,00	67.716,00	424.116,00
3.5.5	Verificarea tehnică de calitate a Proiectului tehnic și a Detaliilor de execuție (VP PTE)	39.600,00	7.524,00	47.124,00
3.5.6	Proiect tehnic și Detalii de execuție (PTE, sau PT+DE)	4.331.250,00	822.937,50	5.154.187,50
3.6	Organizarea procedurilor de achiziție	119.000,00	22.610,00	141.610,00
3.7	Consultanță	318.595,00	60.533,05	379.128,05
3.7.1	Servicii de consultanță la elaborarea cererii de finanțare și a tuturor studiilor necesare	130.000,00	24.700,00	154.700,00
3.7.2	Managementul de proiect pentru obiectivul de investiții, asigurat de investitor/achizitor	173.250,00	32.917,50	206.167,50
3.7.3	Auditul financiar	15.345,00	2.915,55	18.260,55
3.8	Asistență tehnică	1.266.050,00	240.549,50	1.506.599,50
3.8.1	Asistență tehnică din partea proiectantului	267.300,00	50.787,00	318.087,00
3.8.1.1	<i>Asistență tehnică din partea proiectantului, pe perioada de execuție a lucrărilor</i>	207.900,00	39.501,00	247.401,00
3.8.1.2	<i>Asistență tehnică din partea proiectantului, pentru participarea proiectantului la fazele incluse în programul de control al lucrărilor de execuție, avizat de către Inspectoratul de Stat în Construcții</i>	59.400,00	11.286,00	70.686,00
3.8.2	Dirigenție de șantier	998.750,00	189.762,50	1.188.512,50
	Total capitol 3	6.921.545,00	1.315.093,55	8.236.638,55
CAPIT 4	Cheltuieli pentru investiția de bază			

STUDIU DE FEZABILITATE

Sursă de producere a energiei termice și electrice
 prin cogenerare de înaltă eficiență
 Implementare proiect la sursă CETH Arad
 Anexa DEVIZE



4.1	Construcții și instalații	46.061.145,90	8.751.617,72	54.812.763,62
4.1.01	Obiect 1 - MT : Instalație de cogenerare de înaltă eficiență cu motoare termice pe gaz natural	7.619.980,50	1.447.796,30	9.067.776,80
4.1.02	Obiect 2 - CB : Centrală pe biomasă cu instalație de cogenerare	9.864.647,10	1.874.282,95	11.738.930,05
4.1.03	Obiect 3 - CA : Cazane de apă caldă	5.424.210,00	1.030.599,90	6.454.809,90
4.1.04	Obiect 4 - AC : Acumulator de căldură	3.036.379,50	576.912,11	3.613.291,61
4.1.05	Obiect 5 - SP : Stație de pompare	4.310.361,00	818.968,59	5.129.329,59
4.1.06	Obiect 6 - DT : Degazor termic	0,00	0,00	0,00
4.1.07	Obiect 7 - SE : Stație electrică și sistem de conducere	7.452.621,00	1.415.997,99	8.868.618,99
4.1.08	Obiect 8 - SG : Lucrari generale, demolări, rețele și racorduri în incintă	8.352.946,80	1.587.059,89	9.940.006,69
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	92.462.198,40	17.567.817,70	110.030.016,10
4.2.01	Obiect 1 - MT : Instalație de cogenerare de înaltă eficiență cu motoare termice pe gaz natural	12.653.744,40	2.404.211,44	15.057.955,84
4.2.02	Obiect 2 - CB : Centrală pe biomasă cu instalație de cogenerare	13.400.372,70	2.546.070,81	15.946.443,51
4.2.03	Obiect 3 - CA : Cazane de apă caldă	7.065.135,00	1.342.375,65	8.407.510,65
4.2.04	Obiect 4 - AC : Acumulator de căldură	6.571.422,00	1.248.570,18	7.819.992,18
4.2.05	Obiect 5 - SP : Stație de pompare	8.168.509,80	1.552.016,86	9.720.526,66
4.2.06	Obiect 6 - DT : Degazor termic	464.508,00	88.256,52	552.764,52
4.2.07	Obiect 7 - SE : Stație electrică și sistem de conducere	21.456.854,10	4.076.802,28	25.533.656,38
4.2.08	Obiect 8 - SG : Lucrari generale, demolări, rețele și racorduri în incintă	22.681.652,40	4.309.513,96	26.991.166,36
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	319.044.820,05	60.618.515,81	379.663.335,86
4.3.01	Obiect 1 - MT : Instalație de cogenerare de înaltă eficiență cu motoare termice pe gaz natural	156.664.648,80	29.766.283,27	186.430.932,07
4.3.02	Obiect 2 - CB : Centrală pe biomasă cu instalație de cogenerare	64.441.946,25	12.243.969,79	76.685.916,04
4.3.03	Obiect 3 - CA : Cazane de apă caldă	41.514.165,00	7.887.691,35	49.401.856,35
4.3.04	Obiect 4 - AC : Acumulator de căldură	16.212.012,30	3.080.282,34	19.292.294,64
4.3.05	Obiect 5 - SP : Stație de pompare	12.260.278,80	2.329.452,97	14.589.731,77
4.3.06	Obiect 6 - DT : Degazor termic	752.776,20	143.027,48	895.803,68

STUDIU DE FEZABILITATE

Sursă de producere a energiei termice și electrice
 prin cogenerare de înaltă eficiență
 Implementare proiect la sursă CETH Arad
 Anexa DEVIZE



4.3.07	Obiect 7 - SE : Stație electrică și sistem de conducere	26.741.315,70	5.080.849,98	31.822.165,68	
4.3.08	Obiect 8 - SG : Lucrari generale, demolări, rețele și racorduri în incintă	457.677,00	86.958,63	544.635,63	
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport	1.523.996,10	289.559,26	1.813.555,36	
4.4.02	Obiect 2 - CB : Centrală pe biomasă cu instalație de cogenerare	1.523.996,10	289.559,26	1.813.555,36	
4.5	Dotări	0,00	0,00	0,00	
4.6	Active necorporale	0,00	0,00	0,00	
	Total capitol 4	459.092.160,45	87.227.510,49	546.319.670,94	
CAPIT 5	Alte cheltuieli				
5.1	Organizare de șantier	2.366.941,50	449.718,89	2.816.660,39	
5.1.1	Lucrări de construcții și instalații aferente organizării de șantier	136.620,00	25.957,80	162.577,80	
5.1.2	Cheltuieli conexe organizării șantierului	2.230.321,50	423.761,09	2.654.082,59	
5.2	Comisioane, cote, taxe, costul creditului	969.666,70	0,00	969.666,70	
5.2.1	Comisioanele și dobânzile aferente creditului băncii finanțatoare	0,00	0,00	0,00	
5.2.2	Cota aferentă ISC pentru controlul calității lucrărilor de construcții și instalații (procent din valoarea cheltuielilor 4.1 și 5.1.1)	0,50%	230.988,83	0,00	230.988,83
5.2.3	Cota aferentă ISC pentru controlul statului în amenajarea teritoriului, urbanism și pentru autorizarea lucrărilor de construcții și instalații (procent din valoarea cheltuielilor 4.1)	0,10%	46.061,15	0,00	46.061,15
5.2.4	Cota aferentă Casei Sociale a Constructorilor, din valoarea lucrărilor de construcții, instalații și montaj (procent din valoarea cheltuielilor 4.1 și 4.2)	0,50%	692.616,72	0,00	692.616,72
5.2.5	Taxe pentru avize conforme, acorduri și autorizații de construire și/sau desființare	0,00	0,00	0,00	
5.3	Cheltuieli diverse și neprevăzute (procent din valoarea cheltuielilor 1.2, 1.3, 1.4, 2.1, 3.1, 3.3, 3.5.4, 3.5.5, 3.5.6, 3.8.1, 4, 5.1, 6)	4,83%	23.852.180,18	4.531.914,23	28.384.094,41
5.4	Cheltuieli pentru informare și publicitate	35.000,00	6.650,00	41.650,00	
	Total capitol 5	27.223.788,38	4.988.283,12	32.212.071,50	

CAPIT 6	Cheltuieli pentru instruire, probe tehnologice și teste			
6.1	Pregătirea personalului de exploatare	166.232,79	31.584,23	197.817,01
6.2	Probe tehnologice și teste	1.147.608,00	218.045,52	1.365.653,52
	Total capitol 6	1.313.840,79	249.629,75	1.563.470,53
	TOTAL DEVIZ GENERAL	520.037.795,62	98.622.944,49	618.660.740,11
1.2 + 1.3 + 1.4 + 2.1 + 4.1 + 4.2 + 5.1.1	din care: TOTAL LUCRĂRI "C+M"	164.146.425,30	31.187.820,81	195.334.246,11

DEVIZE PE OBIECT SOLUȚIA S2 PROPUȘĂ

**Obiect 1 : Instalație de cogenerare pe gaz natural cu
motoare cu ardere internă (MT)**

Nr. Crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare (fără TVA)	Valoare (TVA)	Valoare (CU TVA)
		lei	lei	lei
1	2	3	4	5
Cap. 1 - Amenajarea terenului		0,00	0,00	0,00
1.2	Amenajarea terenului	0,00	0,00	0,00
1.3	Amenajări pentru protecția mediului și aducerea terenului la starea inițială	0,00	0,00	0,00
1.4	Cheltuieli pentru relocarea/protecția utilităților	0,00	0,00	0,00
Cap. 2 - Asigurarea utilităților necesare obiectivului		0,00	0,00	0,00
2.1	Asigurarea utilităților necesare obiectivului de investiții	0,00	0,00	0,00
Cap. 4 - Investiția de bază				
4.1	Construcții și instalații	7.619.980,50	1.447.796,30	9.067.776,80
4.1.1	Terasamente, sistematizare pe verticală și amenajări exterioare	0,00	0,00	0,00
4.1.2	Rezistență	5.860.998,00	1.113.589,62	6.974.587,62
4.1.3	Arhitectură	0,00	0,00	0,00
4.1.4	Instalații	1.758.982,50	334.206,68	2.093.189,18
TOTAL I - subcap. 4.1		7.619.980,50	1.447.796,30	9.067.776,80
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	12.653.744,40	2.404.211,44	15.057.955,84
TOTAL II - subcap. 4.2		12.653.744,40	2.404.211,44	15.057.955,84
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	156.664.648,80	29.766.283,27	186.430.932,07
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport	0,00	0,00	0,00
4.5	Dotări	0,00	0,00	0,00
4.6	Active necorporale	0,00	0,00	0,00
TOTAL III - subcap. 4.3+4.4+4.5+4.6		156.664.648,80	29.766.283,27	186.430.932,07
Total deviz pe obiect (Total I + Total II + Total III)		176.938.373,70	33.618.291,00	210.556.664,70
Cap. 5 - Organizare de șantier		0,00	0,00	0,00
5.1.1	Lucrări de construcții și instalații aferente organizării de șantier	0,00	0,00	0,00
5.1.2	Cheltuieli conexe organizării șantierului	0,00	0,00	0,00
Cap. 6 - Instruire, teste și probe tehnologice		596.346,30	113.305,80	709.652,10
6.1	Pregătirea personalului de exploatare	118.176,30	22.453,50	140.629,80
6.2	Probe tehnologice și teste	478.170,00	90.852,30	569.022,30
TOTAL OBIECT		177.534.720,00	33.731.596,80	211.266.316,80

Obiect 2 : Centrală termo-electrică pe biomasă (CB)

Nr. Crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare (fără TVA)	Valoare (TVA)	Valoare (CU TVA)
		lei	lei	lei
1	2	3	4	5
Cap. 1 - Amenajarea terenului		0,00	0,00	0,00
1.2	Amenajarea terenului	0,00	0,00	0,00
1.3	Amenajări pentru protecția mediului și aducerea terenului la starea inițială	0,00	0,00	0,00
1.4	Cheltuieli pentru relocarea/protecția utilităților	0,00	0,00	0,00
Cap. 2 - Asigurarea utilităților necesare obiectivului de investiții		0,00	0,00	0,00
2.1	Asigurarea utilităților necesare obiectivului de investiții	0,00	0,00	0,00
Cap. 4 - Investiția de bază				
4.1	Construcții și instalații	9.864.647,10	1.874.282,95	11.738.930,05
4.1.1	Terasamente, sistematizare pe verticală și amenajări exterioare	0,00	0,00	0,00
4.1.2	Rezistență	9.212.286,60	1.750.334,45	10.962.621,05
4.1.3	Arhitectură	0,00	0,00	0,00
4.1.4	Instalații	652.360,50	123.948,50	776.309,00
TOTAL I - subcap. 4.1		9.864.647,10	1.874.282,95	11.738.930,05
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	13.400.372,70	2.546.070,81	15.946.443,51
TOTAL II - subcap. 4.2		13.400.372,70	2.546.070,81	15.946.443,51
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	64.441.946,25	12.243.969,79	76.685.916,04
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport	1.523.996,10	289.559,26	1.813.555,36
4.5	Dotări	0,00	0,00	0,00
4.6	Active necorporale	0,00	0,00	0,00
TOTAL III - subcap. 4.3+4.4+4.5+4.6		65.965.942,35	12.533.529,05	78.499.471,40
Total deviz pe obiect (Total I + Total II + Total III)		89.230.962,15	16.953.882,81	106.184.844,96
Cap. 5 - Organizare de șantier		0,00	0,00	0,00
5.1.1	Lucrări de construcții și instalații aferente organizării de șantier	0,00	0,00	0,00
5.1.2	Cheltuieli conexe organizării șantierului	0,00	0,00	0,00
Cap. 6 - Instruire, teste și probe tehnologice		118.176,30	22.453,50	140.629,80
6.1	Pregătirea personalului de exploatare	14.345,10	2.725,57	17.070,67
6.2	Probe tehnologice și teste	103.831,20	19.727,93	123.559,13
TOTAL OBIECT		89.349.138,45	16.976.336,31	106.325.474,76

Obiect 3 : Cazane

Nr. Crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare (fără TVA)	Valoare (TVA)	Valoare (CU TVA)
		lei	lei	lei
1	2	3	4	5
Cap. 1 - Amenajarea terenului		68.310,00	12.978,90	81.288,90
1.2	Amenajarea terenului	0,00	0,00	0,00
1.3	Amenajări pentru protecția mediului și aducerea terenului la starea inițială	0,00	0,00	0,00
1.4	Cheltuieli pentru relocarea/protecția utilităților	68.310,00	12.978,90	81.288,90
Cap. 2 - Asigurarea utilităților necesare obiectivului de invest		0,00	0,00	0,00
2.1	Asigurarea utilităților necesare obiectivului de investiții	0,00	0,00	0,00
Cap. 4 - Investiția de bază				
4.1	Construcții și instalații	5.424.210,00	1.030.599,90	6.454.809,90
4.1.1	Terasamente, sistematizare pe verticală și amenajări exterioare	0,00	0,00	0,00
4.1.2	Rezistență	4.710.915,00	895.073,85	5.605.988,85
4.1.3	Arhitectură	0,00	0,00	0,00
4.1.4	Instalații	713.295,00	135.526,05	848.821,05
TOTAL I - subcap. 4.1		5.424.210,00	1.030.599,90	6.454.809,90
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	7.065.135,00	1.342.375,65	8.407.510,65
TOTAL II - subcap. 4.2		7.065.135,00	1.342.375,65	8.407.510,65
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj, din care	41.514.165,00	7.887.691,35	49.401.856,35
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport	0,00	0,00	0,00
4.5	Dotări	0,00	0,00	0,00
4.6	Active necorporale	0,00	0,00	0,00
TOTAL III - subcap. 4.3+4.4+4.5+4.6		41.514.165,00	7.887.691,35	49.401.856,35
Total deviz pe obiect (Total I + Total II + Total III)		54.003.510,00	10.260.666,90	64.264.176,90
Cap. 5 - Organizare de șantier		0,00	0,00	0,00
5.1.1	Lucrări de construcții și instalații aferente organizării de șantier	0,00	0,00	0,00
5.1.2	Cheltuieli conexe organizării șantierului	0,00	0,00	0,00
Cap. 6 - Instruire, teste și probe tehnologice		108.405,00	20.596,95	129.001,95
6.1	Pregătirea personalului de exploatare	5.940,00	1.128,60	7.068,60
6.2	Probe tehnologice și teste	102.465,00	19.468,35	121.933,35
TOTAL OBIECT		54.180.225,00	10.294.242,75	64.474.467,75

Obiect 4 : Acumulator de căldură (AC)

Nr. Crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare (fără TVA)	Valoare (TVA)	Valoare (CU TVA)
		lei	lei	lei
1	2	3	4	5
Cap. 1 - Amenajarea terenului		0,00	0,00	0,00
1.2	Amenajarea terenului	0,00	0,00	0,00
1.3	Amenajări pentru protecția mediului și aducerea terenului la starea inițială	0,00	0,00	0,00
1.4	Cheltuieli pentru relocarea/protecția utilităților	0,00	0,00	0,00
Cap. 2 - Asigurarea utilităților necesare obiectivului de investiții		0,00	0,00	0,00
2.1	Asigurarea utilităților necesare obiectivului de investiții	0,00	0,00	0,00
Cap. 4 - Investiția de bază				
4.1	Construcții și instalații	3.036.379,50	576.912,11	3.613.291,61
4.1.1	amenajări exterioare	0,00	0,00	0,00
4.1.2	Rezistență	2.923.668,00	555.496,92	3.479.164,92
4.1.3	Arhitectură	0,00	0,00	0,00
4.1.4	Instalații	112.711,50	21.415,19	134.126,69
TOTAL I - subcap. 4.1		3.036.379,50	576.912,11	3.613.291,61
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	6.571.422,00	1.248.570,18	7.819.992,18
TOTAL II - subcap. 4.2		6.571.422,00	1.248.570,18	7.819.992,18
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj și echipamente de transport	16.212.012,30	3.080.282,34	19.292.294,64
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport	0,00	0,00	0,00
4.5	Dotări	0,00	0,00	0,00
4.6	Active necorporale	0,00	0,00	0,00
TOTAL III - subcap. 4.3+4.4+4.5+4.6		16.212.012,30	3.080.282,34	19.292.294,64
Total deviz pe obiect (Total I + Total II + Total III)		25.819.813,80	4.905.764,62	30.725.578,42
Cap. 5 - Organizare de șantier		0,00	0,00	0,00
5.1.1	Lucrări de construcții și instalații aferente organizării de șantier	0,00	0,00	0,00
5.1.2	Cheltuieli conexe organizării șantierului	0,00	0,00	0,00
Cap. 6 - Instruire, teste și probe tehnologice		101.098,80	19.208,77	120.307,57
6.1	Pregătirea personalului de exploatare	5.464,80	1.038,31	6.503,11
6.2	Probe tehnologice și teste	95.634,00	18.170,46	113.804,46
TOTAL OBIECT		25.920.912,60	4.924.973,39	30.845.885,99

Obiect 5 : Stație de pompare agent termic (SP)

Nr. Crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare (fără TVA)	Valoare (TVA)	Valoare (CU TVA)
		lei	lei	lei
1	2	3	4	5
Cap. 1 - Amenajarea terenului		0,00	0,00	0,00
1.2	Amenajarea terenului	0,00	0,00	0,00
1.3	Amenajări pentru protecția mediului și aducerea terenului la starea inițială	0,00	0,00	0,00
1.4	Cheltuieli pentru relocarea/protecția utilităților	0,00	0,00	0,00
Cap. 2 - Asigurarea utilităților necesare obiectivului de investiții		0,00	0,00	0,00
2.1	Asigurarea utilităților necesare obiectivului de investiții	0,00	0,00	0,00
Cap. 4 - Investiția de bază				
4.1	Construcții și instalații	4.310.361,00	818.968,59	5.129.329,59
4.1.1	Terasamente, sistematizare pe verticală și amenajări exterioare	0,00	0,00	0,00
4.1.2	Rezistență	3.907.332,00	742.393,08	4.649.725,08
4.1.3	Arhitectură	0,00	0,00	0,00
4.1.4	Instalații	403.029,00	76.575,51	479.604,51
TOTAL I - subcap. 4.1		4.310.361,00	818.968,59	5.129.329,59
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	8.168.509,80	1.552.016,86	9.720.526,66
TOTAL II - subcap. 4.2		8.168.509,80	1.552.016,86	9.720.526,66
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	12.260.278,80	2.329.452,97	14.589.731,77
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport	0,00	0,00	0,00
4.5	Dotări	0,00	0,00	0,00
4.6	Active necorporale	0,00	0,00	0,00
TOTAL III - subcap. 4.3+4.4+4.5+4.6		12.260.278,80	2.329.452,97	14.589.731,77
Total deviz pe obiect (Total I + Total II + Total III)		24.739.149,60	4.700.438,42	29.439.588,02
Cap. 5 - Organizare de șantier		0,00	0,00	0,00
5.1.1	Lucrări de construcții și instalații aferente organizării de șantier	0,00	0,00	0,00
5.1.2	Cheltuieli conexe organizării șantierului	0,00	0,00	0,00
Cap. 6 - Instruire, teste și probe tehnologice		78.556,50	14.925,74	93.482,24

STUDIU DE FEZABILITATE

Sursă de producere a energiei termice și electrice
 prin cogenerare de înaltă eficiență
 Implementare proiect la sursă CETH Arad
 Anexa DEVIZE



6.1	Pregătirea personalului de exploatare	3.415,50	648,95	4.064,45
6.2	Probe tehnologice și teste	75.141,00	14.276,79	89.417,79
TOTAL OBIECT		24.817.706,10	4.715.364,16	29.533.070,26

Obiect 6 : Degazor termic pentru termoficare (DT)

Nr. Crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare (fără TVA)	Valoare (TVA)	Valoare (CU TVA)
		lei	lei	lei
1	2	3	4	5
Cap. 1 - Amenajarea terenului		0,00	0,00	0,00
1.2	Amenajarea terenului	0,00	0,00	0,00
1.3	Amenajări pentru protecția mediului și aducerea terenului la starea inițială	0,00	0,00	0,00
1.4	Cheltuieli pentru relocarea/protecția utilităților	0,00	0,00	0,00
Cap. 2 - Asigurarea utilităților necesare obiectivului de investiții		0,00	0,00	0,00
2.1	Asigurarea utilităților necesare obiectivului de investiții	0,00	0,00	0,00
Cap. 4 - Investiția de bază				
4.1	Construcții și instalații	0,00	0,00	0,00
4.1.1	Terasamente, sistematizare pe verticală și amenajări exterioare	0,00	0,00	0,00
4.1.2	Rezistență	0,00	0,00	0,00
4.1.3	Arhitectură	0,00	0,00	0,00
4.1.4	Instalații	0,00	0,00	0,00
TOTAL I - subcap. 4.1		0,00	0,00	0,00
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	464.508,00	88.256,52	552.764,52
TOTAL II - subcap. 4.2		464.508,00	88.256,52	552.764,52
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	752.776,20	143.027,48	895.803,68
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport	0,00	0,00	0,00
4.5	Dotări	0,00	0,00	0,00
4.6	Active necorporale	0,00	0,00	0,00

TOTAL III - subcap. 4.3+4.4+4.5+4.6		752.776,20	143.027,48	895.803,68
Total deviz pe obiect (Total I + Total II + Total III)		1.217.284,20	231.284,00	1.448.568,20
Cap. 5 - Organizare de șantier		0,00	0,00	0,00
5.1.1	Lucrări de construcții și instalații aferente organizării de șantier	0,00	0,00	0,00
5.1.2	Cheltuieli conexe organizării șantierului	0,00	0,00	0,00
Cap. 6 - Instruire, teste și probe tehnologice		21.859,20	4.153,25	26.012,45
6.1	Pregătirea personalului de exploatare	2.732,40	519,16	3.251,56
6.2	Probe tehnologice și teste	19.126,80	3.634,09	22.760,89
TOTAL OBIECT		1.239.143,40	235.437,25	1.474.580,65

Obiect 7 : Stație electrică și de control (SE)

Nr. Crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare (fără TVA)	Valoare (TVA)	Valoare (CU TVA)
		lei	lei	lei
1	2	3	4	5
Cap. 1 - Amenajarea terenului		0,00	0,00	0,00
1.2	Amenajarea terenului	0,00	0,00	0,00
1.3	Amenajări pentru protecția mediului și aducerea terenului la starea inițială	0,00	0,00	0,00
1.4	Cheltuieli pentru relocarea/protecția utilităților	0,00	0,00	0,00
Cap. 2 - Asigurarea utilităților necesare obiectivului de investiții		0,00	0,00	0,00
2.1	Asigurarea utilităților necesare obiectivului de investiții	0,00	0,00	0,00
Cap. 4 - Investiția de bază				
4.1	Construcții și instalații	7.452.621,00	1.415.997,99	8.868.618,99
4.1.1	Terasamente, sistematizare pe verticală și amenajări exterioare	0,00	0,00	0,00
4.1.2	Rezistență	6.369.907,50	1.210.282,43	7.580.189,93
4.1.3	Arhitectură	0,00	0,00	0,00
4.1.4	Instalații	1.082.713,50	205.715,57	1.288.429,07
TOTAL I - subcap. 4.1		7.452.621,00	1.415.997,99	8.868.618,99
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	21.456.854,10	4.076.802,28	25.533.656,38
TOTAL II - subcap. 4.2		21.456.854,10	4.076.802,28	25.533.656,38
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	26.741.315,70	5.080.849,98	31.822.165,68

STUDIU DE FEZABILITATE

Sursă de producere a energiei termice și electrice
 prin cogenerare de înaltă eficiență
 Implementare proiect la sursă CETH Arad
 Anexa DEVIZE



4.4	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport	0,00	0,00	0,00
4.5	Dotări	0,00	0,00	0,00
4.6	Active necorporale	0,00	0,00	0,00
TOTAL III - subcap. 4.3+4.4+4.5+4.6		26.741.315,70	5.080.849,98	31.822.165,68
Total deviz pe obiect (Total I + Total II + Total III)		55.650.790,80	10.573.650,25	66.224.441,05
Cap. 5 - Organizare de șantier		0,00	0,00	0,00
5.1.1	Lucrări de construcții și instalații aferente organizării de șantier	0,00	0,00	0,00
5.1.2	Cheltuieli conexe organizării șantierului	0,00	0,00	0,00
Cap. 6 - Instruire, teste și probe tehnologice		217.908,90	41.402,69	259.311,59
6.1	Pregătirea personalului de exploatare	12.978,90	2.465,99	15.444,89
6.2	Probe tehnologice și teste	204.930,00	38.936,70	243.866,70
TOTAL OBIECT		55.868.699,70	10.615.052,94	66.483.752,64

Obiect 8 : Lucrari generale, Demolări, Rețele în incintă și Racorduri (SG)

Nr. Crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare (fără TVA)	Valoare (TVA)	Valoare (CU TVA)
		lei	lei	lei
1	2	3	4	5
Cap. 1 - Amenajarea terenului		25.418.151,00	4.829.448,69	30.247.599,69
1.2	Amenajarea terenului	24.974.136,00	4.745.085,84	29.719.221,84
1.3	Amenajări pentru protecția mediului și aducerea terenului la starea inițială	102.465,00	19.468,35	121.933,35
1.4	Cheltuieli pentru relocarea/protecția utilităților	341.550,00	64.894,50	406.444,50
Cap. 2 - Asigurarea utilităților necesare obiectivului de investiții		0,00	0,00	0,00
2.1	Asigurarea utilităților necesare obiectivului de investiții	0,00	0,00	0,00
Cap. 4 - Investiția de bază				
4.1	Construcții și instalații	8.352.946,80	1.587.059,89	9.940.006,69
4.1.1	Terasamente, sistematizare pe verticală și amenajări exterioare	0,00	0,00	0,00
4.1.2	Rezistență	4.561.741,80	866.730,94	5.428.472,74
4.1.3	Arhitectură	0,00	0,00	0,00
4.1.4	Instalații	3.791.205,00	720.328,95	4.511.533,95
TOTAL I - subcap. 4.1		8.352.946,80	1.587.059,89	9.940.006,69

STUDIU DE FEZABILITATE**Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență****Implementare proiect la sursă CETH Arad****Anexa DEVIZE**

4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	22.681.652,40	4.309.513,96	26.991.166,36
TOTAL II - subcap. 4.2		22.681.652,40	4.309.513,96	26.991.166,36
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	457.677,00	86.958,63	544.635,63
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport	0,00	0,00	0,00
4.5	Dotări	0,00	0,00	0,00
4.6	Active necorporale	0,00	0,00	0,00
TOTAL III - subcap. 4.3+4.4+4.5+4.6		457.677,00	86.958,63	544.635,63
Total deviz pe obiect (Total I + Total II + Total III)		31.492.276,20	5.983.532,48	37.475.808,68
Cap. 5 - Organizare de șantier		2.366.941,50	449.718,89	2.816.660,39
5.1.1	Lucrări de construcții și instalații aferente organizării de șantier	136.620,00	25.957,80	162.577,80
5.1.2	Cheltuieli conexe organizării șantierului	2.230.321,50	423.761,09	2.654.082,59
Cap. 6 - Instruire, teste și probe tehnologice		71.489,79	13.583,06	85.072,85
6.1	Pregătirea personalului de exploatare	3.179,79	604,16	3.783,95
6.2	Probe tehnologice și teste	68.310,00	12.978,90	81.288,90
TOTAL OBIECT		59.348.858,49	11.276.283,11	70.625.141,60

ROMÂNIA
JUDEȚUL ARAD
PRIMĂRIA MUNICIPIULUI ARAD



Nr. 52745 din 04.07.2022

CERTIFICAT DE URBANISM

Nr. 1214 din 14 IUL. 2022

În scopul :

STUDIU DE FEZABILITATE -Sursa de productie energie termica si electrica prin cogenerare de inalta eficienta.

Ca urmare a cererii adresate de MUNICIPIUL ARAD PRIN SC CET HIDROCARBURI SA pers. juridica cu sediul în județul ARAD, municipiul ARAD, satul , sectorul , cod poștal , B-dul. REVOLUTIEI , nr. 75, bloc , sc. , etaj , ap. , telefon , e-mail , înregistrată la nr. 52745 din 04.07.2022

pentru imobilul - teren și/sau construcții - situat în județul ARAD, municipiul ARAD, satul , sectorul , cod poștal , Calea IULIU MANIU , nr. 65-71, bloc , sc. , etaj , ap. sau identificat prin CF 307809, 359603 si 307811.

TOP: 307809-C7,307809-C15, 307809-C16, 359603, 307811-C14.

În temeiul reglementărilor documentației de urbanism nr. / faza PUG, aprobată cu hotărârea Consiliului Local ARAD nr. 502/ 2018 .

În conformitate cu prevederile Legii nr. 50 / 1991, privind autorizarea executării lucrărilor de construcții, cu modificările și completările ulterioare,

SE CERTIFICĂ:

1. REGIMUL JURIDIC

Teren intravilan preoprietea municipiului Arad.

2. REGIMUL ECONOMIC

Destinatia conform PUG:- Subzona unitati industriale nepoluante - Ip5a.

Folosinta actuala : constructii industriale si edilitare.

Se solicita : SF - Sursa de productie energie termica si electrica prin cogenerare de inalta eficienta.

3. REGIMUL TEHNIC

Teren în suprafața de 9522mp(conf. C.F. 307809), 1700mp(conf. C.F. 359603) și 9470mp(conf. C.F. 307811), situat în UTR. 5 în conformitate cu Regulamentul aferent PUG.

Echipare cu utilități: apă, canalizare, energie electrică, gaze naturale, telefonie.

Investiția dezvoltată în două etape -Et. 1 Cazan pentru producția de căldură; Et. 2 Sursă de producție energie electrică și termică prin cogenerare- are următoarele componente principale: Clădire pt. blocul energetic(BE), Hala pt. cazane de apă fierbinte(CAF), Hala pentru unitate de cogenerare cu biomasa, Sala pompelor, Acumulator de căldură, Camera electrică și utilități/instalații.

Se va prezenta Plan de situație pe suport topografic întocmit în conformitate cu Legea nr.50/1991 rep, Anexa nr.1, Conținutul Cadru (vecinatati, distanțele față de proprietățile învecinate), vizat de către O.C.P.I. Arad.

Pentru SF se vor obține următoarele avize: SC Compania de Apă Arad SA, Delgaz Grid SA, Enel Distribuție Banat SA, Direcția de Sănătate Publică a Județului Arad, Acordul Agenției Naționale de Îmbunătățiri Funciare - Filiala Teritorială de Îmbunătățiri Funciare Timis - Mures Inferior, Unitatea de Administrare Arad, Aviz S.C. CET Hidrocarburi Arad S.A..

Avizele au fost stabilite în cadrul ședinței Comisiei de Acord Unic din data de 07.07.2022.

Prezentul certificat de urbanism **POATE** fi utilizat, în scopul declarat **pentru întocmirea SF "Sursă de producție energie termică și electrică prin cogenerare de înaltă eficiență"**

**Certificatul de urbanism nu ține loc de autorizație de construire/desființare
și nu conferă dreptul de a executa lucrări de construcții**

4. OBLIGAȚII ALE TITULARULUI CERTIFICATULUI DE URBANISM:

În scopul elaborării documentației pentru autorizarea executării lucrărilor de construcții - de construire/de desființare - solicitantul se va adresa autorității competente pentru protecția mediului: Agenția pentru Protecția Mediului ARAD, Splaiul Mureșului F.N.

În aplicarea Directivei Consiliului 85/337/CEE (Directiva EIA) privind evaluarea efectelor anumitor proiecte publice și private asupra mediului, modificată prin Directiva Consiliului 97/11/CE și prin Directiva Consiliului și Parlamentului European 2003/35/CE privind participarea publicului la elaborarea anumitor planuri și programe în legătură cu mediul și modificarea, cu privire la participarea publicului și accesul la justiție, a Directivei 85/337/CEE și a Directivei 96/61/CE, prin certificatul de urbanism se comunică solicitantului obligația de a contacta autoritatea teritorială de mediu pentru ca aceasta să analizeze și să decidă, după caz, încadrarea / neîncadrarea proiectului investiției publice/private în lista proiectelor supuse evaluării impactului asupra mediului.

În aplicarea prevederilor Directivei Consiliului 85/337/CEE, procedura de emitere a acordului de mediu se desfășoară după emiterea Certificatului de urbanism, anterior depunerii documentației pentru autorizarea executării lucrărilor de construcții la autoritatea administrației publice competente.

În vederea satisfacerii cerințelor cu privire la procedura de emitere a acordului de mediu autoritatea competentă pentru protecția mediului stabilește mecanismul asigurării consultării publice, centralizării opțiunilor publicului și formulării unui punct de vedere oficial cu privire la realizarea investiției în acord cu rezultatele consultării publice.

În aceste condiții:

După primirea prezentului Certificat de urbanism, TITULARUL are obligația de a se prezenta la autoritatea competentă pentru protecția mediului în vederea evaluării inițiale a investiției și stabilirii necesității evaluării efectelor acesteia asupra mediului. În urma evaluării inițiale a investiției se va emite actul administrativ al autorității competente pentru protecția mediului

În situația în care autoritatea competentă pentru protecția mediului stabilește necesitatea evaluării efectelor investiției asupra mediului, solicitantul are obligația de a notifica acest fapt autorității administrației publice competente cu privire la menținerea cererii pentru autorizarea executării lucrărilor de construcții.

În situația în care, după emiterea Certificatului de urbanism ori pe parcursul derulării procedurii de evaluare a efectelor investiției asupra mediului solicitantul renunță la intenția de realizare a investiției, acesta are obligația de a notifica acest fapt autorității administrației publice competente.

5. CEREREA DE EMITERE A AUTORIZAȚIEI DE CONSTRUIRE/DESFINȚARE va fi însoțită de următoarele documente:

a) certificatul de urbanism;

b) dovada titlului asupra imobilului, teren și/sau construcții, sau, după caz, extrasul de plan cadastral actualizat la zi și extrasul de carte funciară de informare actualizat la zi, în cazul în care legea nu dispune altfel (copie legalizată);

La autorizare se va prezenta extras de Carte Funciara, original, actualizat

c) documentația tehnică - D.T., după caz:

D.T.A.C.

D.T.O.E.

D.T.A.D.

d) Avizele și acordurile stabilite prin certificatul de urbanism.

d.1. Avize și acorduri privind utilitățile urbane și infrastructura:

alimentare cu apa

canalizare

alimentare cu energie electrică

alimentare cu energie termică

gaze naturale

telefonie

salubritate

transport urban

d.2. Avize și acorduri privind:

securitatea la incendiu

protecția civilă

sănătatea populației

d.3. avizele/acordurile specifice ale administrației publice centrale și/sau ale serviciilor descentralizate ale acestora;

d.4. Studii de specialitate;

e) Actul administrativ al autorității competente pentru protecția mediului;

f) Dovada privind achitarea taxelor legale.

Documentele de plată ale următoarelor taxe (copie):

Prezentul certificat de urbanism are valabilitate de 24 luni de la data emiterii.

PRIMAR,
Calin Bibert

Calin Bibert
14.07.2023

SECRETAR GENERAL,
Cons. Jur. Lilioara Stefanescu

Lilioara Stefanescu

ARHITECT ȘEF,
Arh. Emilian Sorin Ciurariu

Emilian Sorin Ciurariu

Achitat taxa de - lei, conform chitanței seria - nr. - din -, taxă de urgență - RON și taxă pentru avizarea Certificatului de urbanism de către Comisia de Urbanism și Amenajare a Teritoriului în valoare de RON, conform chitanței seria nr. din .
Prezentul certificat de urbanism a fost transmis solicitantului direct/ prin poștă la data de .

DIRECTOR EXECUTIV,
arh. Sandra Dinulescu

Sandra Dinulescu

ȘEF SERVICIU,
ing. Mirela Szasz

Mirela Szasz

CONSILIER JURIDIC,
Liliana Pașcălu

Liliana Pașcălu

INTOCMIT,
Ing. Liviu Both

Liviu Both

Nr. DD 85.767 / 09.11.2021.

Către,

S.C CENTRALA ELECTRICĂ DE TERMIFICARE HIDROCARBURI S.A ARAD**Domnului Victor Ciulean, Director General**

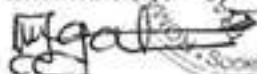
Spre știință:

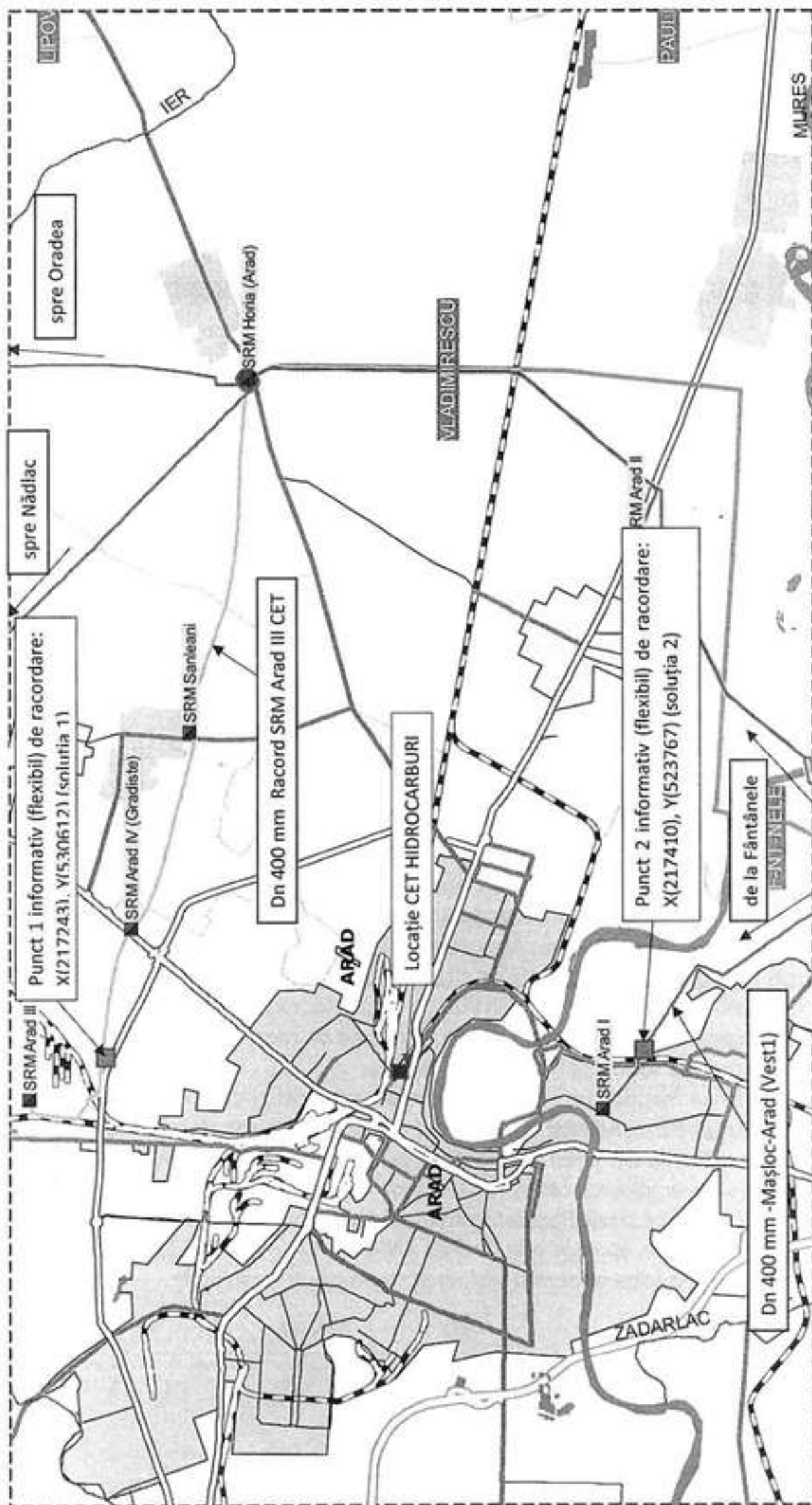
PRIMĂRIA MUNICIPIULUI ARAD**Referitor: Alimentarea cu gaze naturale a obiectivului "CET Hidrocarburi"
aparținătoare de S.C CET Hidrocarburi Arad S.A., jud. Arad**

Urmare a adresei dvs., înregistrată la S.N.T.G.N Transgaz S.A cu nr. TGZPR 690730150
– 114 / 26.10.2021, privind alimentarea cu gaze a obiectivului "CET Hidrocarburi"
aparținătoare de S.C. CET Hidrocarburi Arad S.A., jud. Arad , vă transmitem următorul:

AVIZ TEHNIC DE PRINCIPIU

1. Soluția tehnică de principiu constă în racordarea la ST, respectiv la conducta de înaltă presiune "Racord SRM Arad III CET, **DN400, PN 40 bar**", a unui modul SRMP de **PN 40 bar**, cu o capacitate tehnologică de **$Q = 16.547 \text{ Sm}^3/\text{h}$** , care va fi amplasat cât mai aproape de conducta în care se face racordarea, în limitele distanței de siguranță ale acesteia, prin intermediul unei conducte de racord **DN250, PN 40 bar**, în lungime de **min. 0,01 km și max. 0,1 km**. Această soluție presupune obținerea de către solicitant a unei licențe de operare pentru un sistem de distribuție închis, deoarece se află într-o zonă unde serviciul public de distribuție al gazelor naturale este concesionat. Coordonatele STEREO 70 estimate ale punctului de racordare la ST, pentru această soluție propusă, sunt: X:(217243) și Y:(530612).
 2. De asemenea menționăm că, atât amplasamentul, cât și caracteristicile tehnice ale SRMP-ului și ale conductei de racord trebuie definitive de către proiectant, în funcție de situația din teren și de analiza tehnico-economică, astfel încât, racordul și SRMP-ul să se amplaseze cât mai aproape de conducta de transport gaze naturale, în conformitate cu cerințele Regulamentului privind racordarea la sistemele de transport al gazelor naturale, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 172 / 25.09.2020.
 3. Acest aviz a fost eliberat pentru realizarea studiului de fezabilitate.
- Cu respect,

DIRECTOR GENERAL
/ STERIAN ION



CENTRALA ELECTRICA DE TERMOFICARE

Delgaz Grid SA

Departament Acces la Rețea Gaz
Timișoara
Independenței 26-28
300207 Timișoara
www.delgaz.ro

Marius Bobic-Dragota

T +40-745-399-425
marius.bobic-dragota@delgaz-
grid.ro

AVIZ FAVORABIL

Abreviere: EATM

213855414, 8/22/2022

Stimate domnule/doamnă CENTRALA ELECTRICA DE TERMOFICARE,

Urmare a solicitării dumneavoastră 213847512 din 8/18/2022, privind emiterea avizului de amplasament pentru lucrarea SF - SURSA DE PRODUCERE ENERGIE TERMICA SI ELECTRICA PRIN COGENERARE DE INALTA EFICIENTA " LA SC CET HIDROCARBURI SA ARAD" din localitatea ARAD , strada Maniu Iuliu, numarul 65-71 județ AR, în urma analizării documentației depuse vă comunicăm **avizul favorabil**,

CU ÎNDEPLINIREA OBLIGATORIE, DE CĂTRE BENEFICIAR, A CONDIȚIILOR DE MAI JOS:

A. Condiții tehnice:

1. Traseele și adâncimea exactă de pozare a conductelor și bransamentelor de gaze naturale se determină prin sondaje.
2. La execuția lucrărilor care fac obiectul documentației ce ne-ați înaintat, **constructorul este obligat să asigure distanțele minime între rețelele de gaze naturale și alte instalații, construcții sau obstacole subterane** conform tabelului 1 din Normele tehnice pentru proiectarea, executarea și exploatarea sistemelor de alimentare cu gaze naturale, aprobate prin Ordinul Președintelui A.N.R.E. nr. 89/10.05.2018 și publicat în Monitorul Oficial al României, Partea I, Nr. 462/05.06.2018.

Președintele Consiliului de
Administrație
Manfred Paasch

Directori Generali

Ferenc Csulak (Director General)
Mihaela Loredana Cazacu (Adj.)
Anca Liana Evoiu (Adj.)
Petre Stoian (Adj.)

Sediul Central: Târgu Mureș
CUI: 10976687
Atribut fiscal: RO
J26/326/08.06.2000

Banca BRD Târgu Mureș
IBAN:
RO11BRDE270SV27540412700
Capital Social Subscris și Vărsat:
773.257.777,5 RON

Se vor respecta **cu strictețe** prevederile art. 93 alin (1) din Normele tehnice pentru proiectarea, executarea și exploatarea sistemelor de alimentare cu gaze naturale, aprobate prin **Ordinul Președintelui A.N.R.E. nr. 89/10.05.2018 și publicat în Monitorul Oficial al României, Partea I, Nr. 462/05.06.2018**, privind conductele de încălzire, apă, canalizare și cabluri electrice pozate direct în pământ sau canale de protecție și se vor lua măsuri de etanșare a acestora la intrarea în subsolurile clădirilor, chiar dacă acestea nu sunt racordate la gaz. Măsurile de protecție a rețelelor și bransamentelor se vor stabili de către proiectant cu consultarea în prealabil a S.C. Delgaz Grid S.A., Centru Operațiuni Rețea Gaz Timișoara, și vor fi incluse în documentația elaborată de acesta. Se va respecta art.190 din Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr.123/2012 .

B. Condiții generale:

1. Va suporta cheltuielile aferente realizării lucrărilor de la punctul **A**.
2. Având în vedere că rețelele de distribuție au fost trasate orientativ pe planul de situație anexat, înainte de începerea lucrărilor se va solicita în scris participarea unui reprezentant al S.C. Delgaz Grid S.A. la predarea de amplasament și asistență tehnică ori de câte ori este nevoie pe perioada derulării lucrărilor, din partea S.C. Delgaz Grid S.A., Centru Operațiuni Rețea Gaz Timișoara. Adâncimea de pozare a rețelelor subterane trasate este cuprinsă între 0,5-0,9 m.
3. În cazul în care s-a produs o deteriorare a rețelei de gaz, astfel încât, au apărut scurgeri de gaz, se va anunța imediat Dispeceratul de Urgență S.C. Delgaz Grid S.A., la telefon: **0800-800.928** și **0265-200.928**, și vor fi luate, totodată, primele măsuri, pentru a împiedica producerea unui eveniment (incendiu, explozie), până la sosirea echipei de intervenție. Dacă prin săpătură a fost afectată izolația rețelei de gaz (atingere izolație, rupere izolație, rupere fir trasor, rupere bandă avertizoare etc.), respectiv rețeaua de gaz- prin atingere, lovire sau orice altă acțiune mecanică, se va opri imediat lucrarea și se va solicita prezența reprezentantului S.C. Delgaz Grid S.A., pentru remedierea defecțiunii provocate și/sau constatate. *Deteriorarea izolației atrage după sine corodarea materialului tubular și apariția defectelor de coroziune, greu de depistat, care pot avea urmări grave (explozii); în cazul în care se produce un asemenea eveniment, având ca și cauză deteriorarea izolației în timpul execuției lucrării avizate de către S.C. Delgaz Grid S.A. izolație care n-a fost refăcută, datorită faptului că executantul nu a anunțat reprezentantul S.C. Delgaz Grid S.A., beneficiarul avizului va fi direct responsabil de producerea*

evenimentului. În cazul avarierii sau deteriorării conductelor și instalațiilor aflate în exploatarea S.C. Delgaz Grid S.A., Centru Operațiuni Rețea Gaz Timișoara, beneficiarul va suporta contravaloarea pagubelor produse, inclusiv cea a pierderilor de gaze naturale și de restabilire a funcționalității elementelor afectate.

4. Săpătura din zona de protecție a rețelelor de gaze naturale, așa cum este aceasta definită de legislația în vigoare, se va realiza **în mod obligatoriu, manual**, pentru a nu afecta izolația, materialul tubular, sau alte elemente de construcție a rețelei de gaz (fir trasor, bandă avertizoare etc.).
5. În mod obligatoriu, rețelele de gaze naturale - a căror acoperire e afectată de lucrarea de construcție, vor fi așezate, respectiv acoperite cu un strat de nisip de granulație 0,3-0,8 mm, cu grosimea de minimum 10 cm, de la generatoarea inferioară și superioară a conductei și pe o lățime de 20 cm, de la generatoarele exterioare ale conductei.
6. În zona de protecție a rețelelor de gaze naturale, așa cum este aceasta definită de legislația în vigoare, compactarea se va realiza obligatoriu manual, astfel încât să nu se deterioreze rețelele de gaz, pe o înălțime de minim 30 cm (inclusiv stratul de nisip), măsurată de la generatoarea superioară a conductei.
7. În cazul în care lucrarea de construcție afectează răsuflătorile și/sau căminele, atunci acestea vor fi reamplasate obligatoriu pe poziția inițială. Se impune, deasemenea, reamplasarea capacelor de răsuflători, a capacelor de cămine, a tijelor de acționare etc.
8. Cu minimum 5 zile înainte de recepția la terminarea lucrărilor, se va informa în scris S.C. Delgaz Grid S.A., Centru Operațiuni Rețea Gaz Timișoara asupra datei la care e programată recepția.
9. Prezentul aviz este valabil până la data de 8/22/2023 (12 luni), cu posibilitatea prelungirii acestuia pe perioada de valabilitate a certificatului de urbanism (sau document înlocuitor – se va preciza tipul și natura acestuia). Prelungirea avizului se va solicita cu minim 15 zile înainte de expirarea avizului inițial.

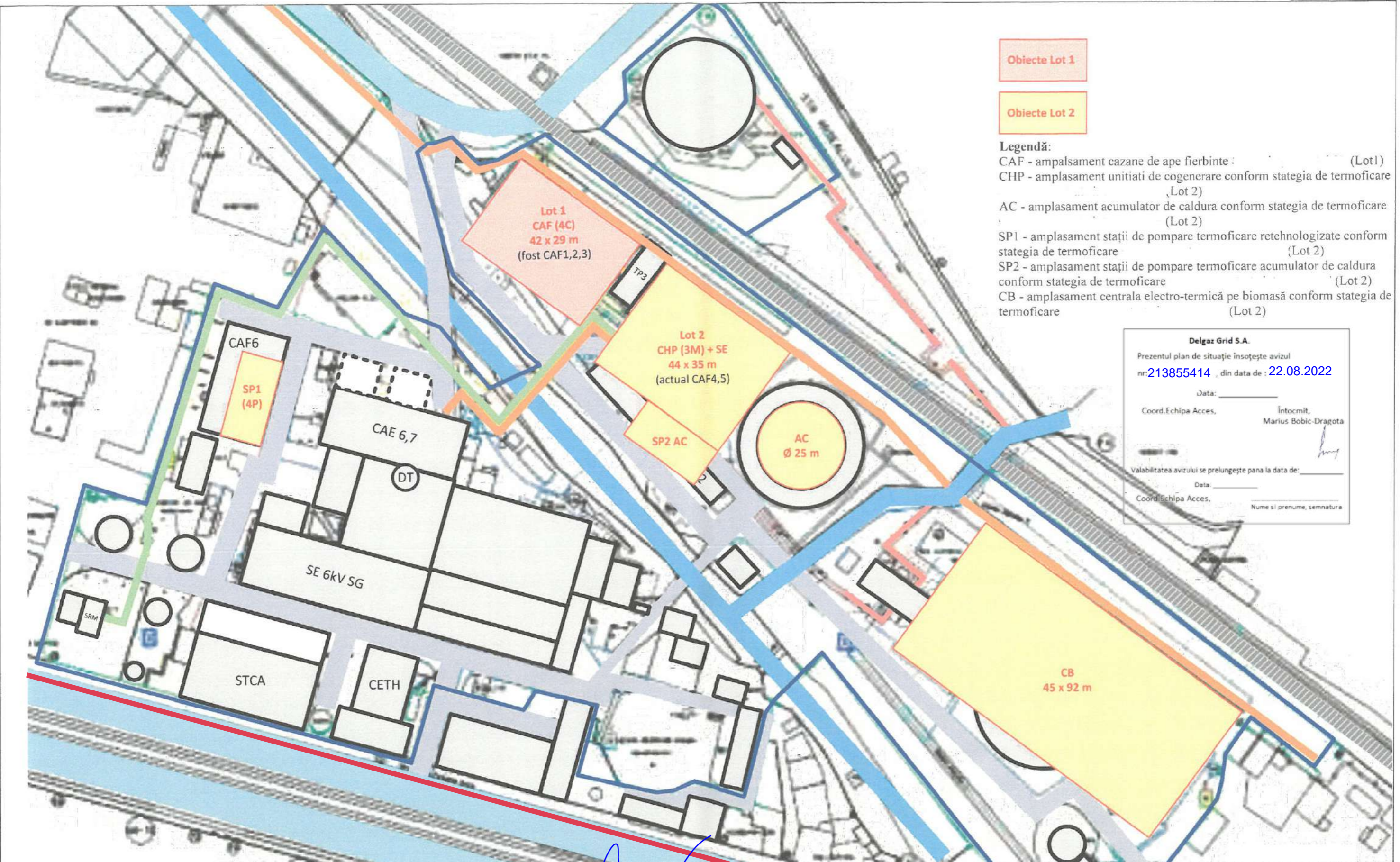
În cazul nerespectării condițiilor impuse mai sus, avizul își pierde valabilitatea.

Cu respect,

Rădescu Ileana
Coordonator Echipa Acces Rețea Gaz Timișoara

Marius Bobic-Dragota
Manager Racordare





Obiecte Lot 1

Obiecte Lot 2

Legendă:
 CAF - amplasament cazane de ape fierbinte : (Lot 1)
 CHP - amplasament unitati de cogenerare conform strategia de termoficare (Lot 2)
 AC - amplasament acumulator de caldura conform strategia de termoficare (Lot 2)
 SP1 - amplasament stații de pompare termoficare re tehnologizate conform strategia de termoficare (Lot 2)
 SP2 - amplasament stații de pompare termoficare acumulator de caldura conform strategia de termoficare (Lot 2)
 CB - amplasament centrala electro-termică pe biomasă conform strategia de termoficare (Lot 2)

Delgaz Grid S.A.
 Prezentul plan de situație însoțește avizul nr: **213855414** din data de: **22.08.2022**
 Data: _____
 Coord. Echipa Acces, _____ Întocmit, Marius Bobic-Dragota
 Valabilitatea avizului se prelungește până la data de: _____
 Data: _____
 Coord. Echipa Acces, _____ Nume și prenume, semnatura

retea gaz



Proiectant: PROARCOR CONSULTING Str. Fabricii Nr. 277 Cluj Napoca 400620				Beneficiar: PRIMĂRIA ARAD		Proiect nr. MA-P2-SACET-SF2-2022 (594x20)	
Proiect: Implementare proiect la sursă CETH Arad : Sursa de producere energie termica si electrica prin cogenerare de inalta eficienta				Faza: AVIZE		Planșa nr: P01	
Specificatie	Nume	Semnatura	Scara %	Titlu plansa: Plan general de situație			
Verificat	ing. A. Tamasiu						
Proiectat	ing. Botond Biro		Data 2022				
Desenat	ing. Botond Biro						

**EXTRAS DE CARTE FUNCİARĂ
PENTRU INFORMARE**

Carte Funciară Nr. 359603 Arad

Nr. cerere	59779
Ziua	13
Luna	05
Anul	2022

Cod verificare
100115704105



Semnat : cu semnatura
electronica extinsa, cf. L
455/2001 si eIDAS

A. Partea I. Descrierea imobilului

TEREN Intravilan

Adresa: Loc. Arad, Str Iuliu Maniu, Nr. 65-71, Jud. Arad

Nr. Crt	Nr. cadastral Nr. topografic	Suprafața* (mp)	Observații / Referințe
A1	359603	1.700	PARTIAL IMPREJMUIT

Construcții

Crt	Nr cadastral Nr. topografic	Adresa	Observații / Referințe
A1.1	359603-C1	Loc. Arad, Str Iuliu Maniu, Nr. 65-71, Jud. Arad	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:107 mp; Depozit,regim inaltime P, an edificare 1982
A1.2	359603-C2	Loc. Arad, Str Iuliu Maniu, Nr. 65-71, Jud. Arad	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:20 mp; S. construita desfasurata:20 mp; Cladire atelier forja ,edificata in anul 1938

B. Partea II. Proprietari și acte

Înscrieri privitoare la dreptul de proprietate și alte drepturi reale		Referințe
163334 / 03/11/2021		
Act Notarial nr. 2180, din 03/11/2021 emis de Campan Mihai;		
B1	Se înființeaza cartea funciara 359603 a imobilului cu numarul cadastral 359603 / UAT Arad, rezultat din dezmembrarea imobilului cu numarul cadastral 307712 in scris in cartea funciara 307712;	A1
Certificat Atestare nr. a dreptului de proprietate asupra terenurilor seria AR nr. 0085 emis de Ministerul Agriculturii și Alimentatiei in baza H.G. 834/1991;		
B2	Intabulare, drept de PROPRIETATE atestare, dobandit prin Lege, cota actuala 1/1 1) S.C. C.E.T. HIDROCARBURI SA ARAD <i>OBSERVATII: pozitie transcrisa din CF 307712/Arad, in scrisa prin incheierea nr. 9782 din 08/06/2004; (provenita din conversia CF 64148)</i>	A1.1, A1.2 / B.5
59779 / 13/05/2022		
Act Notarial nr. 528, din 13/05/2022 emis de CIACHIR ADRIAN PETRU;		
B5	Intabulare, drept de PROPRIETATE cu titlul de cumparare, dobandit prin Conventie, cota actuala 1/1 1) MUNICIPIUL ARAD , CIF:3519925, DOMENIU PUBLIC	A1

C. Partea III. SARCINI .

Inscrieri privind dezmembrămintele dreptului de proprietate, drepturi reale de garanție și sarcini	Referințe
NU SUNT	

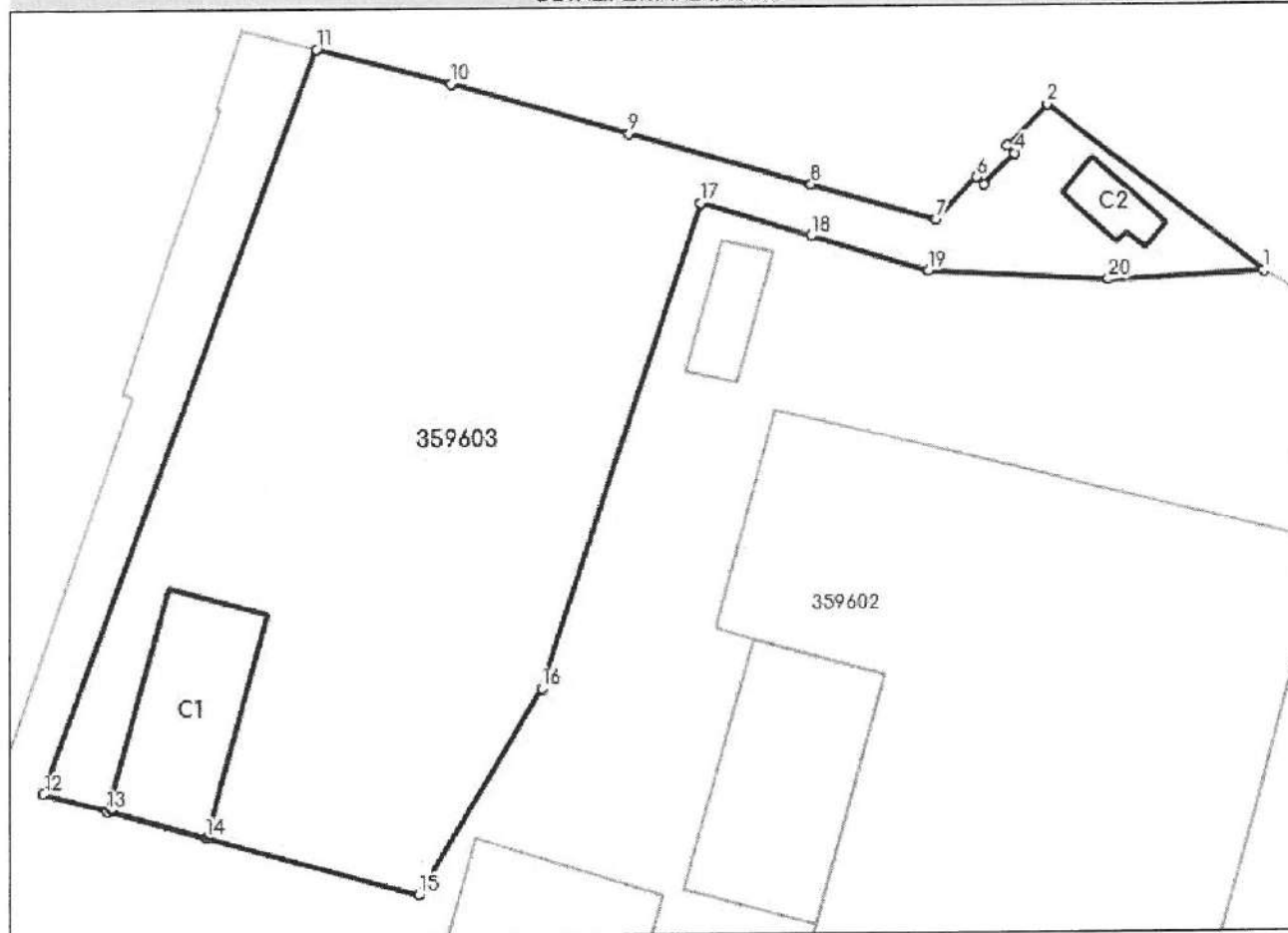
Anexa Nr. 1 La Partea I

Teren

Nr cadastral	Suprafața (mp)*	Observații / Referințe
359603	1.700	PARTIAL IMPREJMUIT

* Suprafața este determinată în planul de proiecție Stereo 70.

DETALII LINIARE IMOBIL



Date referitoare la teren

Nr Crt	Categorie folosință	Intra vilan	Suprafața (mp)	Tarla	Parcelă	Nr. topo	Observații / Referințe
1	curți construcții	DA	1.700	-	-	-	LOT 2

Date referitoare la construcții

Crt	Număr	Destinație construcție	Supraf. (mp)	Situație juridică	Observații / Referințe
A1.1	359603-C1	construcții industriale și edilitare	107	Cu acte	S. construită la sol:107 mp; Depozit, regim înaltim P, an edificare 1982
A1.2	359603-C2	construcții industriale și edilitare	20	Cu acte	S. construită la sol:20 mp; S. construită desfășurată:20 mp; Clădire atelier forja, edificată în anul 1938

Lungime Segmente

1) Valorile lungimilor segmentelor sunt obținute din proiecție în plan.

Punct început	Punct sfârșit	Lungime segment (m)
1	2	18.575

Punct început	Punct sfârșit	Lungime segment (** (m)
2	3	3.955
3	4	0.742
4	5	2.97
5	6	0.742
6	7	3.989
7	8	8.725
8	9	12.755
9	10	12.536
10	11	9.293
11	12	53.374
12	13	4.456
13	14	6.843
14	15	14.779
15	16	16.193
16	17	34.397
17	18	7.816
18	19	8.221
19	20	12.405
20	1	10.468

** Lungimile segmentelor sunt determinate în planul de proiecție Stereo 70 și sunt rotunjite la 1 milimetru.

*** Distanța dintre puncte este formată din segmente cumulate ce sunt mai mici decât valoarea 1 milimetru.

Certific că prezentul extras corespunde cu pozițiile in vigoare din cartea funciară originală, păstrată de acest birou.

Prezentul extras de carte funciară este valabil la autentificarea de către notarul public a actelor juridice prin care se sting drepturile reale precum și pentru dezbateră succesiunilor, iar informațiile prezentate sunt susceptibile de orice modificare, în condițiile legii.

S-a achitat tariful de 0 RON, -, pentru serviciul de publicitate imobiliară cu codul nr. 231.

Data soluționării,
16-05-2022

Data eliberării,

__/__/__

Asistent Registrator,
EMILIAN MORARIU

(parafa și semnătura)

Referent,

(parafa și semnătura)



**EXTRAS DE CARTE FUNCİARĂ
PENTRU INFORMARE**

Carte Funciară Nr. 307809 Arad



Semnat : cu semnatura
electronica extinsa, cf. L
455/2001 si eIDAS

A. Partea I. Descrierea imobilului

Nr. CF vechi:67661

Nr. topografic:5334/5, 5333/3, 5331/1/2,
5331/2/2, 5331/3/1, 5332, 5331/5/2,
5331/4/1

TEREN Intravilan

Adresa: Loc. Arad, Calea Iuliu Maniu, Nr. 65-71, Jud. Arad

Nr. Crt	Nr. cadastral Nr. topografic	Suprafata* (mp)	Observații / Referințe
A1	307809	9.522	Teren imprejmuit;

Construcții

Crt	Nr cadastral Nr. topografic	Adresa	Observații / Referințe
A1.1	307809-C1	Loc. Arad, Calea Iuliu Maniu, Nr. 65-71, Jud. Arad	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:604 mp; S. construita desfasurata:604 mp; Linie CFU
A1.2	307809-C2	Loc. Arad, Calea Iuliu Maniu, Nr. 65-71, Jud. Arad	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:536 mp; S. construita desfasurata:536 mp; Linie CFU
A1.3	307809-C3	Loc. Arad, Calea Iuliu Maniu, Nr. 65-71, Jud. Arad	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:283 mp; S. construita desfasurata:283 mp; Conducta supraterrana
A1.4	307809-C4	Loc. Arad, Calea Iuliu Maniu, Nr. 65-71, Jud. Arad	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:76 mp; S. construita desfasurata:76 mp; Conducta supraterrana
A1.5	307809-C5	Loc. Arad, Calea Iuliu Maniu, Nr. 65-71, Jud. Arad	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:17 mp; S. construita desfasurata:17 mp; Sperator pacura
A1.6	307809-C6	Loc. Arad, Calea Iuliu Maniu, Nr. 65-71, Jud. Arad	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:10 mp; S. construita desfasurata:10 mp; Rezervor condens pacura
A1.7	307809-C7	Loc. Arad, Calea Iuliu Maniu, Nr. 65-71, Jud. Arad	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:1172 mp; S. construita desfasurata:1172 mp; Rezervor pacura 3150MC ,an edificare 1979
A1.8	307809-C8	Loc. Arad, Calea Iuliu Maniu, Nr. 65-71, Jud. Arad	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:261 mp; S. construita desfasurata:261 mp; Rezervor pacura subteran,an edificare 1993
A1.9	307809-C9	Loc. Arad, Calea Iuliu Maniu, Nr. 65-71, Jud. Arad	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:255 mp; S. construita desfasurata:255 mp; Rezervor pacura subteran,an edificare 1993
A1.10	307809-C10	Loc. Arad, Calea Iuliu Maniu, Nr. 65-71, Jud. Arad	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:720 mp; S. construita desfasurata:720 mp; Rezervor pacura subteran,an edificare 1993
A1.12	307809-C12	Loc. Arad, Calea Iuliu Maniu, Nr. 65-71, Jud. Arad	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:111 mp; S. construita desfasurata:111 mp; Bazin(Rezervor apa incendiu) subteran, an edificare 1979
A1.13	307809-C13	Loc. Arad, Calea Iuliu Maniu, Nr. 65-71, Jud. Arad	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:453 mp; S. construita desfasurata:453 mp; Drum acces-CET PE HIDROCARBURI N-E
A1.14	307809-C14	Loc. Arad, Calea Iuliu Maniu, Nr. 65-71, Jud. Arad	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:221 mp; S. construita desfasurata:1 mp; Rampa descarcare
A1.15	307809-C15	Loc. Arad, Calea Iuliu Maniu, Nr. 65-71, Jud. Arad	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:43 mp; S. construita desfasurata:43 mp; Casa pompe gospodarie pacura, regim inaltime P, an edificare 1957
A1.16	307809-C16	Loc. Arad, Calea Iuliu Maniu, Nr. 65-71, Jud. Arad	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:202 mp; S. construita desfasurata:202 mp; Cladire statie pompe pacura, regim inaltime P, an edificare 1979

B. Partea II. Proprietari și acte

Înscrieri privitoare la dreptul de proprietate și alte drepturi reale		Referințe
14469 / 01/09/2004		
Lege nr. 834/1991;		
B1	Intabulare, drept de PROPRIETATE cu titlul de atestare-, dobandit prin Lege, cota actuala 1/1 1) S.C. CET HIDROCARBURI S.A. OBSERVATII: (provenita din conversia CF 67661).-	A1.1 / B.4,B.8

Înscrieri privitoare la dreptul de proprietate și alte drepturi reale		Referințe
136678 / 02/09/2021		
Act Notarial nr. 2160, din 14/09/2021 emis de BNP MEMET DIANA ELENA; Act Administrativ nr. 65538, din 26/08/2021 emis de MUNICIPIUL ARAD;		
B7	Intabulare, drept de PROPRIETATE , in rangul incheierii nr. 14469/2004, dobandit prin Lege, cota actuala 1/1 1) S.C. C.E.T. HIDROCARBURI S.A. , CIF:26176052	A1.2, A1.3, A1.4, A1.5, A1.6, A1.7, A1.8, A1.9, A1.10, A1.12, A1.13, A1.14, A1.15, A1.16
59780 / 13/05/2022		
Act Notarial nr. 528, din 13/05/2022 emis de CIACHIR ADRIAN PETRU;		
B8	Intabulare, drept de PROPRIETATE cumparare, dobandit prin Conventie, cota actuala 1/1 1) MUNICIPIUL ARAD , CIF:3519925, domeniu public	A1

C. Partea III. SARCINI .

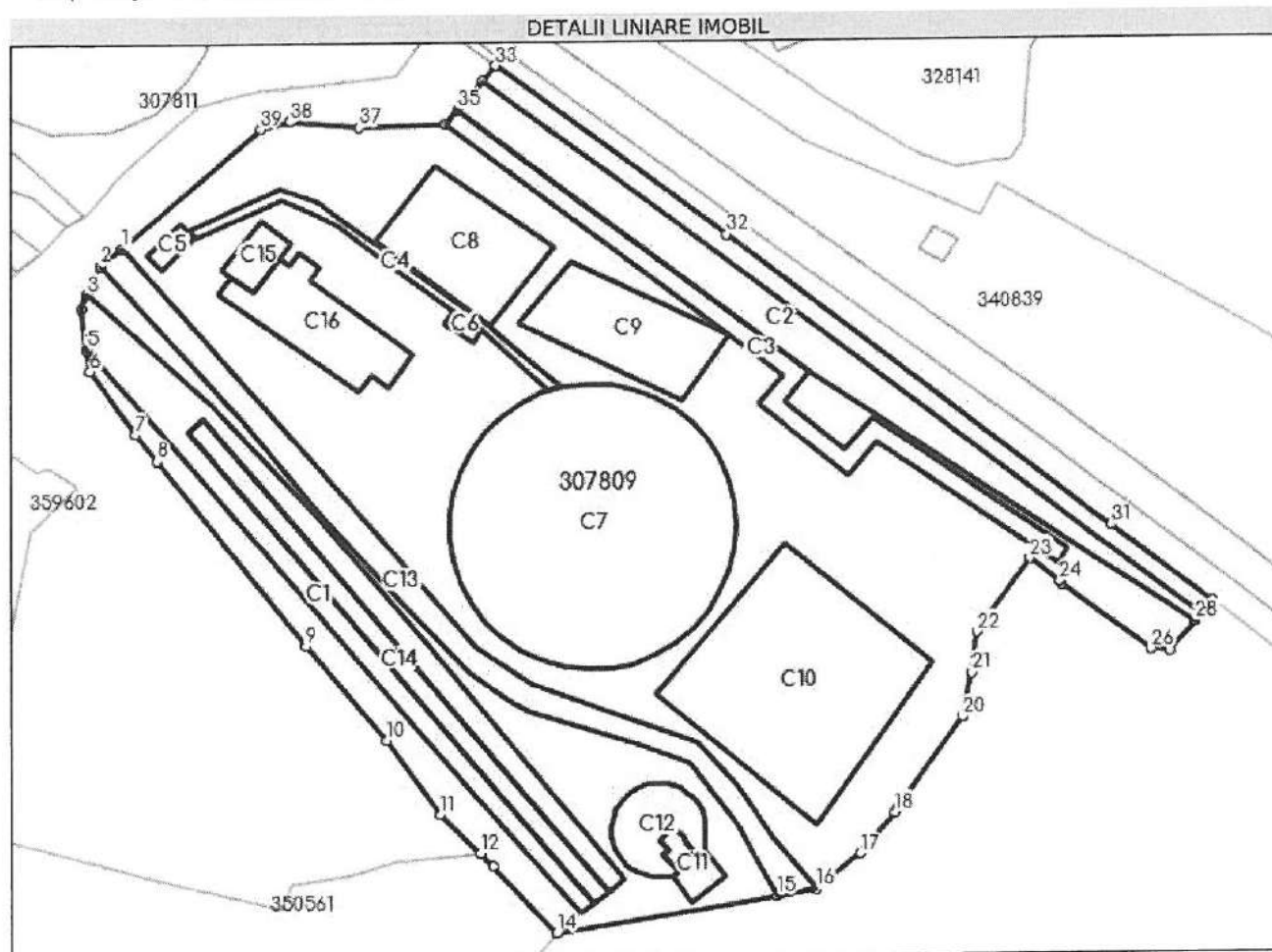
Inscrieri privind dezmembrămintele dreptului de proprietate, drepturi reale de garanție și sarcini	Referințe
NU SUNT	

Anexa Nr. 1 La Partea I

Teren

Nr cadastral	Suprafața (mp)*	Observații / Referințe
307809	9.522	

* Suprafața este determinată în planul de proiecție Stereo 70.



Date referitoare la teren

Nr Crt	Categorie folosință	Intra vilan	Suprafața (mp)	Tarla	Parcelă	Nr. topo	Observații / Referințe
1	curți construcții	DA	9.522	-	-	5334/5	

Date referitoare la construcții

Crt	Număr	Destinație construcție	Supraf. (mp)	Situație juridică	Observații / Referințe
A1.1	307809-C1	construcții industriale și edilitare	604	Cu acte	S. construită la sol:604 mp; S. construită desfășurată:604 mp; Linie CFU
A1.2	307809-C2	construcții industriale și edilitare	536	Cu acte	S. construită la sol:536 mp; S. construită desfășurată:536 mp; Linie CFU
A1.3	307809-C3	construcții industriale și edilitare	283	Cu acte	S. construită la sol:283 mp; S. construită desfășurată:283 mp; Conducta suprațerana
A1.4	307809-C4	construcții industriale și edilitare	76	Cu acte	S. construită la sol:76 mp; S. construită desfășurată:76 mp; Conducta suprațerana
A1.5	307809-C5	construcții industriale și edilitare	17	Cu acte	S. construită la sol:17 mp; S. construită desfășurată:17 mp; Sperator pacura
A1.6	307809-C6	construcții industriale și edilitare	10	Cu acte	S. construită la sol:10 mp; S. construită desfășurată:10 mp; Rezervor condens pacura

Crt	Număr	Destinație construcție	Supraf. (mp)	Situație juridică	Observații / Referințe
A1.7	307809-C7	construcții industriale și edilitare	1.172	Cu acte	S. construită la sol:1172 mp; S. construită desfasurată:1172 mp; Rezervor pacura 3150MC ,an edificare 1979
A1.8	307809-C8	construcții industriale și edilitare	261	Cu acte	S. construită la sol:261 mp; S. construită desfasurată:261 mp; Rezervor pacura subteran,an edificare 1993
A1.9	307809-C9	construcții industriale și edilitare	255	Cu acte	S. construită la sol:255 mp; S. construită desfasurată:255 mp; Rezervor pacura subteran,an edificare 1993
A1.10	307809-C10	construcții industriale și edilitare	720	Cu acte	S. construită la sol:720 mp; S. construită desfasurată:720 mp; Rezervor pacura subteran,an edificare 1993
A1.11	307809-C11	construcții industriale și edilitare	41	Fara acte	S. construită la sol:41 mp; S. construită desfasurată:41 mp; Cladire stație pompe incendiu,an edificare 1979
A1.12	307809-C12	construcții industriale și edilitare	111	Cu acte	S. construită la sol:111 mp; S. construită desfasurată:111 mp; Bazin(Rezervor apa incendiu) subteran, an edificare 1979
A1.13	307809-C13	construcții industriale și edilitare	453	Cu acte	S. construită la sol:453 mp; S. construită desfasurată:453 mp; Drum acces-CET PE HIDROCARBURI N-E
A1.14	307809-C14	construcții industriale și edilitare	Din acte: 211 Masurata: 221	Cu acte	S. construită la sol:221 mp; S. construită desfasurată:1 mp; Rampa descarcare
A1.15	307809-C15	construcții industriale și edilitare	43	Cu acte	S. construită la sol:43 mp; S. construită desfasurată:43 mp; Casa pompe gospodarie pacura, regim înaltime P, an edificare 1957
A1.16	307809-C16	construcții industriale și edilitare	202	Cu acte	S. construită la sol:202 mp; S. construită desfasurată:202 mp; Cladire stație pompe pacura, regim înaltime P ,an edificare 1979

Lungime Segmente

1) Valorile lungimilor segmentelor sunt obținute din proiecție în plan.

Punct început	Punct sfârșit	Lungime segment (= (m)
1	2	3.743
3	4	2.105
5	6	3.052
7	8	4.663
9	10	16.925
11	12	7.627
13	14	12.522
15	16	5.378
17	18	7.266
19	20	15.133
21	22	5.564
23	24	5.118
25	26	14.953
27	28	5.17
29	30	2.269
31	32	65.787
33	34	2.705
35	36	2.505
37	38	9.424
39	1	24.628

Punct început	Punct sfârșit	Lungime segment (= (m)
2	3	4.228
4	5	5.613
6	7	10.487
8	9	32.165
10	11	12.505
12	13	2.499
14	15	30.08
16	17	7.587
18	19	0.7
20	21	6.127
22	23	12.241
24	25	0.513
26	27	2.561
28	29	1.376
30	31	17.012
32	33	38.817
34	35	5.2
36	37	11.791
38	39	4.082

** Lungimile segmentelor sunt determinate în planul de proiecție Stereo 70 și sunt rotunjite la 1 milimetru.

*** Distanța dintre puncte este formată din segmente cumulate ce sunt mai mici decât valoarea 1 milimetru.



**EXTRAS DE CARTE FUNCİARĂ
PENTRU INFORMARE**

Carte Funciară Nr. 307811 Arad

Nr. cerere	59781
Ziua	13
Luna	05
Anul	2022

Cod verificare
100115704688



Semnat : cu semnatura
electronica extinsa, cf. L
455/2001 si eIDAS

A. Partea I. Descrierea imobilului

Nr. CF vechi:67661

Nr. topografic:5334/3, 5334/4, 5333/2,
5333/5, 5674/2/2

TEREN Intravilan

Adresa: Loc. Arad, Calea Iuliu Maniu, Nr. 65-71, Jud. Arad

Nr. Crt	Nr. cadastral Nr. topografic	Suprafata* (mp)	Observații / Referințe
A1	307811	9.470	imobil partial imprejmuit cu gard de beton

Construcții

Crt	Nr cadastral Nr. topografic	Adresa	Observații / Referințe
A1.1	307811-C1	Loc. Arad, Calea Iuliu Maniu, Nr. 65-71, Jud. Arad	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:16 mp; S. construita desfasurata:16 mp; rezervor spalare
A1.2	307811-C2	Loc. Arad, Calea Iuliu Maniu, Nr. 65-71, Jud. Arad	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:279 mp; S. construita desfasurata:279 mp; estacada conducte
A1.3	307811-C3	Loc. Arad, Calea Iuliu Maniu, Nr. 65-71, Jud. Arad	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:263 mp; S. construita desfasurata:263 mp; 2 conducte
A1.4	307811-C4	Loc. Arad, Calea Iuliu Maniu, Nr. 65-71, Jud. Arad	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:32 mp; S. construita desfasurata:32 mp; atelier dulgherie (cladire in stadiu avansat de degradare)
A1.5	307811-C5	Loc. Arad, Calea Iuliu Maniu, Nr. 65-71, Jud. Arad	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:42 mp; S. construita desfasurata:42 mp; linie cale ferata uzinala
A1.6	307811-C6	Loc. Arad, Calea Iuliu Maniu, Nr. 65-71, Jud. Arad	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:256 mp; S. construita desfasurata:256 mp; linie cale ferata uzinala
A1.7	307811-C7	Loc. Arad, Calea Iuliu Maniu, Nr. 65-71, Jud. Arad	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:221 mp; S. construita desfasurata:221 mp; linie cale ferata uzinala
A1.8	307811-C8	Loc. Arad, Calea Iuliu Maniu, Nr. 65-71, Jud. Arad	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:12 mp; S. construita desfasurata:12 mp; decantor
A1.9	307811-C9	Loc. Arad, Calea Iuliu Maniu, Nr. 65-71, Jud. Arad	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:4 mp; S. construita desfasurata:4 mp; bazin
A1.10	307811-C10	Loc. Arad, Calea Iuliu Maniu, Nr. 65-71, Jud. Arad	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:13 mp; S. construita desfasurata:13 mp; bazin
A1.11	307811-C11	Loc. Arad, Calea Iuliu Maniu, Nr. 65-71, Jud. Arad	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:5 mp; S. construita desfasurata:5 mp; cabina poarta
A1.12	307811-C12	Loc. Arad, Calea Iuliu Maniu, Nr. 65-71, Jud. Arad	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:3 mp; S. construita desfasurata:3 mp; WC
A1.13	307811-C13	Loc. Arad, Calea Iuliu Maniu, Nr. 65-71, Jud. Arad	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:143 mp; S. construita desfasurata:143 mp; cladire CAF
A1.14	307811-C14	Loc. Arad, Calea Iuliu Maniu, Nr. 65-71, Jud. Arad	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:661 mp; S. construita desfasurata:661 mp; cladire CAF
A1.15	307811-C15	Loc. Arad, Calea Iuliu Maniu, Nr. 65-71, Jud. Arad	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:1072 mp; S. construita desfasurata:1072 mp; turn racire
A1.16	307811-C16	Loc. Arad, Calea Iuliu Maniu, Nr. 65-71, Jud. Arad	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:258 mp; S. construita desfasurata:258 mp; depozit chimicale
A1.17	307811-C17	Loc. Arad, Calea Iuliu Maniu, Nr. 65-71, Jud. Arad	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:55 mp; S. construita desfasurata:55 mp; PL descarcare HCL
A1.18	307811-C18	Loc. Arad, Calea Iuliu Maniu, Nr. 65-71, Jud. Arad	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:60 mp; S. construita desfasurata:60 mp; magazie sare
A1.19	307811-C19	Loc. Arad, Calea Iuliu Maniu, Nr. 65-71, Jud. Arad	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:33 mp; drum
A1.20	307811-C20	Loc. Arad, Calea Iuliu Maniu, Nr. 65-71, Jud. Arad	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:85 mp; S. construita desfasurata:85 mp; drum

B. Partea II. Proprietari și acte

Înscrieri privitoare la dreptul de proprietate și alte drepturi reale		Referințe
14469 / 01/09/2004		
Lege nr. 834/1991;		
B1	Intabulare, drept de PROPRIETATE cu titlul de atestare in baza HG 834/1991, dobandit prin Lege, cota actuala 1/1	A1.1 / B.10

Înscrieri privitoare la dreptul de proprietate și alte drepturi reale		Referințe
1) S.C. C.E.T. HIDROCARBURI S.A. ARAD <i>OBSERVATII: (provenita din conversia CF 67661).</i>		
114871 / 22/11/2017		
Act Administrativ nr. CF 307811, din 23/02/2016 emis de OCPI Arad;		
B6	Intabulare, drept de PROPRIETATE cu titlul de atestare in baza HG 834/1991, in rangul inch.nr. 14469/01.09.2004, dobandit prin Lege, cota actuala 1/1	A1.2, A1.3, A1.4, A1.5, A1.6, A1.7, A1.8, A1.9, A1.10, A1.11, A1.12, A1.13, A1.14, A1.15, A1.16, A1.17, A1.18, A1.19, A1.20
1) S.C. C.E.T. HIDROCARBURI S.A. , CIF:26176052		
59781 / 13/05/2022		
Act Notarial nr. 528, din 13/05/2022 emis de CIACHIR ADRIAN PETRU;		
B10	Intabulare, drept de PROPRIETATE cu titlul de cumparare, dobandit prin Conventie, cota actuala 1/1	A1
1) MUNICIPIUL ARAD , CIF:3519925, domeniu public		
C. Partea III. SARCINI .		
Inscrieri privind dezmembrămintele dreptului de proprietate, drepturi reale de garanție și sarcini		Referințe
NU SUNT		

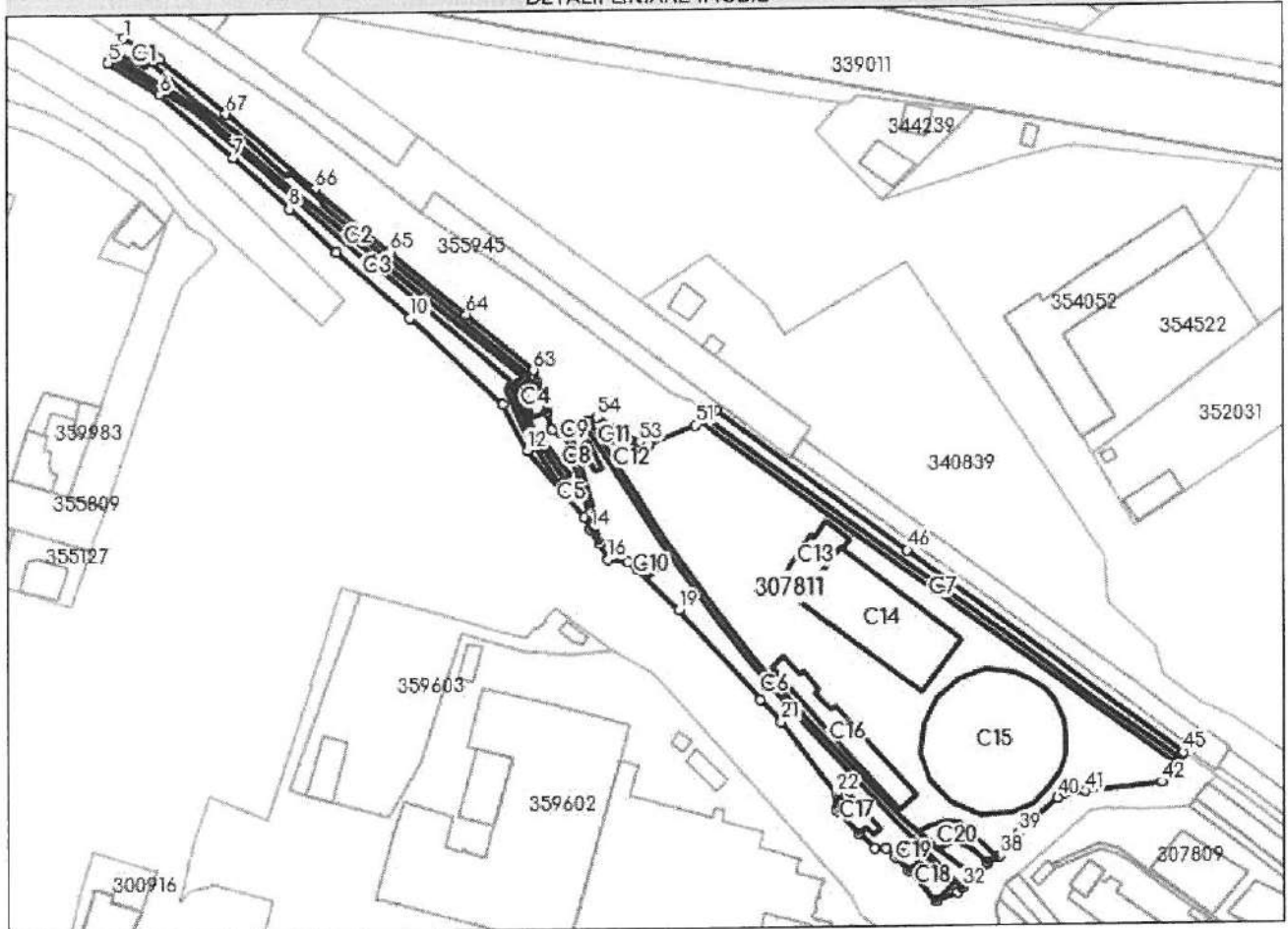
Anexa Nr. 1 La Partea I

Teren

Nr cadastral	Suprafața (mp)*	Observații / Referințe
307811	9.470	imobil partial imprejmuit cu gard de beton

* Suprafața este determinată în planul de proiecție Stereo 70.

DETALII LINIARE IMOBIL



Date referitoare la teren

Nr Crt	Categorie folosință	Intra vilan	Suprafața (mp)	Tarla	Parcelă	Nr. topo	Observații / Referințe
1	curți construcții	DA	9.470	-	-	5334/3	

Date referitoare la construcții

Crt	Număr	Destinație construcție	Supraf. (mp)	Situație juridică	Observații / Referințe
A1.1	307811-C1	construcții industriale și edilitare	16	Cu acte	S. construită la sol:16 mp; S. construită desfășurată:16 mp; rezervor spalare
A1.2	307811-C2	construcții industriale și edilitare	279	Cu acte	S. construită la sol:279 mp; S. construită desfășurată:279 mp; estacada conducte
A1.3	307811-C3	construcții industriale și edilitare	263	Cu acte	S. construită la sol:263 mp; S. construită desfășurată:263 mp; 2 conducte
A1.4	307811-C4	construcții industriale și edilitare	32	Cu acte	S. construită la sol:32 mp; S. construită desfășurată:32 mp; atelier dulgherie (clădire în stadiu avansat de degradare)
A1.5	307811-C5	construcții industriale și edilitare	42	Cu acte	S. construită la sol:42 mp; S. construită desfășurată:42 mp; linie cale ferată uzinală
A1.6	307811-C6	construcții industriale și edilitare	256	Cu acte	S. construită la sol:256 mp; S. construită desfășurată:256 mp; linie cale ferată uzinală

Crt	Număr	Destinație construcție	Supraf. (mp)	Situație juridică	Observații / Referințe
A1.7	307811-C7	construcții industriale și edilitare	221	Cu acte	S. construită la sol:221 mp; S. construită desfasurata:221 mp; linie cale ferata uzinala
A1.8	307811-C8	construcții industriale și edilitare	12	Cu acte	S. construită la sol:12 mp; S. construită desfasurata:12 mp; decantor
A1.9	307811-C9	construcții industriale și edilitare	4	Cu acte	S. construită la sol:4 mp; S. construită desfasurata:4 mp; bazin
A1.10	307811-C10	construcții industriale și edilitare	13	Cu acte	S. construită la sol:13 mp; S. construită desfasurata:13 mp; bazin
A1.11	307811-C11	construcții industriale și edilitare	5	Cu acte	S. construită la sol:5 mp; S. construită desfasurata:5 mp; cabina poarta
A1.12	307811-C12	construcții industriale și edilitare	3	Cu acte	S. construită la sol:3 mp; S. construită desfasurata:3 mp; WC
A1.13	307811-C13	construcții industriale și edilitare	143	Cu acte	S. construită la sol:143 mp; S. construită desfasurata:143 mp; cladire CAF
A1.14	307811-C14	construcții industriale și edilitare	661	Cu acte	S. construită la sol:661 mp; S. construită desfasurata:661 mp; cladire CAF
A1.15	307811-C15	construcții industriale și edilitare	1.072	Cu acte	S. construită la sol:1072 mp; S. construită desfasurata:1072 mp; turn racire
A1.16	307811-C16	construcții industriale și edilitare	258	Cu acte	S. construită la sol:258 mp; S. construită desfasurata:258 mp; depozit chimicale
A1.17	307811-C17	construcții industriale și edilitare	55	Cu acte	S. construită la sol:55 mp; S. construită desfasurata:55 mp; PL descarcare HCL
A1.18	307811-C18	construcții industriale și edilitare	60	Cu acte	S. construită la sol:60 mp; S. construită desfasurata:60 mp; magazie sare
A1.19	307811-C19	construcții industriale și edilitare	33	Cu acte	S. construită la sol:33 mp; drum
A1.20	307811-C20	construcții industriale și edilitare	85	Cu acte	S. construită la sol:85 mp; S. construită desfasurata:85 mp; drum

Lungime Segmente

1) Valorile lungimilor segmentelor sunt obținute din proiecție în plan.

Punct început	Punct sfârșit	Lungime segment	Punct început	Punct sfârșit	Lungime segment	Punct început	Punct sfârșit	Lungime segment
1	2	4.052	2	3	1.239	3	4	0.963
4	5	1.184	5	6	15.299	6	7	24.794
7	8	19.389	8	9	16.462	9	10	25.122
10	11	32.456	11	12	13.319	12	13	22.217
13	14	3.751	14	15	4.005	15	16	4.742
16	17	5.064	17	18	2.978	18	19	14.833
19	20	30.98	20	21	7.915	21	22	23.363
22	23	3.903	23	24	0.453	24	25	8.118
25	26	5.52	26	27	2.832	27	28	3.19
28	29	4.697	29	30	10.51	30	31	5.892
31	32	1.695	32	33	4.103	33	34	2.239
34	35	2.286	35	36	0.317	36	37	2.846
37	38	0.562	38	39	7.542	39	40	13.412
40	41	7.644	41	42	19.296	42	43	6.052
43	44	1.572	44	45	1.635	45	46	87.704

Punct început	Punct sfârșit	Lungime segment	Punct început	Punct sfârșit	Lungime segment	Punct început	Punct sfârșit	Lungime segment
46	47	60.705	47	48	1.553	48	49	2.278
49	50	1.478	50	51	1.623	51	52	12.607
52	53	2.478	53	54	12.532	54	55	2.191
55	56	1.483	56	57	3.534	57	58	1.557
58	59	1.003	59	60	2.542	60	61	4.689
61	62	8.0	62	63	3.402	63	64	22.255
64	65	25.239	65	66	24.877	66	67	29.82
67	68	22.087	68	69	1.87	69	70	4.441
70	1	4.149						

** Lungimile segmentelor sunt determinate în planul de proiecție Stereo 70 și sunt rotunjite la 1 milimetru.

*** Distanța dintre puncte este formată din segmente cumulate ce sunt mai mici decât valoarea 1 milimetru.

Certific că prezentul extras corespunde cu pozițiile în vigoare din cartea funciară originală, păstrată de acest birou.

Prezentul extras de carte funciară este valabil la autentificarea de către notarul public a actelor juridice prin care se sting drepturile reale precum și pentru dezbateră succesiunilor, iar informațiile prezentate sunt susceptibile de orice modificare, în condițiile legii.

S-a achitat tariful de 0 RON, -, pentru serviciul de publicitate imobiliară cu codul nr. 231.

Data soluționării,

16-05-2022

Data eliberării,

__/__/__

Asistent Registrator,

ANTONETA MARC

(parafa și semnătura)

Referent,

(parafa și semnătura)

C

C

Nr. înregistrare _____
Data _____



Delgaz Grid SA
Pandurilor 42
540554 Tirgu Mures

CERERE AVIZE

Aviz de amplasament

pentru acordarea avizului în vederea autorizării executării construcțiilor amplasate în vecinătatea obiectivelor/sistemelor, aflate în exploatarea Delgaz Grid

Aviz de principiu

pentru acordarea avizului de principiu necesar întocmirii documentației pentru
Faza PAT , PUG , PUZ , PUD , SF , alta _____

Aviz de traseu

Pentru lucrări ale OSD GN (extinderi, ICB-uri etc.)

Prelungirea avizului nr. _____

(Împreună cu: Avizul pentru care se solicită prelungirea – în original.
Plan de situație cu rețeaua trasată care a însoțit avizul original - în original.)

Președintele Consiliului de
Administrație
Volker Raffel

Directori Generali
Ferenc Csulak, DG
Mihaela Loredana Cazacu (adj.)
Anca Liana Evoiu (adjl.)
Petre Stoian (adj)

Sediul Central: Târgu Mureș
CUI: 10976687
Atribut fiscal: RO
J26/326/08.06.2000

Banca Tirgu Mures
IBAN:
RO11BRDE270SV27540412700
Capital Social Subscris și Vărsat:
773.257.777,50 RON

1. Solicitantul

Primăria Arad

(pentru persoane juridice se va completa și numele reprezentantului legal)

cu domiciliul/ sediul în Revelatiei, str. _____,

nr. 77 jud. /sector ARAD, tel/fax _____,

solicită acordarea avizului în vederea autorizării executării construcției:

SF. LURIA DE PRODUCERE ENERGIE TERMICA SI ELECTRICA
DIN COGENERARE DE INALTA EFICIENȚA LA SCOTIA ARAD
(descrierea lucrării)

de pe strada 1 Maiu, nr. 65-A, din localitatea ARAD,

județul ARAD

amplasată în vecinătatea obiectivelor/sistemelor.

2. Date de contact:

a) aceleași cu cele ale solicitantului avizului;

b) reprezentant solicitant (în această situație, se vor completa obligatoriu datele de identificare de mai jos):

tel/fax 0746/121471, e-mail contact: pce@arad.ro

✓

3. Destinatarul facturii și plătitorul va fi:

a) același cu solicitantul avizului;

b) altul (în această situație, se vor completa obligatoriu datele de identificare de mai jos):

(pentru persoane juridice se va completa și numele reprezentantului legal)

cu sediul/domiciliul în _____, str. _____, nr. _____,

jud./sector _____, tel/fax _____.

4. Documente care se anexează la cerere*:

- Copie de pe CI/BI/ Certificat de înmatriculare al societății** (după caz); - 1 exemplar
- Copie de pe certificatul de urbanism în termen de valabilitate sau document înlocuitor - 1 exemplar;
- Plan de încadrare în zonă la scară - 2 exemplare;
- Plan de situație la scara 1:500 sau 1:1000, care să cuprindă amplasarea construcțiilor în perimetrul propus, precum și drumurile de acces aferente (pentru lucrări care se desfășoară pe distanțe mari - de exemplu: construcții/modernizări/reabilitări autostrăzi, drumuri etc., se vor depune planuri de situație la scara 1:500 sau 1:1000 numai pentru zonele în care se identifică existența rețelelor de distribuție gaze naturale) - 2 exemplare;
- Memoriu tehnic privind lucrarea de construcție pentru care se solicită avizul*** (după caz) - 1 exemplar.

* În cazuri justificate, pentru elaborarea avizului de amplasament, operatorul SD poate solicita documente suplimentare.

**În cazul în care plătitorul este altul decât beneficiarul, se va depune copie BI/CI/ Certificat înmatriculare și pentru acesta.

*** Pentru lucrările de investiții infrastructură sau alte lucrări de amploare

Data: 19.08.2021

Semnătura: _____

Tarifele pentru emiterea avizului de amplasament sunt în funcție de lungimea rețelelor de gaze naturale existente**, trasate pe planul de situație, în perimetrul propus studiului astfel:**

- pentru lungimi de conductă până la 100m , inclusiv: _____ lei/aviz;

- pentru lungimi de conductă mai mari de 100m: _____ lei + _____ lei/m suplimentar pentru ceea ce depășește 100 m.

Tariful pentru emiterea avizului de principiu** – faza PUD sau SF este de _____ lei/aviz.**

Emiterea avizului de traseu NU se tarifează.

****Avizul fără condiții și avizul de principiu pentru fazele SF/ PUD se tarifează cu tariful minim.

Pentru solicitările de prelungire avize se percepe tariful conform lungimii reale de conductă, din avizul inițial.

Conform Legii 302/2015 pt modificarea alin(3) al art. 56 din Legea 350/2001, privind amenajarea teritoriului și urbanismul, „Avizarea documentațiilor de interes general – toate categoriile din domeniul amenajării teritoriului, precum și din domeniul urbanismului, inițiate de autoritățile și instituțiile administrației publice – se face fără perceperea de taxe și/ sau tarife.

Nr. înregistrare _____

Data _____

CERERE

pentru acordarea avizului în vederea autorizării executării
construcțiilor amplasate în vecinătatea
obiectivelor/sistemelor, aflate în exploatarea Delgaz Grid

1. Solicitantul

PRIMARIA ARAD - PRIN SC CET HIDROCARBURI SA ARAD

(pentru persoane juridice se va completa și numele reprezentantului legal)

cu domiciliul/ sediul în _____ ARAD _____, str. _____ REVOLUTIEI _____
nr. _____ 75 _____ jud./sector _____ ARAD _____, tel/fax _____ 0257/281850 _____

solicită acordarea avizului în vederea autorizării executării construcției:
STUDIU DE FEZABILITATE - "SURSA DE PRODUCERE ENERGIE TERMICA SI ELECTRICA

PRIN COGENERARE DE INALTA EFICIENTA " LA SC CET HIDROCARBURI SA ARAD
(descrierea lucrării)

de pe strada _____ IULIU MANIU _____, nr. _____ 65-71 _____, din localitatea _____ ARAD _____
județul _____ ARAD _____

amplasată în vecinătatea obiectivelor/sistemelor.

2. Date de contact:

- a) aceleași cu cele ale solicitantului avizului;
- b) reprezentant solicitant (în această situație, se vor completa obligatoriu datele de identificare de mai jos):

DIRECTOR GENERAL, CIULEAN VICTOR

tel/fax _____ 0257/280788 _____, e-mail _____ CONTACT@CETHARAD.RO _____

3. Destinatarul facturii și plătitorul va fi:

- a) același cu solicitantul avizului;
- b) altul (în această situație, se vor completa obligatoriu datele de identificare de mai jos):

SC CET HIDROCARBURI SA ARAD

(pentru persoane juridice se va completa și numele reprezentantului legal)

cu sediul/domiciliul în _____ ARAD _____, str. _____ IULIU MANIU _____, nr. _____ 65-71 _____
jud./sector _____ ARAD _____, tel/fax _____ 0257/280788 _____

Delgaz Grid SA
Pandurilor 42
540554 Tîrgu Mureș

Președintele Consiliului de
Administrație
Frank Hajdinjak

Directori Generali
Ferenc Csulak, DG
Carmen Teona Oltean (adj.)
Petre Radu (adj.)

Sediul Central: Tîrgu Mureș
CUI: 10976687
Atribut fiscal: RO
J26/326/08.06.2000

Banca Tîrgu Mureș
IBAN:
RO11BRDE270SV27540412700
Capital Social Subscris și Vărsat:
773.257.777,50 RON

4. Documente care se anexează la cerere*:

- Copie de pe CI/BI/ Certificat de înmatriculare al societății** (după caz);- 1 exemplar
- Copie de pe certificatul de urbanism în termen de valabilitate sau document înlocuitor - 1 exemplar;
- Plan de încadrare în zonă la scară - 2 exemplare;
- Plan de situație la scara 1:500 sau 1:1000, care să cuprindă amplasarea construcțiilor în perimetrul propus, precum și drumurile de acces aferente (pentru lucrări care se desfășoară pe distanțe mari - de exemplu: construcții/modernizări/reabilitări autostrăzi, drumuri etc., se vor depune planuri de situație la scara 1:500 sau 1:1000 numai pentru zonele în care se identifică existența rețelelor de distribuție gaze naturale) - 2 exemplare;
- Memoriu tehnic privind lucrarea de construcție pentru care se solicită avizul*** (după caz) - 1 exemplar.

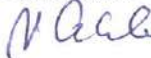
* În cazuri justificate, pentru elaborarea avizului de amplasament, operatorul SD poate solicita documente suplimentare.

**În cazul în care plătitorul este altul decât beneficiarul, se va depune copie BI/CI/ Certificat înmatriculare și pentru acesta.

*** Pentru lucrările de investiții infrastructură sau alte lucrări de amploare

Data:

Semnătura:



Tarifele pentru emiterea avizului sunt în funcție de lungimea rețelelor de gaze naturale existente, trasate pe planul de situație, în perimetrul propus studiului astfel:

- pentru lungimi de conductă până la 100m , inclusiv: _____ lei/aviz;

- pentru lungimi de conductă mai mari de 100m: _____ lei + _____ lei/m suplimentar pentru ceea ce depășește 100 m.

Prin semnarea prezentei cereri confirm ca am consultat **varianta online** a Notei de informare cu privire la prelucrarea datelor cu caracter personal, ce conține printre altele, informații referitoare la scopul și temeiul prelucrării, durata prelucrării, drepturile mele, măsuri de securitate, reclamații etc.

Data:

Semnătura:

Stimate client,

Confidențialitatea datelor dumneavoastră cu caracter personal reprezintă una dintre preocupările principale ale **DELGAZ GRID SA („DELGAZ”)** cu sediul în Bd. Pandurilor nr. 42, et. 4, CP 540554, Târgu Mureș, România, în calitate de operator de date. DELGAZ urmărește în permanență asigurarea prelucrării datelor dumneavoastră în strictă conformitate cu principiile privind protecția datelor cu caracter personal.

Prezenta informare vizează datele dumneavoastră cu caracter personal colectate/primate de DELGAZ prin diverse canale de comunicare. Conform prevederilor legale, prin date cu caracter personal se înțelege orice informații privind o persoană fizică identificată sau identificabilă. În concret, prin conceptul de persoană identificabilă se înțelege acea persoană care poate fi individualizată, direct sau indirect, în special prin referire la unul din elementele următoare: nume, un număr de identificare, date de localizare, un identificator online sau la unul sau mai multe elemente specifice, proprii identității sale fizice, fiziologice, genetice, psihice, economice, culturale sau sociale.

Mai jos, vă facem cunoscute modalitățile prin care sunt sau pot fi prelucrate datele dumneavoastră în contextul relației contractuale cu DELGAZ, precum și mecanismele practice prin care va puteți exercita drepturile cu privire la astfel de prelucrări.

Scopul și temeiul prelucrării: DELGAZ prelucrează datele dumneavoastră pentru următoarele scopuri:

- (i) pentru îndeplinirea obligațiilor legale care incumbă în sarcina DELGAZ în contextul serviciilor prestate, inclusiv pentru procesarea solicitărilor dumneavoastră formulate sau efectuarea verificărilor și formalităților aferente desfășurării activităților/ operațiunilor de distribuție de către DELGAZ
- (ii) pentru desfășurarea activităților/ operațiunilor de distribuție de către DELGAZ, care pot include și activități de profilare (ex. istoric de consum, zonă geografică), inclusiv în scopul corespondenței cu dumneavoastră, precum și protejării oricărui interes legitim al DELGAZ, pe cale administrativă sau judiciară, primirii și gestionării solicitărilor dumneavoastră, precum și conformării cu cerințele legale privind arhivarea

Pentru orice alte informații cu privire la modul de prelucrare a datelor dumneavoastră cu caracter personal (inclusiv pentru a vă exercita drepturile de mai jos), vă puteți adresa DELGAZ la DELGAZ GRID SA S.A., Bd. Pandurilor nr. 42, et. 4, CP 540554, Târgu Mureș, România si/sau la telefon 0800 800 900/ 0800 800 366, Fax 0265 200 367 și/ sau la adresa de **e-mail:** serviciiclienti@eon-romania.ro.

Monitorizarea respectării cerințelor legale în privința prelucrării datelor cu caracter personal este asigurată inclusiv de către responsabilul cu protecția datelor desemnat, căruia îi puteți scrie la: protectiadatelor@eon-romania.ro.

Dezvăluirea către terți: În cursul prelucrării, DELGAZ poate dezvălui datele dumneavoastră către afiliații sau partenerii săi contractuali (inclusiv în contextul unor posibile proiecte de fuziuni, divizări și achiziții, vânzare de acțiuni sau active și alte operațiuni similare), persoane

împuternicite care prelucrează datele dumneavoastră cu caracter personal pe seama DELGAZ, precum și către auditori sau consultanți, în limita în care dezvăluirea este necesară îndeplinirii scopurilor de mai sus. De asemenea, în cazul în care există o cerință legală, datele dumneavoastră pot fi dezvăluite către autorități sau instituții publice.

Transferul în străinătate: Datele dumneavoastră pot fi transferate în afara României, în statele membre UE sau în afara UE, către societățile afiliate sau către diverși împuterniciți ai DELGAZ. Puteți primi mai multe informații privind transferurile de date în și în afara UE (inclusiv privind statele de destinație, garanțiile corespunzătoare), accesând următorul link:

<https://www.delgaz-grid.ro/ro/protectia-datelor.html>

Furnizarea datelor cu caracter personal Furnizarea datelor dumneavoastră cu caracter personal este necesară pentru ca DELGAZ să poată gestiona solicitările dumneavoastră cu privire la încheierea sau executarea contractului de furnizare DELGAZ. Refuzul furnizării datelor cu caracter personal va avea drept consecință imposibilitatea beneficiarii de serviciile de mai sus.

Durata prelucrării: Datele dumneavoastră vor fi prelucrate de DELGAZ pe toată durata contractului și, ulterior, pe durata și în măsura cerută de prevederile legale în vigoare.

Drepturile dumneavoastră: Aveți dreptul de a accesa datele dumneavoastră, de a interveni sau solicita ștergerea sau restrângerea folosirii datelor dumneavoastră, precum și dreptul de a va opune unor prelucrări ulterioare ale acestora, în condițiile și limitele prevăzute de lege. De asemenea, aveți dreptul de a nu fi supus unor decizii individuale cu caracter automat.

Portabilitatea: Începând din 25 mai 2018, aveți dreptul de a solicita: (i) să vă fie transmisă, într-o formă structurată și ușor de accesat în mod electronic, datele cu caracter personal pe care le-ați furnizat către DELGAZ, sau (ii) în măsura în care este tehnic fezabil, să transmiteți unui alt operator de date cu caracter personal datele pe care le-ați furnizat DELGAZ.

Măsuri de securitate a datelor: DELGAZ va aplica în utilizarea datelor dumneavoastră măsurile tehnice și organizatorice necesare în vederea asigurării securității acestora, protejării împotriva distrugerii accidentale sau ilegale, modificării, dezvăluirii sau accesului neautorizat.

Reclamații: În cazul în care considerați că răspunsul DELGAZ la solicitarea dvs. cu privire la modalitatea de prelucrare a datelor dvs. nu soluționează în mod satisfăcător petiția dvs., vă informăm că aveți dreptul de a vă adresa Autorității Naționale de Supraveghere a Prelucrării Datelor cu Caracter Personal sau direct instanțelor de judecată.

Echipa DELGAZ

ROMÂNIA
JUDEȚUL ARAD
PRIMĂRIA MUNICIPIULUI ARAD

Nr. 52745 din 04.07.2022



CERTIFICAT DE URBANISM

Nr. 1214 din 14 IUL. 2022

În scopul :
STUDIU DE FEZABILITATE -Sursa de productie energie termica si electrica prin cogenerare de inalta eficienta.

Ca urmare a cererii adresate de MUNICIPIUL ARAD PRIN SC CET HIDROCARBURI SA pers. juridica cu sediul în județul ARAD, municipiul ARAD, satul , sectorul , cod poștal , B-dul. REVOLUTIEI , nr. 75, bloc , sc. , etaj , ap. , telefon , e-mail , înregistrată la nr. 52745 din 04.07.2022

pentru imobilul - teren și/sau construcții - situat în județul ARAD, municipiul ARAD, satul , sectorul , cod poștal , Calea IULIU MANIU , nr. 65-71, bloc , sc. , etaj , ap. sau identificat prin CF 307809, 359603 si 307811.

TOP: 307809-C7,307809-C15, 307809-C16, 359603, 307811-C14.

În temeiul reglementărilor documentației de urbanism nr. / faza PUG, aprobată cu hotărârea Consiliului Local ARAD nr. 502/ 2018 .

În conformitate cu prevederile Legii nr. 50 / 1991, privind autorizarea executării lucrărilor de construcții, cu modificările și completările ulterioare.

SE CERTIFICĂ:

1. REGIMUL JURIDIC

Teren intravilan preoprietatea municipiului Arad.

2. REGIMUL ECONOMIC

Destinația conform PUG:- Subzona unitati industriale nepoluante - Ip5a.

Folosința actuală : construcții industriale si edilitare.

Se solicita : SI - Sursa de productie energie termica si electrica prin cogenerare de inalta eficienta.

3. REGIMUL TEHNIC

Teren în suprafața de 9522mp(conf. C.F. 307809), 1700mp(conf. C.F. 359603) și 9470mp(conf. C.F. 307811), situat în UTR. 5 în conformitate cu Regulamentul aferent PUG.

Echipping cu utilități: apă, canalizare, energie electrică, gaze naturale, telefonie.

Investiția dezvoltată în două etape -Et. 1 Cazan pentru producția de căldură; Et. 2 Sursa de producție energie electrică și termică prin cogenerare- are următoarele componente principale: Clădire pt. blocul energetic(BE), Hala pt. cazane de apă fierbinte(CAF), Hala pentru unitate de cogenerare cu biomasa, Sala pompelor, Acumulator de căldură, Camera electrică și utilități/instalații.

Se va prezenta Plan de situație pe suport topografic întocmit în conformitate cu Legea nr.50/1991 rep. Anexa nr.1. Continutul Cadru (vecinătăți, distanțele față de proprietățile învecinate), vizat de către O.C.P.L. Arad.

Pentru SF se vor obține următoarele avize: SC Compania de Apă Arad SA, Delgaz Grid SA, Enel Distribuție Banat SA, Direcția de Sănătate Publică a Județului Arad, Acordul Agenției Naționale de Îmbunătățiri Funciare - Filiala Teritorială de Îmbunătățiri Funciare Timiș - Mureș Inferior, Unitatea de Administrare Arad, Aviz S.C. CET Hidrocarburi Arad S.A., Avizele au fost stabilite în cadrul ședinței Comisiei de Acord Unic din data de 07.07.2022.

Prezentul certificat de urbanism **POATE** fi utilizat, în scopul declarat **pentru Intocmire SF "Sursa de producție energie termică și electrică prin cogenerare de înaltă eficiență"**

**Certificatul de urbanism nu ține loc de autorizație de construire/desființare
și nu conferă dreptul de a executa lucrări de construcții**

4. OBLIGAȚII ALE TITULARULUI CERTIFICATULUI DE URBANISM:

În scopul elaborării documentației pentru autorizarea executării lucrărilor de construcții - de construire/de desființare - solicitantul se va adresa autorității competente pentru protecția mediului: Agenția pentru Protecția Mediului ARAD, Splaiul Mureșului F.N.

În aplicarea Directivei Consiliului 85/337/CEE (Directiva EIA) privind evaluarea efectelor anumitor proiecte publice și private asupra mediului, modificată prin Directiva Consiliului 97/11/CE și prin Directiva Consiliului și Parlamentului European 2003/35/CE privind participarea publicului la elaborarea anumitor planuri și programe în legătură cu mediul și modificarea, cu privire la participarea publicului și accesul la justiție, a Directivei 85/337/CEE și a Directivei 96/61/CE, prin certificatul de urbanism se comunică solicitantului obligația de a contacta autoritatea teritorială de mediu pentru ca aceasta să analizeze și să decidă, după caz, încadrarea / neîncadrarea proiectului investiției publice/private în lista proiectelor supuse evaluării impactului asupra mediului.

În aplicarea prevederilor Directivei Consiliului 85/337/CEE, procedura de emitere a acordului de mediu se desfășoară după emiterea Certificatului de urbanism, anterior depunerii documentației pentru autorizarea executării lucrărilor de construcții la autoritatea administrației publice competente.

În vederea satisfacerii cerințelor cu privire la procedura de emitere a acordului de mediu autoritatea competentă pentru protecția mediului stabilește mecanismul asigurării consultării publice, centralizării opțiunilor publicului și formulării unui punct de vedere oficial cu privire la realizarea investiției în acord cu rezultatele consultării publice.

În aceste condiții:

După primirea prezentului Certificat de urbanism, TITULARUL are obligația de a se prezenta la autoritatea competentă pentru protecția mediului în vederea evaluării inițiale a investiției și stabilirii necesității evaluării efectelor acesteia asupra mediului. În urma evaluării inițiale a investiției se va emite actul administrativ al autorității competente pentru protecția mediului

În situația în care autoritatea competentă pentru protecția mediului stabilește necesitatea evaluării efectelor investiției asupra mediului, solicitantul are obligația de a notifica acest fapt autorității administrației publice competente cu privire la menținerea cererii pentru autorizarea executării lucrărilor de construcții.

În situația în care, după emiterea Certificatului de urbanism ori pe parcursul derulării procedurii de evaluare a efectelor investiției asupra mediului solicitantul renunță la intenția de realizare a investiției, acesta are obligația de a notifica acest fapt autorității administrației publice competente.

5. CEREREA DE EMITERE A AUTORIZAȚIEI DE CONSTRUIRE/DÉSFINȚARE va fi însoțită de următoarele documente:

- a) certificatul de urbanism;
 b) dovada titlului asupra imobilului, teren și/sau construcții sau, după caz, extrasul de plan cadastral actualizat la zi și extrasul de carte funciară de informare actualizat la zi, în cazul în care legea nu dispune altfel (copie legalizată);

La autorizare se va prezenta extras de Carte Funciara, original, actualizat

c) documentația tehnică - D.T., după caz:

D.T.A.C.

D.T.O.E.

D.T.A.D.

d) Avizele și acordurile stabilite prin certificatul de urbanism.

d.1. Avize și acorduri privind utilitățile urbane și infrastructura:

alimentare cu apa

canalizare

alimentare cu energie electrica

alimentare cu energie termica

gaze naturale

telefonie

salubritate

transport urban

d.2. Avize și acorduri privind:

securitatea la incendiu

protecția civilă

sănătatea populației

d.3. avizele/acordurile specifice ale administrației publice centrale și/sau ale serviciilor descentralizate ale acestora;

d.4. Studii de specialitate;

e) Actul administrativ al autorității competente pentru protecția mediului;

f) Dovada privind achitarea taxelor legale.

Documentele de plata ale următoarelor taxe (copie):

Prezentul certificat de urbanism are valabilitate de 24 luni de la data emiterii.

PRIMAR
Calin Biban

Calin Biban
14.01.2017

SECRETAR GENERAL
Cons. Jur. Lilioara Stepanescu

Lilioara Stepanescu

ARHITECT ȘEF
Arh. Emilian Sorin Ciurariu

Emilian Sorin Ciurariu

Achitat taxa de - lei, conform cehitanței seria - nr. - din -, taxă de urgență - RON și taxă pentru avizarea Certificatului de urbanism de către Comisia de Urbanism și Amenajare a Teritoriului în valoare de RON, conform cehitanței seria nr. din .
 Prezentul certificat de urbanism a fost transmis solicitantului direct prin poștă la data de .

DIRECTOR EXECUTIV,
nrn. Sandra Dinulescu

Sandra Dinulescu

ȘEF SERVICIU,
Ing. Mirela Szasz

Mirela Szasz

CONSILIER JURIDIC,
Liliana Pașcalău

Liliana Pașcalău

INTOCMIT,
Ing. Liviu Both

Liviu Both

În conformitate cu prevederile legii nr.50/1991 privind autorizarea executării lucrărilor de construcții, cu modificările și completările ulterioare

**SE PRELUNGEȘTE VALABILITATEA
CERTIFICATULUI DE URBANISM**

de la data de _____ pana la data de _____

Dupa aceasta data, o noua prelungire a valabilitatii nu este posibila, solicitantul urmand sa obțină, în condițiile legii, un alt certificat de urbanism.

PRIMAR,

SECRETAR GENERAL,

ARHITECT ȘEF,

Data prelungirii valabilității _____
Achitat taxa de _____ lei, conform chitanței nr. _____ din _____
Transmis solicitantului la data de _____ direct/ prin poștă.

MEMORIU JUSTIFICATIV

**In vederea obținerii avizelor cerute prin Certificatul de
Urbanism nr. 1214 din 14.07.2022**

Beneficiar: MUNICIPIUL ARAD prin SC CET HIDROCARBURI SA

**Denumire proiect: Sursa de producere energie termica si electrica prin cogenerare
de înalta eficiență**

Faza de proiectare : Studiu de Fezabilitate

**Consultant proiectant: SC. PROARCOR SRL,
Cluj Napoca, Str. Fabricii nr. 2, Ap.77**

I. Date specifice proiectului

Obiectiv

UAT Arad va dezvolta pe amplasamentul actual al CETH surse noi de producție energie termica si energie electrică cu utilizarea gazului natural și a biomasei lemnoase implementând următoarele surse noi:

Obiecte principale:

- Instalație de cogenerare de înaltă eficiență cu motoare pe gaz cu capacitatea electrica nominala de 31,2 MWe (obiect 1), denumit în continuare **Ucog. 1**, inclusiv stația electrică aferentă;
- Centrală termo-electrică pe biomasă cu capacitatea electrica nominala de 1,8 MWe (obiect 2), denumit în continuare **Ucog. 2**

Obiecte secundare:

- Acumulator de căldură atmosferic având un volum brut de 9500 mc
- Stații de pompare termoficare
- Auxiliare aferente stației de tratare a apei si degazor termic pentru termoficare
- Stație electrică și sistem de control distribuit

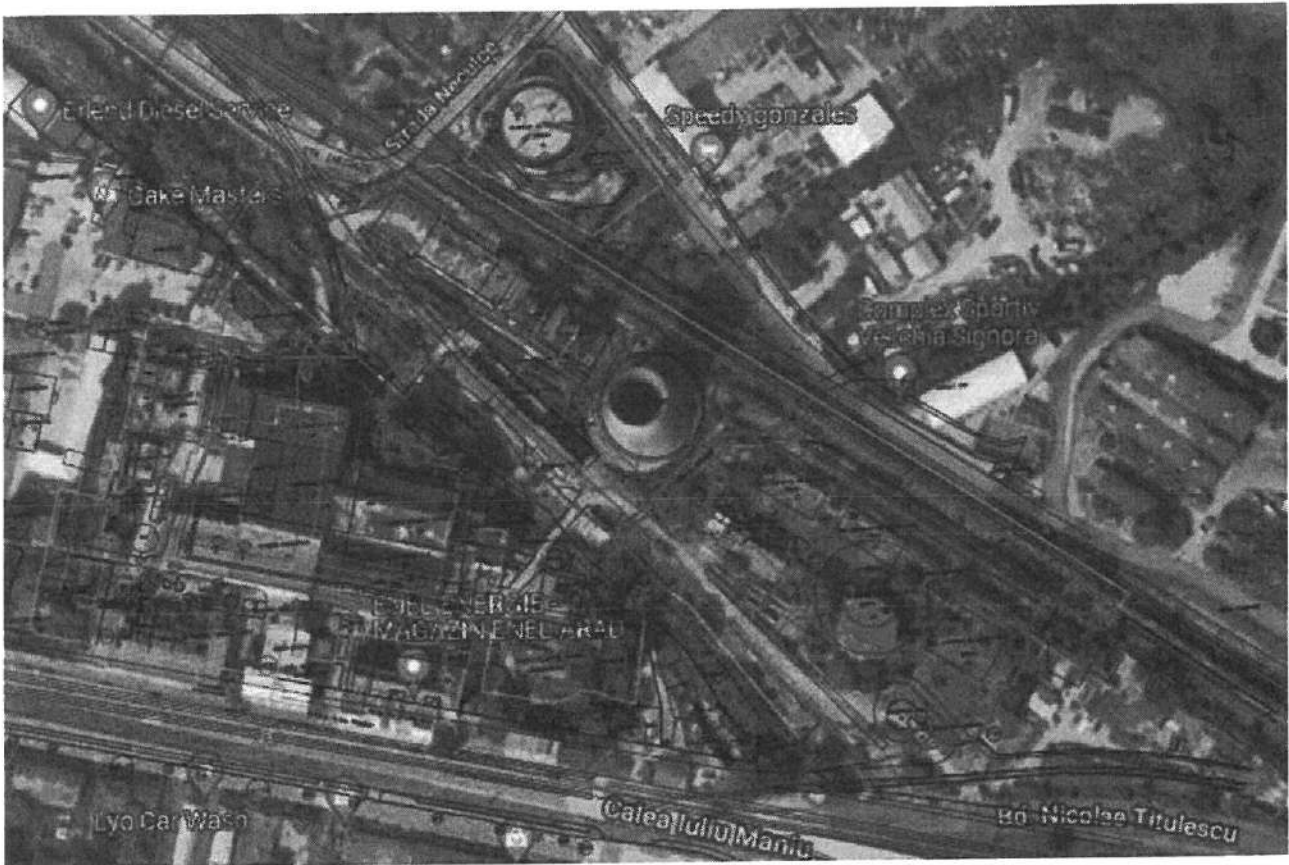
Toate echipamentele noi propuse vor avea tehnologie de ultima generație, flexibile si adaptate la cerințele SACET.

Echipamentele si construcțiile aferente noii capacități de producere a energiei termice necesita retehnologizare parțiala a rețelelor termice si edilitare existente pe amplasament prevăzut conform planului de amplasament.in vederea interconectării instalațiilor noi cu cele existente. In acest scop pentru toate echipamentele și instalațiile noi propuse se vor construi/ reabilita inclusiv rețelele și dotările tehnico-edilitare, iar lucrările de instalații de infrastructură aferente se vor amplasa astfel încât sa favorizeze conexiunea acestora la rețea de termoficare si către utilitățile aferente existente, respectând totodată normativele tehnice si de mediu in vigoare.

II. Descrierea constructiva

Amplasament:

Intravilan CETH .



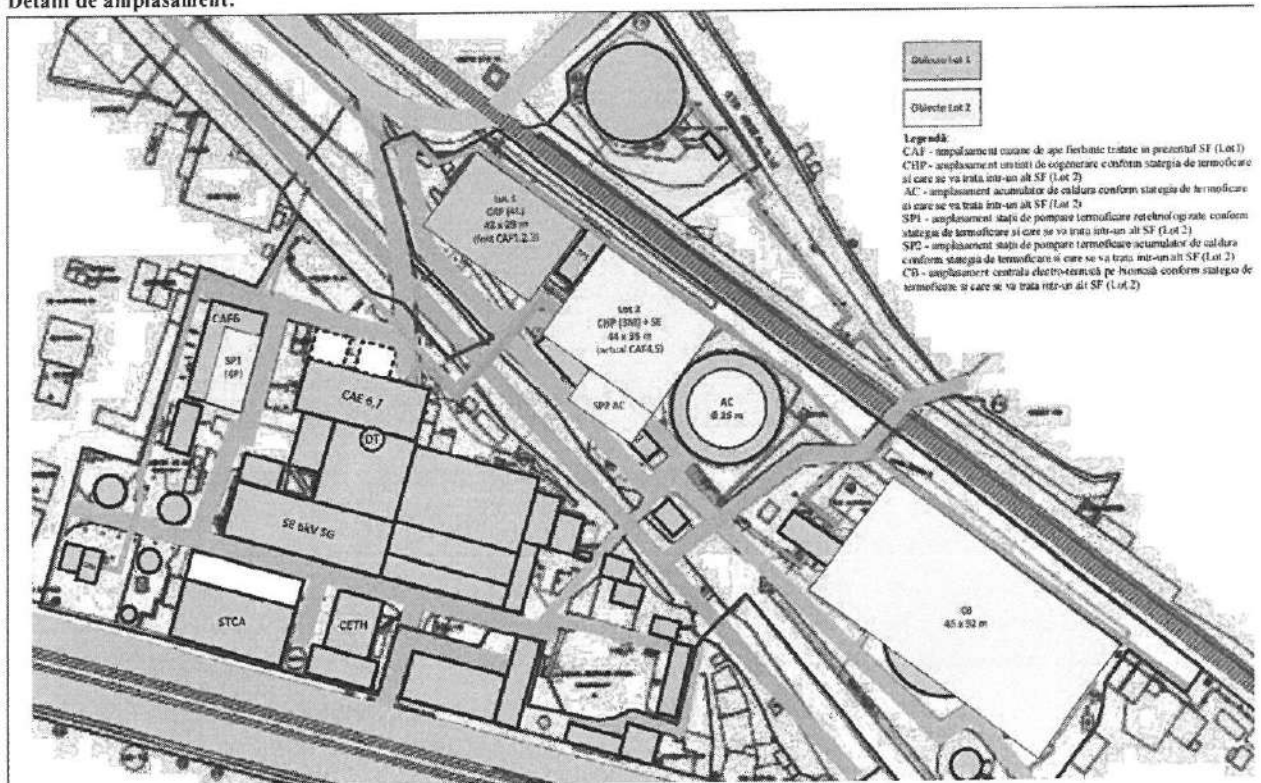
Obiectivele de investiție vor fi realizate pe terenul situat în Arad, str. Neculce, identificat prin număr cadastral / cartea funciară nr. 307809-9522 mp, 359603-1700 mp, 307811-9470 mp, situat în UTR.5 în conformitate cu Regulamentul aferent PUG.

Din suprafața totală de 20.692 m², terenul alocat proiectului de investiție are o suprafață de aproximativ 18.000 m². Terenul este împrejmuit parțial cu gard de beton, fiind mobilat cu clădiri și echipamente industriale ale centralei termoelectrice.

Terenul se află în proprietatea publică a Municipiului Arad și administrat de CET Hidrocarburi SA (CETH) Arad.

Accesul rutier la amplasament, pentru execuția lucrărilor, pentru exploatare, pentru accesul mașinilor de intervenție a pompierilor, se poate realiza fie din str. Neculce, fie din str. Voievod Moga. În imediata vecinătate a terenului se află o linie de cale ferată funcțională. De asemenea, accesul la parcela alocată dezvoltării noii surse cu cazane se poate realiza din interiorul incintei CETH, prin utilizarea accesului din bd. Nicolae Titulescu sau din Calea Iuliu Maniu.

Detalii de amplasament:



Utilitati

Toate clădirile din zona de amplasament a viitoarelor obiective propuse vor fi racordate la rețele publice de apă și canalizare existente pe amplasament .

Datorita combustibilului utilizat nu este necesar a se asigura tratarea apelor uzate, inclusiv a apelor meteorice sau care provin din întreținerea sau funcționarea instalațiilor, din parcajele cu pericol de deversare produse poluante, circulații sau platforme tehnologice. Restul apelor meteorice considerate curate vor fi și ele obligatoriu canalizate cu dimensionarea pentru precipitații excepționale. Se va asigura iluminat pe zona de investiție.

Descriere constructivă

Din incinta centralei termoelectrice CETH, vor fi utilizate următoarele capacități operaționale:

- Stația de tratare chimică a apei STCA
- Stația de reglare măsurare SRM a gazului natural și instalația de utilizare existentă în amplasament
- Stația electrică 6/0,4 kV
- Stația de pompare a agentului termic EPT
- Degazorul DT pentru tratarea termică a apei de termoficare și grupul pompelor de adaos EPA
- Magistrala de termoficare RTP (rețeaua termică primară SACET)

Noua instalație de producere a energiei termice va fi racordată la aceste obiective.

Pentru obiectivele existente nu sunt prevăzute investiții noi.

Configurație instalație de producere a energiei termice și electrice

Ucog1.

Instalația de cogenerare de înaltă eficiență (CHP) propusă pentru adoptare asigură energia termică sub formă de apă fierbinte pentru utilizare în rețeaua de termoficare SACET Arad simultan cu energia electrică pentru vânzare pe piața liberă.

Capacitatea instalației CHP a fost stabilită la minim 27 MWt căldură și minim 31,2 MWe putere electrică. Randamentul garantat al instalației în ansamblu va fi de minim 88%.

Instalația CHP se bazează pe un număr de 3 (trei) motoare termice identice de ultimă generație (unități CHP), cu pistoane cu ardere internă și aprindere prin scânteie, care utilizează gaz combustibil, pregătite "H2-Ready" în componența cărora sunt incluse toate auxiliarele specifice necesare: turbocompresorul gaz-aer, răcitoarele de aer, răcitorul de ulei, răcitoarele de apă, sistemele electrice și de control, generatorul electric 10,5 kV, etc.

Capacitatea individuală a unei unități CHP este de minim 9 MWt căldură și minim 10,4 MWe sarcină electrică.

Motoarele unităților CHP prevăzute vor funcționa cu gaz natural în prima etapă de exploatare, fiind pregătite pentru a funcționa în viitor cu "hidrogen verde" în amestec cu gazul natural, atunci când condițiile de piață vor deveni favorabile utilizării.

Unitățile CHP vor respecta cerințele privind emisiile industriale pentru instalațiile mari sau medii de ardere reglementate prin Legea nr. 278/2013 (Directiva IED / LCPD) respectiv Legea nr. 188/2018

(Directiva MCPD). Prin aplicarea în sens restrictiv a regulilor de agregare din cadrul acestor reglementări, devin aplicabile următoarele valori limită ale emisiilor poluante (VLE) la coș:

- NOx : ≤ 75 mg/Nm³ la 15% O₂ în g.a. uscate
- CO : ≤ 100 mg/Nm³ pentru 15% O₂ în g.a. uscate

Specificații tehnice principale:

Performanțe orare (instantanee) pentru 1 unitate CHP

- Condiții de referință: ISO (25°C, 30%RH, 50mdm)
- Combustibil alternativ: amestec de gaz natural și hidrogen verde
(maxim 25%vol H₂, în prezent)
- Sarcina electrică: 100% (nominal)
- Putere electrică generată, brută, PF=0,8: ≥ 10.400 kWe (-0% ... +10%)
- Căldură utilă cogenerată în apă: ≥ 9.000 kWt
- Randament global CHP, garantat: $\geq 88,0$ %
- Putere termică combustibil principal: 22.000 kWf
- Debit combustibil principal, la PCI, info: 2.200 Nm³/h
- Temperatură apă tur/retur (circuit termoficare): 65/95 °C
- Temperatură maximă apă tur termoficare: 110 °C
- Temperatură maximă apă retur termoficare: 70 °C
- Temperatură gaze de ardere la coș: ≤ 120 °C
- Nivel de zgomot gaze de ardere la gură coș: ≤ 65 dB(A) la 10 m
- Emisii poluante pentru instalația de cogenerare, limite conform IED:
- Tensiune generator: 10,5 kV
- Frecvență generator: 50 Hz
- Randament generator: $\geq 97,5$ %
- Sarcina electrică minimă: ≤ 50 %
- Disponibilitate anuală: ≥ 92 %
- Punct de racordare la SEN: 110 kV

Echipamentele Ucog1, împreună cu echipamentele auxiliare necesare, inclusiv tablourile de alimentare și automatizare proprii acestora, **vor fi fabricate și livrate de același producător.**

Ucog2.

Capacitatea utilă necesară a centralei pe biomasă a fost stabilită la minim 1,8 MWe și minim 5,0 MWt. Randamentul minim garantat al instalației în ansamblu va fi de minim 75%

Centrala pe biomasă (CB) propusă utilizează la bază biomasa lemnoasă, cu o umiditate cuprinsă între 30 și 50%, sub formă de tocătură sau așchii.

Configurația tehnică CB asigură:

- o producție de abur tehnologic utilizabil pentru degazarea apei de termoficare / apei de adaos
- o producție de apă caldă pentru termoficare și pentru preîncălzirea apei de adaos
- o producție de energie electrică utilizabilă pentru compensarea consumului tehnologic intern al noii centrale

Soluția propusă asigură o serie de avantaje importante pentru un operator de SACET:

- asigură o capacitate termică minimă necesară pentru a atinge cerința minimă pentru sistemele eficiente de termoficare centrală (50% ET produsă în combinație de o sursă în cogenerare de înaltă eficiență și o sursă cu combustibil regenerabil.
- tolerează o gamă largă a dimensiunilor așchiilor de biomasă
- operează cu umiditatea nativă a biomasei lemnoase brute într-o plajă largă, tipic între 30 și 50%.
- funcționare stabilă, fără provocarea de arderi în patul de biomasă stocat în gazeificator
- asigură reglarea rapidă a sarcinii în exploatare
- eficiență ridicată de conversie în comparație cu tehnologia de gazeificare în echicurent
- consum propriu redus de energie electrică
- pulberi scăzute în gazele de ardere
- cantități reduse de cenușă reziduală

Centrala termo-electrică propusă utilizează la intrare combustibil de bază biomasă solidă lemnoasă, convertită intern în combustibil principal de ardere sub formă atât gazoasă cât și lichidă. Instalațiile de ardere care compun centrala pe biomasă sunt:

- Cazan de abur, care va utiliza drept combustibil principal un combustibil mixt, lichid și gazos. Combustibilul lichid este combustibilul primar, iar combustibilul gazos este combustibilul secundar.
- Instalație de cogenerare, care va utiliza drept combustibil principal un combustibil exclusiv gazos (combustibil primar)

Având în vedere capacitatea de ardere a celor două instalații, limitele de emisie pe care trebuie să le respecte cele două instalații de ardere vor fi conforme VLE prevăzute în Anexa nr. 2 Partea 2 (instalații medii de ardere noi):

- Pentru cazanul de abur:
 - o Combustibil lichid, altul decât motorina (3% O₂ în g.a. uscate):
 - NO_x: 300 mg/Nm³
 - SO₂: 350 mg/Nm³
 - PM: 50 mg/Nm³ (pentru putere termică sub 5 MWf)
 - CO: n/a
 - o Combustibil gazos, altul decât gazul natural (3% O₂ în g.a. uscate):
 - NO_x: 200 mg/Nm³
 - SO₂: 35 mg/Nm³
 - PM: n/a
 - CO: n/a
- Pentru instalația de cogenerare:
 - o Combustibil gazos, altul decât gazul natural (15% O₂ în g.a. uscate):
 - NO_x: 190 mg/Nm³

- SO₂: 15 mg/Nm³
- PM: n/a
- CO: n/a

Specificații tehnice principale:

- Condiții de referință:	ISO
- Combustibil de bază:	biomasă (lemnoasă)
- Umiditate combustibil de bază, referință umedă:	30 %
- Putere termică combustibil de bază:	9.000 kWf
- Rată de conversie combustibil:	cca. 98%
- Combustibil principal cazan abur:	gaz + lichid din biomasă
- Combustibil principal instalație de cogenerare:	gaz din biomasă
- Putere termică combustibil cazan abur:	3.600 kWf
- Putere termică combustibil instalație cogenerare:	5.220 kWf
- Putere electrică generată, brută:	≥ 1.800 kWe
- Căldură produsă în cogenerare:	≥ 1.800 kWt
- Căldură totală utilă produsă în apă:	≥ 1.500 kWt
- Căldură totală utilă produsă în aburul saturat:	≥ 3.500 kWt
- Presiune abur produs:	≥ 6 bar(g)
- Randament global garantat:	≥ 85 %

Clădiri

Noile dotări tehnologice industriale vor fi instalate în interiorul unei clădiri industriale proiectată corespunzător, **pentru fiecare obiectiv în parte**, în cadrul acestui proiect. Clădirile vor fi realizate împreună cu toate instalațiile suport necesare conform prevederilor reglementărilor tehnice și legislative în vigoare, posibil structură metalică cu închideri din panouri tip ”sandwich”.

Clădirile tehnologice în care vor fi instalate motoarele, cazanele și echipamentele auxiliare vor asigura suprafața de explozie conform normelor de utilizare a gazului natural respectiv grilele de aspirație a aerului la cazane.

Clădirile vor fi dotate cu pod rulant acționat manual de la sol, dimensionat în funcție de piesa cea mai grea pe care trebuie să o ridice / manipuleze / transporte, respectiv în funcție de dimensiunile stabilite.

Sistemul de conducere va fi dotat cu interfețe de comunicație de date adecvate inclusiv pentru integrarea ulterioară într-un sistem de control distribuit (DCS/SCADA) al surselor de energie dezvoltate în incinta CETH.

Nivelul de zgomot al echipamentelor prevăzute va fi în concordanță cu limitele zgomotului la care poate fi expus personalul, așa cum este definit în standardele românești și internaționale.

Nivelul maxim al sunetului nu va depăși 85 dB(A) măsurat la 1,0 m distanță de agregat. Dacă este necesar, pentru îndeplinirea acestei cerințe vor fi prevăzute închideri acustice pentru atenuarea nivelului de zgomot și/sau vor fi utilizate de către beneficiar echipamente adecvate de protecție a muncii.

Nivelul de zgomot produs în exterior de noua instalație, în faza de construire sau în faza de exploatare, la fațada clădirilor rezidențiale din apropiere nu va depăși valorile maxime admisibile ale presiunii acustice prevăzute în Norma de igienă și sănătate publică privind mediul de viață al populației, aprobată prin OMS nr. 119/2014, măsurată conform SR ISO 1996/2-08, de 55 dB(A) în cursul zilei între orele 07:00-23:00, respectiv de 45 dB(A) în cursul nopții între orele 23:00-07:00.

III. Asigurarea conexiunilor la limita instalațiilor

- a. **Gazul natural** pentru realizarea investiției se asigură din stația de reglare măsurare SRM existentă în incinta CETH. Stația este racordată la rețeaua de distribuție a gazului natural (SDGN). Nivelul de presiune disponibil la ieșirea din SRM este de până la 1,8 bar(g). Presiunea la care sunt alimentate instalațiile de ardere ale cazanelor functionale actual la CETH_CAF4 și CAF5 respectiv cazanele de abur CAI 6 și CAI 7_ este 0,5 bar(g).

Pentru motoare termice se va monta un compresor de gaze naturale, pentru a asigura la iesire de 9 – 15 bar(g).

- b. **Apă potabilă: punctul de interfață cu rețeaua de apă municipală din incinta CETH**

Apa potabilă va fi alimentată din rețeaua existentă în zona stației actuale de tratarea apei de adaos pentru rețeaua de termoficare

- c. **Electricitate: punctul de interfață cu stația electrică de servicii interne 6/0,4 kV din incinta CETH**

Alimentarea cu energie electrica se va asigura din utilitatile existente CETH, evacuarea energiei electrice produse se va face catre Statia Electrica Muresel.

- d. **Canalizare**

Apele uzate tehnologice (condens) vor fi evacuate la bazinul de neutralizare al STCA prin intermediul unei conducte corespunzătoare cu montaj aerian sau subteran. Apele uzate convențional curate (ape de drenaj) vor fi evacuate la pârâul Mureșel prin intermediul unei conducte subterane dimensionate corespunzător.

În cadrul CETH exista o rețea de apă de incendiu utilizabilă pentru scopul investiției

Apă uzată convențional curată și ape pluviale: punctele de interfață cu rețelele de canalizare din incinta CETH

Apă uzată menajeră: punctul de interfață cu rețeaua de canalizare din incinta CETH

Anexe :

1. Certificat de urbanism 1214/14.07.2022
2. Plan general de situatie

Elaborator SC Proarcor S.R.L.

Anton Dan Tamasiu



**COMPANIA DE APĂ ARAD S.A.**

Strada Sabin Drăgoi 2-4 Arad, Județul Arad România, cod poștal 310178
CIF/CUI: RO 1683483, ORC: J02/110/21.02.1991
Capital vărsat și subscris: 9.659.000 Lei
IBAN: RO72 RNCB 0015 0061 5684 0001 - BCR



tel: +40 257 270 849
+40 257 270 843
fax: +40 257 270 981
apacanal@caarad.ro
www.caarad.ro
program între 8:00 - 16:00

formular C.A.A., anexă la Fișa tehnică definitivă

Nr. 15738, din 19.08.2022

pag. 1

ANEXA (*3, *5)**la FIȘA TEHNICĂ: AVIZ pentru AMPLASAMENT**

- 1.1 **Denumire obiectiv:** Sursă de producție energie termică și electrică prin cogenerare de înalta eficiență
- 2.1 **Amplasament obiectiv:** loc. Arad, str. Calea Iuliu Maniu, nr. 65-71
- 3.1 **Beneficiar:** Municipiul Arad prin SC CET HIDROCARBURI SA
Adresa: loc. Arad, str. Bulevardul Revoluției, nr. 75
- 4.1 **Proiect nr.:**
Elaborator: SC PROARCOR SRL
- 5.1 **Certificat de Urbanism nr.:** 1214/14.07.2022
Emis de: Primăria Arad

CONDIȚII:


1. În cazul în care, cu ocazia săpăturilor, executantul găsește rețele subterane neidentificate, beneficiarul și executantul vor anunța SC Compania de Apă Arad SA oprind imediat toate lucrările în curs, până la stabilirea condițiilor de coexistență cu noul obiectiv.
1. Construcția poate fi realizată fără a fi afectate funcționalitatea și accesul neîngrădit la instalațiile și construcțiile auxiliare specifice utilităților de apă și canalizare;
2. Pozițiile în plan ale gospodăriilor subterane de apă și canalizare existente vor fi materializate pe teren de reprezentanții autorizați ai Companiei Apă Arad -Departament Menținere, convocați pe șantier de beneficiar înainte de începerea lucrărilor;
3. În zonele de incidență și de vecinătate cu utilitățile de apă și canalizare, vor fi respectate prescripțiile tehnice privitoare la protecția rețelelor edilitare îngropate.
4. Compania Apă Arad nu este răspunzătoare pentru daunele produse de eventualele avarii sau intervenții la utilitățile din zonă pe care le deține. Defecțiunile produse utilităților din vina beneficiarului se remediază pe cheltuiala acestuia.
5. Intervențiile de orice fel la rețelele și instalațiile de apă și canalizare sunt permise doar personalului autorizat al C.A.A.!
6. Prezentul aviz nu ține loc de aviz de bransare – racordare la utilitățile publice apă canal.
7. Termen de valabilitate aviz, 12 luni de la data emiterii acestuia

Rămâne în sarcina titularului de Fișă tehnică de a transmite tuturor celor interesați, spre știință, prezentul document.

PREȘEDINTE C.T.E.
Director general
ing. Borha Gheorghe Vasile



Secretar C.T.E.
ing. Goia Marcel





COMPANIA DE APĂ ARAD S.A.

Strada Sabin Drăgoi 2-4 Arad, județul Arad România, cod poștal 310178
CIF/CUI: RO 1683483, ORC: J02/110/21.02.1991
Capital vărsat și subscris: 9.659.000 Lei
IBAN: RO72 RNCB 0015 0061 5684 0001 - BCR



5023333/18 08 2022
tel: +40 257 270 849
+40 257 270 843
fax: +40 257 270 981
apacanal@caarad.ro
www.caarad.ro
program între 8:00 - 16:00

15738/18 08 2022

CERERE
în vederea emiterii
AVIZULUI PENTRU AMPLASAMENT
faza D.T.A.C.

DATE DE IDENTIFICARE A OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII (Obiectiv, Beneficiar, Proiect și Proiectant):

- 1.1. Denumire obiectiv(*1) **Studiu de fezabilitate - „ Sursa de producere energie termica si electrica prin cogenerare de înalta eficiență” la SC CET Hidrocarburi SA Arad.**
- 1.2. Amplasament obiectiv(*1) **jud.Arad, municipiul Arad, Calea Iuliu Maniu nr.65-71**
- 1.3. Beneficiar(*1) **MUNICIPIUL ARAD PRIN SC CET HIDROCARBURI SA**
Adresa(*4) **jud.Arad, municipiul Arad, B-dul Revoluției, nr.75** Tel. **0257/281850**
Identitate pers. fizică(*4): B.I./C.I. seria nr. CNP
Identitate agent ec (*4): C.F./C.U.I. **RO26176052** cont. **RO56INGB0016000037468911**
banca **ING BANK**
- 1.4. Proiect nr. (*1) **SF** Elaborator(*1) **SC PROARCOR SRL**
- 1.5. Certificat de Urbanism nr. (*1) **1214/14.07.2022** Emis de **PRIMARIA MUNICIPIULUI ARAD**

2. CARACTERISTICILE TEHNICE SPECIFICE ALE INVESTITIEI(*1)

2.1. AMPLASAMENT(*1):
.. jud.Arad, municipiul Arad, Calea Iuliu Maniu nr.65-71

2.2.a. BRANȘAMENT DE APĂ / RACORD DE CANAL(*1):

2.2.b. ASIGURARE UTILITĂȚII DE APĂ-CANAL LA OBIECTIV(*1): sistem public / sistem individual / privat

2.2.b.1. Branșament de apă(*1):

2.2.b.2. Racord de canalizare(*1):

2.3. CARACTERISTICILE TEHNICE CARE TREBUIE ASIGURATE PRIN PROIECT(*1)

3. MODUL DE ÎNDEPLINIRE A CERINȚELOR AVIZATORULUI(*1):

4. MODUL DE ÎNDEPLINIRE A CONDIȚIILOR ȘI RESTRICȚIILOR IMPUSE(*1):

ÎNTOCMIT(*2)

SC CET HIDROCARBURI SA, Director ing. Ciulean Victor



5. Văzând specificările prezentate în FIȘA TEHNICĂ și în dosarul anexă privind modul de îndeplinire a cerințelor de avizare, precum și documentația depusă pentru autorizare, se acordă:

AVIZ FAVORABIL

în vederea emiterii Autorizației de Construire, fără condiții / cu următoarele condiții (*3*5):

cf. anexă

*) C.A. ARAD, Director general,
ing. Borbu George Vasile,



Precizări privind **COMPLETAREA FORMULARULUI FIȘA TEHNICĂ – C.A. ARAD** în vederea
AVIZULUI PENTRU AMPLASAMENT ȘI / SAU BRANȘAMENT / RACORD
pentru ALIMENTARE CU APĂ POTABILĂ / INDUSTRIALĂ ȘI/SAU CANALIZARE MENAJERĂ.

I. DATE GENERALE(*)

1. Baza legală

- L. 213/17.11.1998-actualizată, privind proprietatea publică și regimul juridic al acesteia
 L. 51/8.03.2006 (R) 5.03.2013, a serviciilor comunitare de utilități publice
 L. 241/22.06.2006 (R) 7.09.2015 a serviciului de alimentare cu apă și canalizare
 L. 199/25.05.2004 pentru modificarea și completarea Legii nr. 50/1991 privind autorizarea executării lucrărilor de construcții
 OTU 13/26.02.2008 pentru aprobarea Regulamentului-cadru de organizare și funcționare a serviciilor publice de apă-canal

2. Conținutul documentației tehnice anexă la Fișa tehnică:

- a). Certificatul de Urbanism (copie), Nr. _____ din _____
 b). Aviz CAA – asigurare servicii (copie) Nr. _____ din _____
 c). Aviz CAA – soluție tehnică (copie) Nr. _____ din _____
 d). Memoriu general, importanța, perioada de execuție planificată
 e). Memorii specialitate apă, canal, exigențe minime de calitate
 f). Plan de încadrare în teritoriul (anexa la CU)
 g). Plan(planuri) topografic(e) sc. 1:500 -:- 1:1000
 h). Planuri rețele, lucrări subterane (după caz), sc. 1:200 -:- 1:1000
 g). Planșe caracteristice obiecte tehnologice apă-canal (după caz)
 h). Scheme tehnologice, scheme de montaj, profile caracteristice
 j). _____
 k). _____

utilități apă-canal		alte lucrări exterioare		
rețele	branșare	utilități	civile	industrie
X	X	X	X	X
	X			X
X				
X		X	X	X
X	X			X
X	X	X	X	X
X		X	X	X
X	X	X		X
X				X
X	X			X

Avizele de specialitate C.A. Arad necesare în dosarul tehnic se solicită și se obțin de proiectant direct de la operator.
 Dosarul tehnic va fi depus în **2 exemplare pentru fiecare utilitate publică** ce face obiectul Fișei (APĂ, respectiv CANAL)
 3. Durata de emiteră a avizului: _____ (30 zile calendaristice de la data depunerii documentației complete)

II. CONDITII SI RESTRICTII SPECIFICE INVESTITIEI IMPUSE DE AVIZATOR(*):

2.1. AMPLASAMENT:

Pe traseul și în zona de protecție sanitară a rețelilor, instalațiilor și construcțiilor specifice aparținând sistemelor publice de apă-canal este interzisă amplasarea de construcții provizorii sau definitive (HG 930/05, OTU 13/08, Ord. MS 536/97).

2.2. BRANȘAMENTE DE APĂ / RACORDURI DE CANALIZARE:

Pentru branșarea/racordarea la utilitățile publice de apă-canal se întocmesc proiecte de specialitate, la solicitarea utilizatorului de apă, ori a operatorului de servicii de apă-canal, dacă sunt îndeplinite condițiile tehnice de funcționare ale sistemelor publice existente și se avizează separat, pentru fiecare obiectiv/imobil în parte.

2.3. CARACTERISTICILE TEHNICE CARE TREBUIE ASIGURATE PRIN PROIECT

Condițiile generale de branșare/racordare, parametrii hidraulici (debite, presiuni) și condițiile de calitate în punctul de delimitare a instalațiilor publice/private se stabilesc prin Avizele de principiu C.A. Arad pentru furnizarea serviciilor de alimentare cu apă și canalizare, solicitate și obținute de proiectant în baza unei documentații de specialitate.

Soluțiile tehnico-economice pentru utilitățile noi de apă-canal și racordarea lor la sistemele publice existente se avizează de C.A. Arad la fazele de proiectare SF și PT

III. INDICAȚII PRIVIND TAXA DE AVIZARE(*):

- a) Temei: Hot.Cons.Adm. C.A. Arad nr./din _____ lei.
 b) Valoarea taxei de avizare a Fișei tehnice C.A. Arad este de *) _____ lei.
 c) Banca: **Trezoreria Arad cont RO85TREZ021 5069XXX008141; B.C.R. Arad cont RO93 RNCB1200 000000280001**
 Taxa pentru avize de specialitate nu este inclusă în taxa de avizare a Fișei tehnice și se va încasa de C.A. Arad, separat.

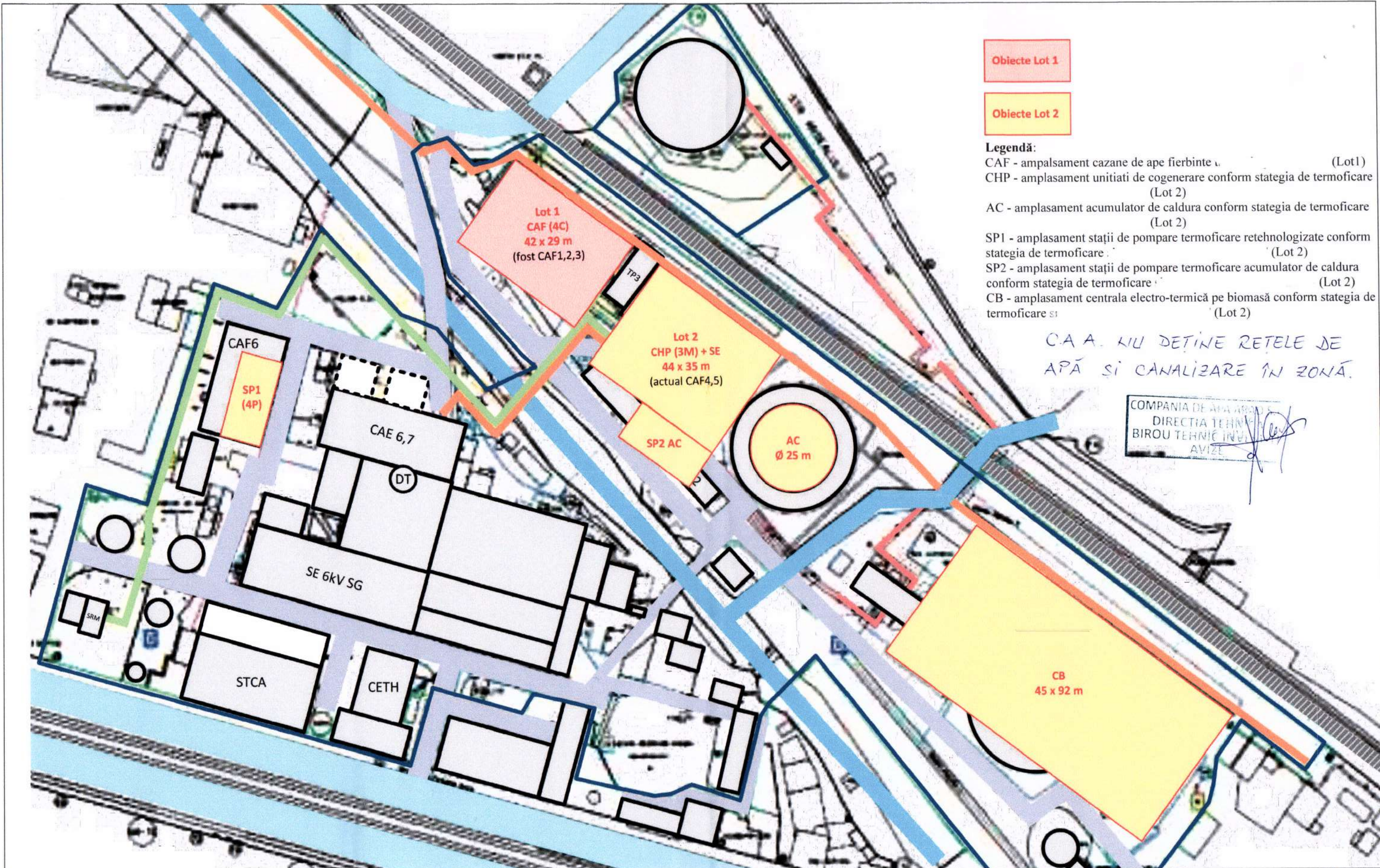
IV. ALTE DATE FURNIZATE DE AVIZATOR(*):

- trasare (informativă) gospodării edilitare de apă-canal existente, pe planuri topografice prezentate de proiectant, restituite.

și conform anexei C.A. Arad (*3*5) _____ la prezenta Fișă Tehnică.

NOTA:

- Rubricile numerotate ale formularului de Fișă tehnică se completează după cum urmează:
 (*1) De către proiectant - cu datele rezultate din documentație conform cerințelor avizatorului.
 (*2) De către proiectant - cu numele, prenumele și titlul profesional al acestuia (cu drept de semnătură, abilitat/autorizat în domeniu, potrivit legii).
 (*3) De către avizator, ca urmare a analizei documentației și a FIȘEI TEHNICE depuse.
 (*4) Rubricile marcate cu asterisc se completează de avizator la faza C.U. în funcție de caracteristicile lucrărilor și de condițiile de amplasament.
 (*5) De către titular/beneficiar - cu datele solicitate de avizator pentru completarea facturii fiscale.
 (*6) Date ori cerințe specifice lucrării, formulate de C.A. Arad la C.U., la fază SF, PT+CS, ori în procesul de analiză a dosarului tehnic în anexa la Fișă.



Obiecte Lot 1

Obiecte Lot 2

Legendă:
 CAF - amplasament cazane de ape fierbinte (Lot 1)
 CHP - amplasament unitati de cogenerare conform strategia de termoficare (Lot 2)
 AC - amplasament acumulator de caldura conform strategia de termoficare (Lot 2)
 SP1 - amplasament stații de pompare termoficare re tehnologizate conform strategia de termoficare (Lot 2)
 SP2 - amplasament stații de pompare termoficare acumulator de caldura conform strategia de termoficare (Lot 2)
 CB - amplasament centrala electro-termică pe biomasa conform strategia de termoficare (Lot 2)

C.A.A. NU DETINE REȚELE DE APĂ SI CANALIZARE ÎN ZONĂ.

COMPANIA DE APA CALDA SI
 DIRECTIA TEHNICA
 BIROU TEHNIC INVAZII
 AVIZE



Proiectant: PROARCOR CONSULTING Str. Fabricii Nr.2-77 Cluj Napoca 400620				Beneficiar: PRIMĂRIA ARAD		Proiect nr. MA-P2-SACET-SF2-2022	
Specificatie: Verificat, Proiectat, Desenat				Nume: ing. A. Tamasu, ing. Botond Biro, ing. Botond Biro		Semnatura: [Signatures]	
Scara: %				Data: 2022		Faza: AVIZE	
Titlu planșă: Plan general de situație				Planșă nr. P01		(69/04/20)	

Proiectant SC PROARCOR SRL

FIȘĂ TEHNICĂ TERMOFICARE

în vederea emiterii AVIZULUI DE AMPLASAMENT

pentru obiectivul / lucrarea **Studiu de fezabilitate - „ Sursa de producere energie termica si electrica prin cogenerare de înalta eficiență” la SC CET Hidrocarburi SA Arad**

DATE GENERALE

1. Baza Legală:

- Legea 325/2006 „Legea energiei”;
- Legea nr.10-1995 privind calitatea în construcții;
- Legea nr.50/1991 privind autorizarea lucrărilor de construcții;
- Ordinul 91/2007 ANRSC;
- HCLM Arad nr.59/2008;
- Normativ PE 207/80;
- Normativ I 13-2015;
- Normativ I 9-2015;
- Normativ NP-029-02;
- Normativ NP-059-02;
- Norma tehnică privind delimitarea zonelor de protecție și siguranță aferentă capacităților energetice prin Ordinul 4/2007 al ANRE.

2. Conținutul documentațiilor:

- Certificat de urbanism (copie);
- Extras din documentația tehnică al obiectivului / lucrării, care să cuprindă obligatoriu următoarele:
 - a. Memoriu tehnic privind scopul/descrierea obiectivului/ lucrării și condițiile de executare - 1 exemplar;
 - b. În cazul solicitării avizului de amplasament pentru extindere, modificare rețea și branșament gaze naturale la condominii unde se intenționează montarea unui alt sistem de încălzire și preparare a apei calde de consum, documentația va cuprinde în mod obligatoriu următoarele:
 - ✦ Acordul de acces la rețeaua de gaze naturale emis de distribuitor;
 - ✦ Acordul vecinilor de apartament atât pe orizontală cât și pe verticală cu privire la intenția de realizare a unui sistem individual de încălzire;
 - ✦ Acordul scris al Asociației de Proprietari exprimat prin Hotărârea Adunării Generale cu privire la intenția de realizare a altui sistem individual/condominal de încălzire;
 - ✦ Documentația tehnică care reconsideră ansamblul instalației termice avizată de furnizor.
 - c. Planuri de încadrarea în zonă, anexă la CU - 2 exemplare;
 - d. Planuri de situație al imobilului, scara 1:500 - 2 exemplare.

3. Durata de emiterie a avizului:

Se calculează la 15 zile lucrătoare de la data depunerii documentației complete la SC CET HIDROCARBURI SA. Avizul este valabil 1 an de la data emiterii.

4. Date de identificare beneficiar lucrare:

- Denumirea beneficiarului lucrării MUNICIPIUL ARAD
- Persoana de contact _____ Director general,ing.Ciulean Victor
- Număr de telefon _____ 0257/307766
- Nr.ordine de înregistrare la Oficiul Comerțului și anul (pentru firme) _____
- Codul fiscal (pentru firme) _____
- Contul (pentru firme) _____
- Banca(pentru firme) _____



Sunt de acord cu prelucrarea datelor cu caracter personal conform Regulamentului nr. 679/27.04.2016 adoptat de Parlamentul European și Consiliul Uniunii europene.

II. CONDIȚII TEHNICE ȘI RESPECȚII SPECIFICE LUCRĂRILOR / OBIECTIVULUI

- a) Amplasament Arad, Calea Iuliu Maniu , nr. 65 - 71
- b) Modificare Rețea/Branșament/racord (traseu, dimensiuni, cote) _____ NU _____
- c) Rețea/Branșament/racord nou (traseu, dimensiuni, cote) _____ NU _____
- d) Caracteristici tehnice care trebuie asigurate prin proiect _____

III. TAXA DE AVIZARE

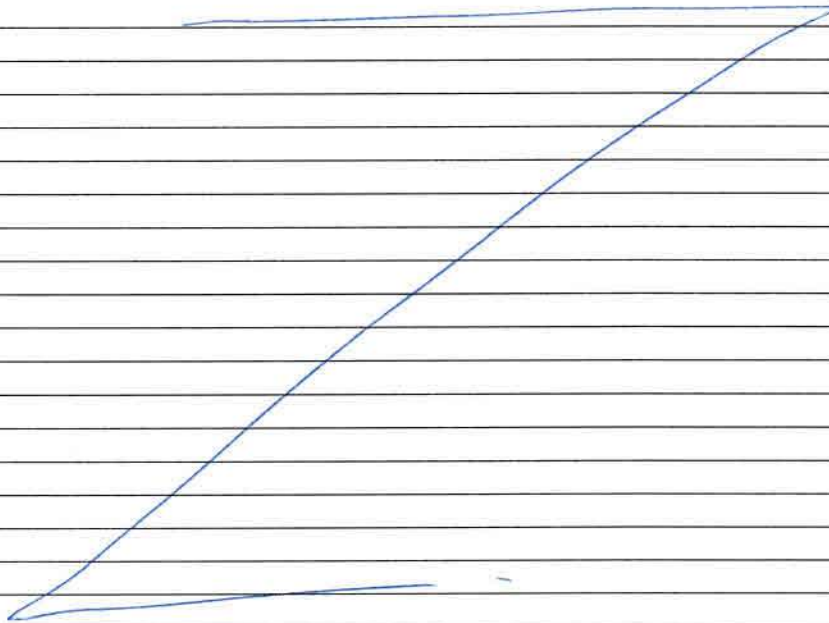
- Temei legal - Hotararea Consiliului Local al Municipiului Arad nr. 330/21.08.2020.
- Modalitatea de plată: casieria SC CET HIDROCARBURI SA.

Văzând specificările prezentate în FIȘA TEHNICĂ privind modul de îndeplinire a cerințelor de avizare, precum și documentația depusă pentru avizare, se acordă:

AVIZ FAVORABIL de AMPLASAMENT

Executării lucrărilor/obiectivului specificat în fișa tehnică fără/ cu următoarele condiții:

Fără condiții



Înainte de executarea lucrării, beneficiarul are obligația de a anunța și solicita asistență tehnică din partea SC CET HIDROCARBURI SA la numărul de telefon 0257-231367.

Data 18.08.2022

SC CET HIDROCARBURI SA

Director General
ing. Ciulean Victor

[Signature]

Șef Serviciu Tehnic Proiectare

ing. Meșter Claudia

[Signature]



Inginer Șef

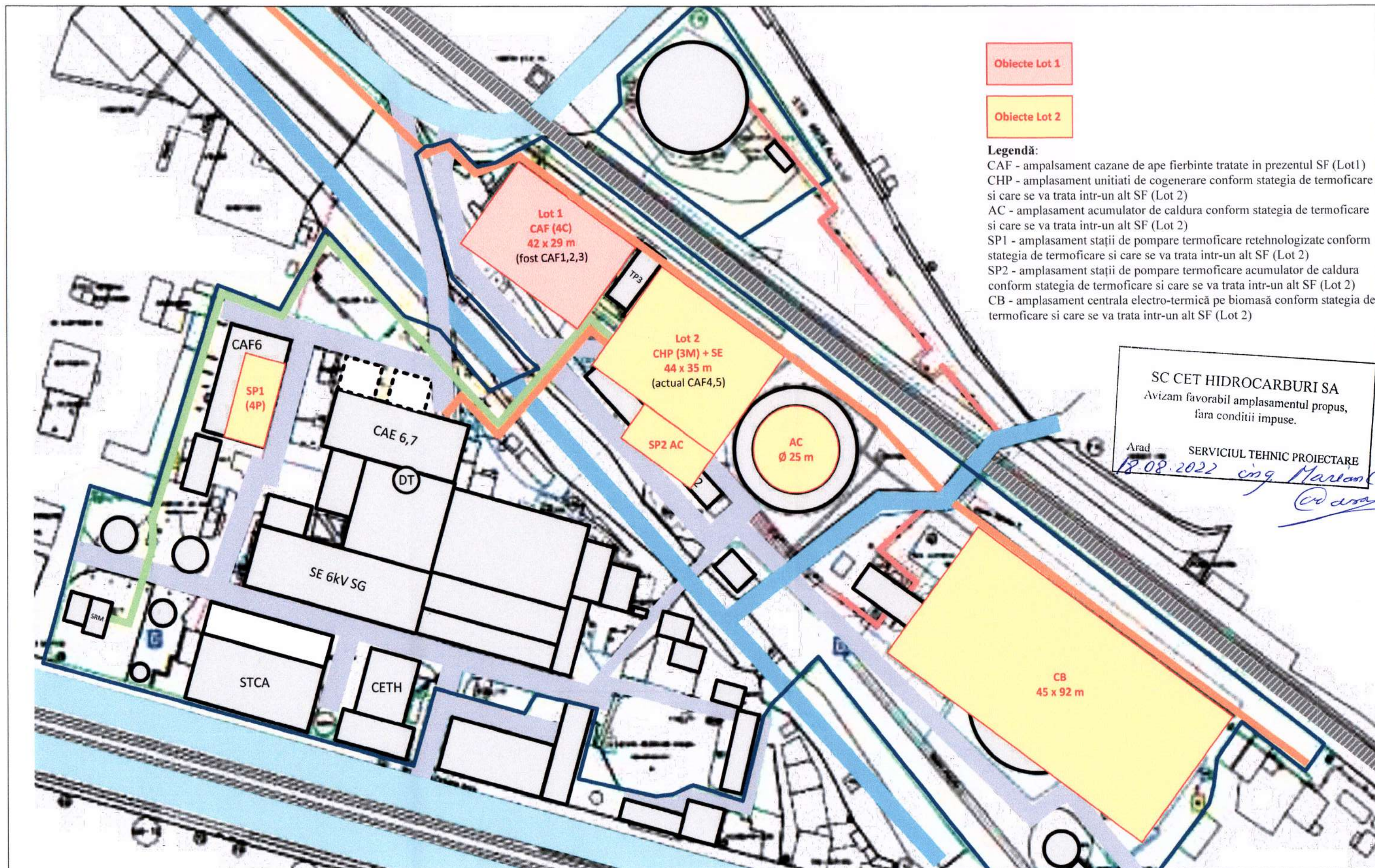
ing. Șandru Marius-Florin

[Signature]

Întocmit

tehnician Ilea Camelia

[Signature]



Obiecte Lot 1

Obiecte Lot 2

Legendă:
 CAF - amplasament cazane de ape fierbinte tratate in prezentul SF (Lot1)
 CHP - amplasament unitati de cogenerare conform strategia de termoficare si care se va trata intr-un alt SF (Lot 2)
 AC - amplasament acumulator de caldura conform strategia de termoficare si care se va trata intr-un alt SF (Lot 2)
 SP1 - amplasament stații de pompare termoficare re tehnologizate conform strategia de termoficare si care se va trata intr-un alt SF (Lot 2)
 SP2 - amplasament stații de pompare termoficare acumulator de caldura conform strategia de termoficare si care se va trata intr-un alt SF (Lot 2)
 CB - amplasament centrala electro-termică pe biomasa conform strategia de termoficare si care se va trata intr-un alt SF (Lot 2)

SC CET HIDROCARBURI SA
 Avizăm favorabil amplasamentul propus,
 fără condiții impuse.
 Arad 18.08.2022 *ing. Marșan*
 SERVICIUL TEHNIC PROIECTARE



Proiectant: PROARCOR CONSULTING Str. Fabricii Nr.2.77 Cluj Napoca 400620		Beneficiar: PRIMĂRIA ARAD		Proiect nr. MA-P2-SACET-SF2-2022 (594/420)	
Specificatie: Verificat		Nume: ing. A. Tamasu		Faza: AVIZE	
Proiectat: ing. Botond Biro		Semnatura: <i>[Signature]</i>		Titlu plansa: Plan general de situatie	
Desenat: ing. Botond Biro		Scara: %		Plansa nr. P01	
		Data: 2022			



Nr. 2486 / 22.08.2022

Catre: CET HIDROCARBURI S.A.

Adresa: Bd Iuliu Maniu, nr. 65-71, mun. Arad, județul Arad

Ref: aviz de principiu pentru studiu de fezabilitate

Urmare a adresei d-voastră nr.3068 din 18.08.2022 depusă la ANIF Filiala Teritorială de I.F. Arad cu nr.141 din 18.08.2022, prin care ne solicitați avizul de principiu, pentru investiția „Studiu de fezabilitate: Sursa de producere energie termica si electrica prin cogenerare de inalta eficienta”-faza SF, conform Certificatului de Urbanism nr.1214 din 14.07.2022 emis de Primaria Municipiului Arad, și a verificării în teren a documentației tehnice pentru identificarea amplasamentului față de lucrările de îmbunătățiri funciare, vă comunicăm că în principiu suntem de acord cu această investiție cu condiția ca la emiterea avizului tehnic ANIF în vederea obținerii autorizației de construire sa reveniti cu o nouă documentație.

Aceasta va cuprinde toate detaliile de execuție unde se vor respecta prevederile legale cu privire la zonele de protecție pentru lucrările de îmbunătățiri funciare, în conformitate cu Legea îmbunătățirilor funciare nr 138/2004 cu completările și modificările ulterioare și cu Ordinul nr 227/31.03.2006.

De asemenea vă rugăm sa ne prezentati planuri de situație cadastrale cu încadrare în zona sc.1:10000 sau 1:20000 pentru a identifica și reprezenta canalele de desecare (cu elementele hidraulice de care veți ține cont), canale aflate în administrarea ANIF-Filiala Teritorială de I.F. Arad.

Prezentul aviz de principiu nu ține loc de aviz/acord tehnic.

Director
Vlaicu Traian Hergane Ion





MINISTERUL SĂNĂTĂȚII
DIRECȚIA DE SĂNĂTATE PUBLICĂ A JUDEȚULUI ARAD

310036-Arad, str. Andrei Șaguna, nr. 1-3

Tel. 0257. 254. 438 ; Fax: 0257. 230. 010

web: www.dsparad.ro, e-mail: dspj.ar@rdslink.ro

Operator date cu caracter personal nr.34651

Nr. 375/18.08.2022

NOTIFICARE
de asistență de specialitate de sănătate publică

Date identificare solicitant și calitatea acestuia:

MUNICIPIUL ARAD

Localitatea: Arad, str. B-dul Revoluției, nr. 75 , jud. Arad

Date identificare obiectiv notificat:

Localitatea: Arad, str. Iuliu Maniu, nr. 65-71, jud. Arad

Activitatea/activitățile pentru care este notificat obiectivul:

„SURSĂ DE PRODUCȚIE ENERGIE TERMICĂ ȘI ELECTRICĂ PRIN COGENERARE DE ÎNALTĂ EFICIENȚĂ”

Faza : SF

Proiect: nr. MA-P2-SACET-SF2-2022

Proiectant: SC PROARCOR SRL

Numărul și data întocmirii referatului de evaluare: 999/18.08.2022. numele și prenumele specialistului, Drăgănescu Ionel, medic primar igienă.

În baza documentației aferente proiectului propus, s-au constatat următoarele:

- proiectul este în concordanță cu legislația națională privind condițiile de igienă și sănătate publică cu următoarea condiție:

Pentru obținerea notificării de asistență de specialitate de sănătate publică- faza DTAC/PAC, titularul va prezenta studiul de impact asupra sănătății publice, conform OMS nr. 119/2014 pentru aprobarea Normelor de igienă și sănătate publică privind mediul de viață al populației, art. 20.

Notificarea este valabilă atât timp cât nu se modifică datele din memoriul tehnic și proiect.

DIRECTOR EXECUTIV
DR. POTOLIA GEANINA



ȘEF DEPARTAMENT SUPRAVEGHERE
ÎN SĂNĂTATE PUBLICĂ
DR. CÎTU MIHELA MARGARETA

Înt/Red: Dr. Drăgănescu Ionel, medic primar igienă

Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9 Studiu de fezabilitate)

Anexe

- Volum 2.2-

Proiect:

„Sursă de producere a energiei termice și electrice prin cogenerare de înaltă eficiență”

Implementare proiect la sursă CETH Arad

Nr/Dată contract Proiect:

MA-P2-SACET-SF2-2022 / 17.08.2022

R02 / 01.09.2022

Beneficiar:

UAT Municipiul Arad

Beneficiar final/ Operator

S.C. „Centrala Electrică de Termoficare Hidrocarburi S.A.”

Elaborator:

Proarcor SRL

Contract:

26D/ 17.08.2022

STUDIU DE FEZABILITATE

Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență

Implementare proiect la sursă CETH Arad

Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.2



Notă explicativă

Prezenta documente reprezintă VOLUMUL 2.2 a documentației tehnice predate în cadrul contractului de prestări servicii nr. 26D din 17.08.2022: Servicii de elaborare studiu de fezabilitate (SF) pentru proiectul de investiții:

„ Sursă de producere energie termică și electrică prin cogenerare de înaltă eficiență”

Volumul 1 : Studiu de fezabilitate (Piese scrise, piese desenate și anexe)

Volumul 2 : Analiza cost beneficiu (Capitol 9 Studiu de fezabilitate),

Cuprins din 2 documente distincte:

Volum 2.1- Memoriu justificativ

Volum 2.2- Anexe

Cuprins

Notă explicativă	2
Anexa 1 – Situația centralizatoare a costurilor – Varianta fără proiect	5
Anexa 2 – Evoluția indicelui mediu al prețurilor energiei conform ordin ANRE 78/2022 – Scenariu S1, S2	6
Anexa 3 - Evoluția salariului de bază mediu net (lei/lună) - Scenariu S1, S2.....	7
Anexa 4a – Situația centralizatoare a costurilor - scenariul cu proiect S1.....	7
Anexa 4b - Situația centralizatoare a costurilor - Scenariu S2	10
Anexa 5a - Cheltuieli salariale Scenarii S1, S2 – varianta cu proiect.....	11
Anexa 5b - Servicii cu tertii Scenarii S1, S2 – varianta cu proiect.....	12
Anexa 5c1 - Energie termica - Scenariu SR	13
Anexa 5c2 - Energie electrica - Scenariu SR.....	13
Anexa 5d - Energie termica si electrica - Scenariu S1.....	13
Anexa 5e1 - Energie termica - Scenariu S2	14
Anexa 5e2 - Energie electrica - Scenariu S2	14
Anexa 5f1,2,3 - Materii prime SR, S1, S2	15
Anexa 5f4 - Materii prime -preț unitar	16
Anexa 5f5 - Materii prime -Consum propriu en. El.....	16
Anexa 5g1,2,3 - Emisii CO2 Scenariul SR, S1, S2	17
Anexa 5g4,5 – Cheltuieli diverse.....	19
Anexa 5h - Preț reglementat energie electrică/Ordin ANRE nr. 85 din 15.06.2022 / Prognoza de lungă durată	19
Anexa 5i - Preț certificat CO2	20
Anexa 5j - Centralizator date Variantă fără proiect	22
Anexa 5k - Centralizator date Scenariul S1	24
Anexa 5l - Centralizator date Scenariul S2.....	26
Anexa 6a - Situația centralizatoare a intrărilor - Scenariu S1.....	28
Anexa 6b - Situația centralizatoare a intrărilor - Scenariu S2	29
Anexa 6c - Situația centralizatoare a intrărilor - Scenariu fără proiect.....	30
Anexa 7a - Centralizator energie termică și energie electrică Scenariu SR	31
Anexa 7b - Centralizator energie termică și energie electrică S1	32
Anexa 7c - Centralizator energie termică și energie electrică S2	33
Anexa 8a - Indicatori de rentabilitate financiară - Scenariul 1	34
Anexa 8b - Indicatori de rentabilitate financiară - Scenariul 2.....	36
Analiza economică.....	38
Anexa 9a – Situația cheltuielilor după conversia prețurilor în analiza economică– Scenariu S1.....	38

STUDIU DE FEZABILITATE

Sursă de producere a energiei termice și electrice

prin cogenerare de înaltă eficiență

Implementare proiect la sursă CETH Arad

Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.2



Anexa 9b – Situația cheltuielilor după conversia prețurilor în analiza economică – Scenariu S2	39
Anexa 10a Situația veniturilor după conversia prețurilor în analiza economică - Scenariu S1	40
Anexa 10b Situația veniturilor după conversia prețurilor în analiza economică - Scenariu S2.....	40
Anexa 11a Previzionare externalități Scenariul S1	41
Anexa 11b Previzionare externalități Scenariul S2	42
Anexa 12a Beneficii economice Scenariul S1	43
Anexa 12b Beneficii economic Scenariul S2.....	43
Anexa 13a Indicatori de rentabilitate economică - Scenariul 1	44
Anexa 13b Indicatori de rentabilitate economică - Scenariul 2	47
Analiza de senzitivității (Anexele 14, 15, 16, 17, 18).....	48
Analize de risc (Anexa 20, 21, 22, 23)	105
Anexa 24 – Analiza financiară.....	114
Anexa 25 – Analiza economică	115
Anexa 26a Indicatori financiari	115
Anexa 26b Indicatori economici	116
Anexa 27: Grafic de execuție.....	117
Anexa 28: Deviz general scenariu S1	120
Anexa 29: Deviz general Scenariu S2	126
Anexa 30 Date SACET	131
Anexa 31 Date Devize pe obiect.....	132
Anexa 32 Centralizator Deviz general S1/S2	Eroare! Marcaj în document nedefinit.
Anexa 33 Date Finantare PNRR	134
Anexa 34 Tabel eficiență – indicatori de emisii	135
Anexa 35 Cheltuieli de investitie Scenariu S1	136
Anexa 36 Cheltuieli de investitie Scenariu S2.....	136
Anexa 37 Praguri emisii PNRR	137
Anexa 38	138

Anexa 1 – Situația centralizatoare a costurilor – Varianta fără proiect

	Anexa 1	Situația centralizatoare a costurilor - Varianta fara proiect SR								
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Costuri variabile	0	0	0	0	201.799	205.323	208.915	212.566	216.285	220.072
mat. prime	0	0	0	0	157.555	160.704	163.921	167.198	170.542	173.954
CO2	0	0	0	0	33.732	34.107	34.482	34.857	35.232	35.606
En.el+ En.Term.	0	0	0	0	10.512	10.512	10.512	10.512	10.512	10.512
Costuri fixe	0	0	0	0	31.191	32.023	32.886	33.782	34.712	35.678
Cheltuieli de op. Ment.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Salarii	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
servicii cu terți	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Diverse	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
amortizare	0	0	0	0	6.264	6.264	6.264	6.264	6.264	6.264
Dobanzi	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL CHELTUIELI	0	0	0	0	232.990	237.346	241.801	246.348	250.997	255.750
Cheltuieli fara mat.prime	0	0	0	0	75.435	76.642	77.880	79.151	80.456	81.796

Situatia centralizatoare a costurilor - Varianta fara proiect SR

	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
Costuri variabile	223,926	227,848	231,844	235,908	240,051	244,265	248,557	252,929	257,383	261,915	374,231
mat. prime	177,433	180,980	184,601	188,290	192,058	195,897	199,815	203,812	207,891	212,049	320,441
CO2	35,981	36,356	36,731	37,106	37,480	37,855	38,230	38,605	38,980	39,354	43,278
En.el+ En.Term.	10,512	10,512	10,512	10,512	10,512	10,512	10,512	10,512	10,512	10,512	10,512
Costuri fixe	36,681	37,723	38,805	39,929	41,097	42,311	43,573	44,884	46,248	47,665	47,665
Cheltuieli de op. Ment.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	41,401
Salarii	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	20,873
servicii cu terți	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2,398
Diverse	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	18,129
amortizare	6,264	6,264	6,264	6,264	6,264	6,264	6,264	6,264	6,264	6,264	6,264
Dobanzi	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL CHELTUIELI	260,607	265,570	270,649	275,837	281,148	286,576	292,130	297,813	303,630	309,580	421,896
Cheltuieli fara mat.prime	83,174	84,591	86,048	87,547	89,090	90,678	92,315	94,001	95,739	97,532	101,455

Anexa 2 – Evoluția indicelui mediu al prețurilor energiei conform ordin ANRE 78/2022 – Scenariu S1, S2

Anexa 2 Evoluția indicelui mediu al prețurilor energiei conform ordin ANRE 78/2022 - Scenariu S1, S2

An	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
nr.	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Indice mediu	1,000	2,320	2,280	2,250	2,300	2,300	2,300	2,300	2,300	2,300

Anexa 2 Evoluția indicelui mediu al prețurilor energiei conform ordin ANRE 78/2022 - Scenariu S1, S2

An	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
nr.	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
Indice mediu	2,300	2,300	2,300	2,300	2,300	2,300	2,300	2,300	2,300	2,300	2,300

Anexa 3 - Evolutia salariului de bază mediu net (lei/lună) - Scenariu S1, S2

Anexa 3 Evolutia salariului de baza mediu net (lei/luna) - Scenariu S1, S2										
An	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
nr.	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Evolutie (%)	6,2	5,6	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8
Salariu de baza mediu net (lei/luna)	5.500	6.147	6.442	6.751	7.075	7.415	7.771	8.144	8.535	8.944

Anexa 3 Evolutia salariului de baza mediu net (lei/luna) - Scenariu S1, S2											
An	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
nr.	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
Evolutie (%)	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8
Salariu de baza mediu net (lei/luna)	9,374	9,824	10,295	10,789	11,307	11,850	12,419	13,015	13,640	14,294	14,981

Anexa 4a – Situația centralizatoare a costurilor - scenariul cu proiect S1

STUDIU DE FEZABILITATE
Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență
Implementare proiect la sursă CETH Arad
Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.2



Anexa 4a Situația centralizatoare a costurilor - Scenariu S1										
Costuri/ An	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Costuri variabile	0,00	0,00	0	0	234889	234906	239255	243684	248390	253190
mat. prime	0,00	0,00	0,0	0,0	191.760,6	191.083,1	194.723,9	198.430,6	202.399,6	206.448,6
CO2	0,00	0,00	0	0	34719	35413	36121	36844	37581	38332
En.eI+ En.Term.	0,00	0,00	0,00	0,00	8.409,60	8.409,60	8.409,60	8.409,60	8.409,60	8.409,60
Cheltuieli de op. Ment.	0,00	0,00	0,00	0,00	37.857,67	39.194,72	40.587,59	42.038,77	43.550,84	45.126,55
Salarii	0,00	0,00	0,00	0,00	20.886,39	21.888,94	22.939,61	24.040,71	25.194,66	26.404,01
servicii cu terți	0,00	0,00	0,00	0,00	14.544	14.878,28	15.220,48	15.570,56	15.928,68	16.295,04
Diverse	0,00	0,00	0,00	0,00	2.427,50	2.427,50	2.427,50	2.427,50	2.427,50	2.427,50
amortizare	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Dobanzi	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TOTAL CHELTUIELI	0,00	0,00	0,00	0,00	272.746,50	274.100,40	279.842,36	285.722,65	291.940,56	298.316,94
Cheltuieli fara mat.prime	0,00	0,00	0,00	0,00	80.985,88	83.017,30	85.118,43	87.292,03	89.540,98	91.868,29

STUDIU DE FEZABILITATE
Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență
Implementare proiect la sursă CETH Arad
Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.2



Anexa 4a											
Situația centralizatoare a costurilor - Scenariu S1											
Costuri/ An	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
Costuri variabile	258086	263077	268173	273365	278667	284069	289583	295206	300946	306796	312763
mat. prime	210,577.8	214,787.0	219,085.3	223,463.6	227,935.4	232,491.7	237,141.4	241,884.6	246,725.7	251,660.2	256,692.6
CO2	39099	39881	40678	41492	42322	43168	44032	44912	45810	46727	47661
En.el+ En.Term.	8,409.60	8,409.60	8,409.60	8,409.60	8,409.60	8,409.60	8,409.60	8,409.60	8,409.60	8,409.60	8,409.60
Cheltuieli de op. Ment.	46,768.72	48,480.36	50,264.56	52,124.61	54,063.90	56,086.02	58,194.70	60,393.86	62,687.59	65,080.18	67,576.12
Salarii	27,671.40	28,999.63	30,391.61	31,850.40	33,379.22	34,981.43	36,660.54	38,420.24	40,264.41	42,197.10	44,222.57
servicii cu terți	16,669.82	17,053.23	17,445.45	17,846.70	18,257.17	18,677.09	19,106.66	19,546.11	19,995.68	20,455.58	20,926.05
Diverse	2,427.50	2,427.50	2,427.50	2,427.50	2,427.50	2,427.50	2,427.50	2,427.50	2,427.50	2,427.50	2,427.50
amortizare	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Dobanzi	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TOTAL CHELTUIELI	304,854.91	311,557.76	318,437.81	325,489.75	332,730.65	340,155.50	347,777.29	355,600.27	363,633.32	371,876.63	380,339.51
Cheltuieli fara mat.prime	94,277.11	96,770.72	99,352.55	102,026.16	104,795.29	107,663.84	110,635.89	113,715.68	116,907.65	120,216.46	123,646.93

Anexa 4b - Situația centralizatoare a costurilor - Scenariu S2

Anexa 4b. Situatia centralizatoare a costurilor - Scenariu S2										
Costuri/ An	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Costuri variabile	0,00	0,00	0,00	0,00	271.820,45	268.309,32	273.387,21	278.558,59	284.032,07	289.615,88
mat. prime	0,00	0,00	0,00	0,00	232.725,97	228.531,06	232.911,51	237.371,48	242.119,33	246.963,00
CO2	0,00	0,00	0,00	0,00	34.188,88	34.872,65	35.570,11	36.281,51	37.007,14	37.747,28
En.el+ En.Term.	0,00	0,00	0,00	0,00	4.905,60	4.905,60	4.905,60	4.905,60	4.905,60	4.905,60
Costuri fixe	0,00	0,00	0,00	0,00	37.725,63	39.062,68	40.455,55	41.906,72	43.418,80	44.994,51
Cheltuieli de op. Ment.	0,00	0,00	0,00	0,00	37.725,63	39.062,68	40.455,55	41.906,72	43.418,80	44.994,51
Salarii	0,00	0,00	0,00	0,00	20.886,39	21.888,94	22.939,61	24.040,71	25.194,66	26.404,01
servicii cu terți	0,00	0,00	0,00	0,00	14.543,78	14.878,28	15.220,48	15.570,56	15.928,68	16.295,04
Diverse	0,00	0,00	0,00	0,00	2.295,46	2.295,46	2.295,46	2.295,46	2.295,46	2.295,46
amortizare	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Dobanzi	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TOTAL CHELTUIELI	0,00	0,00	0,00	0,00	309.546,08	307.372,00	313.842,77	320.465,31	327.450,88	334.610,39

STUDIU DE FEZABILITATE
Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență
Implementare proiect la sursă CETH Arad
Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.2



Anexa 4b											
Situatia centralizatoare a costurilor - Scenariu S2											
Costuri/ An	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
Costuri variabile	295,310.30	301,115.63	307,042.81	313,081.51	319,248.00	325,531.98	331,944.40	338,485.60	345,161.25	351,966.36	358,906.62
mat. prime	251,902.47	256,937.75	262,079.49	267,317.03	272,666.35	278,116.81	283,679.04	289,353.04	295,144.15	301,047.03	307,067.01
CO2	38,502.23	39,272.27	40,057.72	40,858.87	41,676.05	42,509.57	43,359.76	44,226.96	45,111.50	46,013.73	46,934.00
En.e!+ En.Term.	4,905.60	4,905.60	4,905.60	4,905.60	4,905.60	4,905.60	4,905.60	4,905.60	4,905.60	4,905.60	4,905.60
Costuri fixe	46,636.68	48,348.32	50,132.52	51,992.57	53,931.86	55,953.98	58,062.66	60,261.82	62,555.55	64,948.14	67,444.08
Cheltuieli de op. Ment.	46,636.68	48,348.32	50,132.52	51,992.57	53,931.86	55,953.98	58,062.66	60,261.82	62,555.55	64,948.14	67,444.08
Salarii	27,671.40	28,999.63	30,391.61	31,850.40	33,379.22	34,981.43	36,660.54	38,420.24	40,264.41	42,197.10	44,222.57
servicii cu terți	16,669.82	17,053.23	17,445.45	17,846.70	18,257.17	18,677.09	19,106.66	19,546.11	19,995.68	20,455.58	20,926.05
Diverse	2,295.46	2,295.46	2,295.46	2,295.46	2,295.46	2,295.46	2,295.46	2,295.46	2,295.46	2,295.46	2,295.46
amortizare	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Dobanzi	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TOTAL CHELTUIELI	341,946.98	349,463.94	357,175.33	365,074.07	373,179.86	381,485.95	390,007.06	398,747.42	407,716.80	416,914.50	426,350.70

Anexa 5a - Cheltuieli salariale Scenarii S1, S2 – varianta cu proiect

Anexa 5a Cheltuieli salariale Scenarii S1, S2 – varianta cu proiect										
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Sursa	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Operare (angajati)	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246
Salarii (mii lei/an)	16.236,00	18.145,94	19.016,95	19.930	20.886	21.889	22.940	24.041	25.195	26.404
Total	16.236,00	18.145,94	19.016,95	19.930	20.886	21.889	22.940	24.041	25.195	26.404

STUDIU DE FEZABILITATE
Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență
Implementare proiect la sursă CETH Arad
Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.2



Anexa 5a											
Cheltuieli salariale Scenarii S1, S2 – varianta cu proiect											
	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Sursa	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
Operare (angajati)	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246
Salarii (mii lei/an)	27,671	29,000	30,392	31,850	33,379	34,981	36,661	38,420	40,264	42,197	44,223
Total	27,671	29,000	30,392	31,850	33,379	34,981	36,661	38,420	40,264	42,197	44,223

Anexa 5b - Servicii cu tertii Scenarii S1, S2 – varianta cu proiect

Anexa 5b Servicii cu tertii Scenarii S1, S2 – varianta cu proiect											
Categorie	Mod de calcul	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
		mii lei/an	mii lei/an	mii lei/an	mii lei/an	mii lei/an	mii lei/an	mii lei/an	mii lei/an	mii lei/an	mii lei/an
S1 Sursa (mii lei)	485500304,5										
Operare	Mentenanță 0,5%; 2%	0	12.138	12.414	12.694	12.986	13.284	13.590	13.902	14.222	14.549
Tehnic, Administrativ	Asigurare 0,3%	0	1.457	1.490	1.523	1.558	1.594	1.631	1.668	1.707	1.746
Costuri		0	13.594	13.904	14.217	14.544	14.878	15.220	15.571	15.929	16.295
S2 Sursa (mii lei)	459092160,5										
Operare	Mentenanță 0,5%; 2%	0	11.477	11.739	12.003	12.279	12.562	12.851	13.146	13.448	13.758
Tehnic, Administrativ	Asigurare 0,3%	0	1.377	1.409	1.440	1.474	1.507	1.542	1.578	1.614	1.651
Costuri		0	12.855	13.148	13.443	13.753	14.069	14.393	14.724	15.062	15.409
SACET (mii lei)	0,00										
Operare	Mentenanță 0,05%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Tehnic, Administrativ	Asigurare 0,05%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Costuri		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total		0	26.449	27.052	27.660	28.296	28.947	29.613	30.294	30.991	31.704

Anexa 5b

Servicii cu tertii Scenarii S1, S2 – varianta cu proiect												
Categorie	Mod de calcul	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
		mii lei/an	mii lei/an	mii lei/an	mii lei/an	mii lei/an	mii lei/an	mii lei/an	mii lei/an	mii lei/an	mii lei/an	mii lei/an
S1 Sursa (mii lei)	485500304,5											
Operare	Mentenanță 0,5%; 2%	14,884	15,226	15,576	15,935	16,301	16,676	17,060	17,452	17,853	18,264	18,684
Tehnic, Administrativ	Asigurare 0,3%	1,786	1,827	1,869	1,912	1,956	2,001	2,047	2,094	2,142	2,192	2,242
Costuri		16,670	17,053	17,445	17,847	18,257	18,677	19,107	19,546	19,996	20,456	20,926
S2 Sursa (mii lei)	459092160,5											
Operare	Mentenanță 0,5%; 2%	14,074	14,398	14,729	15,068	15,414	15,769	16,132	16,503	16,882	17,270	17,668
Tehnic, Administrativ	Asigurare 0,3%	1,689	1,728	1,767	1,808	1,850	1,892	1,936	1,980	2,026	2,072	2,120
Costuri		15,763	16,126	16,497	16,876	17,264	17,661	18,067	18,483	18,908	19,343	19,788
SACET (mii lei)	0,00											
Operare	Mentenanță 0,05%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Tehnic, Administrativ	Asigurare 0,05%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Costuri		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total		32,433	33,179	33,942	34,723	35,521	36,338	37,174	38,029	38,904	39,798	40,714

Anexa 5c1 - Energie termica - Scenariu SR

Anexa 5c1 Energie termica - Scenariu SR											
SR	UM/ AN	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
BE Cogenerare motoare	MWh/an	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cazane CAF	MWh/an	318.679	318.679	318.679	318.679	318.679	318.679	318.679	318.679	318.679	318.679
Ucogbio	MWh/an	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total „la gard“	MWh/an	318.679	318.679	318.679	318.679	318.679	318.679	318.679	318.679	318.679	318.679

Anexa 5c1												
Energie termica - Scenariu SR												
SR	UM/ AN	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
BE Cogenerare motoare	MWh/an	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cazane CAF	MWh/an	318,679	318,679	318,679	318,679	318,679	318,679	318,679	318,679	318,679	318,679	318,679
Ucogbio	MWh/an	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total „la gard“	MWh/an	318,679	318,679	318,679	318,679	318,679	318,679	318,679	318,679	318,679	318,679	318,679

Anexa 5c2 - Energie electrica - Scenariu SR

Anexa 5c2												
Energie electrica - Scenariu SR												
SR	UM/ AN	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Cogenerare	MWh/an	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cazane CAF	MWh/an	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ucogbio	MWh/an	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total „la gard“	MWh/an	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Energie electrica - Scenariu SR												
SR	UM/ AN	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Cogenerare	MWh/an	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cazane CAF	MWh/an	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ucogbio	MWh/an	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total „la gard“	MWh/an	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Anexa 5d - Energie termica si electrica - Scenariu S1

S1	UM/ AN	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
BE Cogenerare motoare	MWh/an	0	0	0	0	147.852	137.017	136.584	136.155	136.155	136.155
Cazane CAF	MWh/an	0	0	0	0	124.626	135.462	135.895	136.324	136.324	136.324
Ucogbio	MWh/an	0	0	0	0	46.200	46.200	46.200	46.200	46.200	46.200
Total „la gard“	MWh/an	0	0	0	0	318.679	318.679	318.679	318.679	318.679	318.679

STUDIU DE FEZABILITATE
Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență
Implementare proiect la sursă CETH Arad
Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.2



Energie electrica Scenariu S1											
S1	UM/ AN	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
BE Cogenerare motoare	MWh/an	0	0	0	0	137.648	129.133	128.793	128.455	128.455	128.455
Cazane CAF	MWh/an	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ucogbio	MWh/an	0	0	0	0	15.264	15.264	15.264	15.264	15.264	15.264
Total „la gard“	MWh/an	0	0	0	0	152.912	144.397	144.057	143.719	143.719	143.719
Total „la gard“	MWh/an	0	0	0	0	152.912	144.397	144.057	143.719	143.719	143.719

Anexa 5e1 - Energie termica - Scenariu S2

S2	UM/ AN	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
BE Cogenerare motoare	MWh/an	0	0	0	0	147.852	137.017	136.584	136.155	136.155	136.155
Cazane CAF	MWh/an	0	0	0	0	124.626	135.462	135.895	136.324	136.324	136.324
Ucogbio	MWh/an	0	0	0	0	46.200	46.200	46.200	46.200	46.200	46.200
Total „la gard“	MWh/an	0	0	0	0	318.679	318.679	318.679	318.679	318.679	318.679

Energie termica - Scenariu S2

S2	UM/ AN	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
BE Cogenerare motoare	MWh/an	136,155	136,155	136,155	136,155	136,155	136,155	136,155	136,155	136,155	136,155	136,155
Cazane CAF	MWh/an	136,324	136,324	136,324	136,324	136,324	136,324	136,324	136,324	136,324	136,324	136,324
Ucogbio	MWh/an	46,200	46,200	46,200	46,200	46,200	46,200	46,200	46,200	46,200	46,200	46,200
Total „la gard“	MWh/an	318,679	318,679	318,679	318,679	318,679	318,679	318,679	318,679	318,679	318,679	318,679

Anexa 5e2 - Energie electrica - Scenariu S2

S2	UM/ AN	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
BE Cogenerare motoare	MWh/an	0	0	0	0	183.545	172.483	172.040	171.602	171.602	171.602
Cazane CAF	MWh/an	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ucogbio	MWh/an	0	0	0	0	15.120	15.120	15.120	15.120	15.120	15.120
Total „la gard“	MWh/an	0	0	0	0	198.665	187.603	187.160	186.722	186.722	186.722

Energie electrica - Scenariu S2

S2	UM/ AN	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
BE Cogenerare motoare	MWh/an	171,602	171,602	171,602	171,602	171,602	171,602	171,602	171,602	171,602	171,602	171,602
Cazane CAF	MWh/an	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ucogbio	MWh/an	15,120	15,120	15,120	15,120	15,120	15,120	15,120	15,120	15,120	15,120	15,120
Total „la gard“	MWh/an	186,722	186,722	186,722	186,722	186,722	186,722	186,722	186,722	186,722	186,722	186,722

Anexa 5f1,2,3 - Materii prime SR, S1, S2

		Anexa 5f 3									
		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Materii prime SR		mii lei/an	mii lei/an	mii lei/an	mii lei/an	mii lei/an	mii lei/an	mii lei/an	mii lei/an	mii lei/an	mii lei/an
Biomasa		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Gaz natural		0,00	0,00	0,00	0,00	157.554,78	160.704,07	163.920,86	167.197,62	170.541,88	173.953,61
Total		0,00	0,00	0,00	0,00	157.554,78	160.704,07	163.920,86	167.197,62	170.541,88	173.953,61

Materii prime SR	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
	mii lei/an	mii lei/an	mii lei/an	mii lei/an	mii lei/an	mii lei/an	mii lei/an	mii lei/an	mii lei/an	mii lei/an	mii lei/an
Biomasa	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Gaz natural	177,432.84	180,979.54	184,601.23	188,290.41	192,058.32	195,897.46	199,815.33	203,811.94	207,891.03	212,048.85	216,289.15
Total	177,432.84	180,979.54	184,601.23	188,290.41	192,058.32	195,897.46	199,815.33	203,811.94	207,891.03	212,048.85	216,289.15

Scenariu S1		Anexa 5f 1									
		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Materii prime S1		mii lei/an	mii lei/an	mii lei/an	mii lei/an	mii lei/an	mii lei/an	mii lei/an	mii lei/an	mii lei/an	mii lei/an
Biomasa		0,00	0,00	0,00	0,00	23.481,48	23.950,84	24.430,26	24.918,62	25.417,04	25.925,52
Gaz natural		0,00	0,00	0,00	0,00	191.760,62	191.083,09	194.723,93	198.430,62	202.399,58	206.448,64
Total		0,00	0,00	0,00	0,00	215.242,10	215.033,94	219.154,20	223.349,24	227.816,62	232.374,16

Materii prime S1	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
	mii lei/an	mii lei/an	mii lei/an	mii lei/an	mii lei/an	mii lei/an	mii lei/an	mii lei/an	mii lei/an	mii lei/an	mii lei/an
Biomasa	26,444.05	26,972.64	27,512.40	28,062.23	28,623.78	29,195.96	29,779.87	30,375.51	30,983.44	31,603.11	32,235.07
Gaz natural	210,577.80	214,787.04	219,085.27	223,463.59	227,935.36	232,491.66	237,141.41	241,884.59	246,725.66	251,660.18	256,692.58
Total	237,021.84	241,759.68	246,597.67	251,525.82	256,559.14	261,687.62	266,921.27	272,260.10	277,709.11	283,263.29	288,927.65

		Anexa 5f 2									
		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Materii prime S2		mii lei/an	mii lei/an	mii lei/an	mii lei/an	mii lei/an	mii lei/an	mii lei/an	mii lei/an	mii lei/an	mii lei/an
Biomasa		0,00	0,00	0,00	0,00	23.426,47	19.803,17	20.199,56	20.603,35	21.015,46	21.435,88
Gaz natural		0,00	0,00	0,00	0,00	209.299,50	208.727,89	212.711,94	216.768,13	221.103,88	225.527,12
Total		0,00	0,00	0,00	0,00	232.725,97	228.531,06	232.911,51	237.371,48	242.119,33	246.963,00

STUDIUL DE FEZABILITATE
Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență
Implementare proiect la sursă CETH Arad
Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.2



Materii prime S2	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
	mii lei/an	mii lei/an	mii lei/an	mii lei/an	mii lei/an	mii lei/an	mii lei/an	mii lei/an	mii lei/an	mii lei/an	mii lei/an
Biomasa	21,864.61	22,301.66	22,747.96	23,202.56	23,666.87	24,139.96	24,622.75	25,115.24	25,617.90	26,130.26	26,652.78
Gaz natural	230,037.86	234,636.09	239,331.53	244,114.47	248,999.48	253,976.84	259,056.28	264,237.80	269,526.25	274,916.77	280,414.23
Total	251,902.47	256,937.75	262,079.49	267,317.03	272,666.35	278,116.81	283,679.04	289,353.04	295,144.15	301,047.03	307,067.01

Anexa 5f4 - Materii prime -preț unitar

Anexa 5f 4 Pret combustibil												
		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
Biomasa	lei/MWh	0,00	0,00	323,14	329,60	336,19	342,91	349,78	356,77	363,90	371,18	
Gaz natural	lei/MWh	396,00	396,00	403,92	412,00	420,24	428,64	437,22	445,96	454,88	463,98	
Anexa 5f 4		2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Biomasa	lei/MWh	378.61	386.18	393.90	401.78	409.82	418.01	426.37	434.90	443.60	452.47	461.52
Gaz natural	lei/MWh	473.26	482.72	492.38	502.22	512.27	522.51	532.96	543.62	554.50	565.59	576.90

Anexa 5f5 - Materii prime -Consum propriu en. EI.

Anexa 5f 5 Consum propriu en. EI.							
	UM	2022	2023	2024	2025	2026	2027
	mii lei/an	mii lei/an	mii lei/an	mii lei/an	mii lei/an	mii lei/an	mii lei/an
S1	0,00	0,00	0,00	0,00	8.409,60	8.409,60	8.409,60
S2	0,00	0,00	0,00	0,00	4.905,60	4.905,60	4.905,60
SR	10.512,00	10.512,00	10.512,00	10.512,00	10.512,00	10.512,00	10.512,00
SR-S1	10.512,00	10.512,00	10.512,00	10.512,00	2.102,40	2.102,40	2.102,40
SR-S2	10.512,00	10.512,00	10.512,00	10.512,00	5.606,40	5.606,40	5.606,40

STUDIU DE FEZABILITATE
Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență
Implementare proiect la sursă CETH Arad
Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.2



	UM	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	Total
	mii lei/an	mii lei/an	mii lei/an	mii lei/an	mii lei/an	mii lei/an	mii lei/an	mii lei/an	mii lei/an	mii lei/an	mii lei/an	mii lei/an	mii lei/an
S1	0.00	8,409.60	8,409.60	8,409.60	8,409.60	8,409.60	8,409.60	8,409.60	8,409.60	8,409.60	8,409.60	8,409.60	142,963.20
S2	0.00	4,905.60	4,905.60	4,905.60	4,905.60	4,905.60	4,905.60	4,905.60	4,905.60	4,905.60	4,905.60	4,905.60	83,395.20
SR	10,512.00	10,512.00	10,512.00	10,512.00	10,512.00	10,512.00	10,512.00	10,512.00	10,512.00	10,512.00	10,512.00	10,512.00	220,752.00
SR-S1	10,512.00	2,102.40	2,102.40	2,102.40	2,102.40	2,102.40	2,102.40	2,102.40	2,102.40	2,102.40	2,102.40	2,102.40	77,788.80
SR-S2	10,512.00	5,606.40	5,606.40	5,606.40	5,606.40	5,606.40	5,606.40	5,606.40	5,606.40	5,606.40	5,606.40	5,606.40	137,356.80

Anexa 5g1,2,3 - Emisii CO2 Scenariul SR, S1, S2

Anexa 5g3 Emisii CO2 Scenariul SR											
Emisii CO2	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
Biomasa (MWh/an)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Gaz natural (MWh/an)	0,00	0,00	0,00	30,00	374916	374916	374916	374916	374916	374916	374916
Cantitate (t/an)	0,00	0,00	0,00	85,00	75.718,07	75.718,07	75.718,07	75.718,07	75.718,07	75.718,07	75.718,07
Pret (€/t)	53,70	87,00	88,00	89,00	90,00	91,00	92,00	93,00	94,00	95,00	
Pret (lei/t)	265,82	430,65	435,60	440,55	445,50	450,45	455,40	460,35	465,30	470,25	
lei/an)	0,00	0,00	0,00	37,45	33.732,40	34.107,21	34.482,01	34.856,82	35.231,62	35.606,42	

Emisii CO2 Scenariul SR											
Emisii CO2	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Biomasa (MWh/an)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Gaz natural (MWh/an)	374916	374916	374916	374916	374916	374916	374916	374916	374916	374916	374916
Cantitate (t/an)	75,718.07	75,718.07	75,718.07	75,718.07	75,718.07	75,718.07	75,718.07	75,718.07	75,718.07	75,718.07	75,718.07
Pret (€/t)	96.00	97.00	98.00	99.00	100.00	101.00	102.00	103.00	104.00	105.00	106.00
Pret (lei/t)	475.20	480.15	485.10	490.05	495.00	499.95	504.90	509.85	514.80	519.75	524.70
Total cheltuieli (mii lei/an)	35,981.23	36,356.03	36,730.84	37,105.64	37,480.45	37,855.25	38,230.06	38,604.86	38,979.66	39,354.47	39,729.27

STUDIU DE FEZABILITATE
Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență
Implementare proiect la sursă CETH Arad
Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.2



Anexa 5g1 Emisii CO2 Scenariul S1										
Emisii CO2	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Biomasa (MWh/an)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Gaz natural (MWh/an)	0,00	0,00	0,00	0,00	456312	445789	445368	444952	444952	444952
Cantitate (t/an)	0,00	0,00	0,00	0,00	92.156,80	90.031,59	89.946,58	89.862,43	89.862,43	89.862,43
Pret (€/t)	53,70	87,00	0,00	0,00	90,00	91,00	92,00	93,00	94,00	95,00
Pret (lei/t)	265,82	430,65	0,00	0,00	445,50	450,45	455,40	460,35	465,30	470,25
Total cheltuieli (mii lei/an)	0,00	0,00	0,00	0,00	41.055,86	40.554,73	40.961,67	41.368,17	41.812,99	42.257,81

Emisii CO2 Scenariul S1											
Emisii CO2	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Biomasa (MWh/an)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Gaz natural (MWh/an)	444952	444952	444952	444952	444952	444952	444952	444952	444952	444952	444952
Cantitate (t/an)	89.862,43	89.862,43	89.862,43	89.862,43	89.862,43	89.862,43	89.862,43	89.862,43	89.862,43	89.862,43	89.862,43
Pret (€/t)	96,00	97,00	98,00	99,00	100,00	101,00	102,00	103,00	104,00	105,00	106,00
Pret (lei/t)	475,20	480,15	485,10	490,05	495,00	499,95	504,90	509,85	514,80	519,75	524,70
Total cheltuieli (mii lei/an)	42.702,62	43.147,44	43.592,26	44.037,08	44.481,90	44.926,72	45.371,54	45.816,36	46.261,18	46.706,00	47.150,81

Anexa 5g2 Emisii CO2 Scenariul S2										
Emisii CO2	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Biomasa (MWh/an)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Gaz natural (MWh/an)	0,00	0,00	0,00	0,00	506814	493253	492710	492173	492173	492173
Cantitate (t/an)	0,00	0,00	0,00	0	102.356	99.617	99.508	99.399	99.399	99.399
Pret (€/t)	53,70	87,00	88,00	89,00	90,00	91,00	92,00	93,00	94,00	95,00
Pret (lei/t)	265,82	430,65	435,60	440,55	445,50	450,45	455,40	460,35	465,30	470,25
Total cheltuieli (mii lei/an)	0,00	0,00	0,00	0,00	45.599,71	44.872,61	45.315,82	45.758,45	46.250,48	46.742,50

STUDIU DE FEZABILITATE
Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență
Implementare proiect la sursă CETH Arad
Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.2



Emisii CO2 Scenariul S2											
Emisii CO2	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Biomasa (MWh/an)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Gaz natural (MWh/an)	492173	492173	492173	492173	492173	492173	492173	492173	492173	492173	492173
Cantitate (t/an)	99,399	99,399	99,399	99,399	99,399	99,399	99,399	99,399	99,399	99,399	99,399
Pret (€/t)	96.00	97.00	98.00	99.00	100.00	101.00	102.00	103.00	104.00	105.00	106.00
Pret (lei/t)	475.20	480.15	485.10	490.05	495.00	499.95	504.90	509.85	514.80	519.75	524.70
Total cheltuieli (mii lei/an)	47,234.53	47,726.56	48,218.58	48,710.61	49,202.64	49,694.66	50,186.69	50,678.71	51,170.74	51,662.77	52,154.79

Anexa 5g4,5 – Cheltuieli diverse

Anexa 5g4 Cheltuieli diverse Scenariul S1											
Cheltuieli diverse Scenariul S1	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
	mii lei/an	mii lei/an	mii lei/an	mii lei/an	mii lei/an	mii lei/an	mii lei/an	mii lei/an	mii lei/an	mii lei/an	
485,500,304,52	0,005	0,00	0,00	0,00	0,00	2,428	2,428	2,428	2,428	2,428	2,428

Cheltuieli diverse Scenariul S1	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
	mii lei/an	mii lei/an	mii lei/an	mii lei/an	mii lei/an	mii lei/an	mii lei/an	mii lei/an	mii lei/an	mii lei/an	mii lei/an
485,500,304,52	0,005	2,428	2,428	2,428	2,428	2,428	2,428	2,428	2,428	2,428	2,428

Cheltuieli diverse Scenariul S2											
Cheltuieli diverse Scenariul S2	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
	mii lei/an	mii lei/an	mii lei/an	mii lei/an	mii lei/an	mii lei/an	mii lei/an	mii lei/an	mii lei/an	mii lei/an	
459,092,160	0,005	0,00	0,00	0,00	2,295,46	2,295,46	2,295,46	2,295,46	2,295,46	2,295,46	

Cheltuieli diverse Scenariul S2	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
	mii lei/an	mii lei/an	mii lei/an	mii lei/an	mii lei/an	mii lei/an	mii lei/an	mii lei/an	mii lei/an	mii lei/an	mii lei/an
459,092,160	0,005	2,295,46	2,295,46	2,295,46	2,295,46	2,295,46	2,295,46	2,295,46	2,295,46	2,295,46	2,295,46

Anexa 5h - Preț reglementat energie electrică/Ordin ANRE nr. 85 din 15.06.2022 / Prognoza de lungă durată

Inst. Cogenerare	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Pret reglementat (lei/MWh)		425,03	434,89	444,81	454,81	464,82	475,05	485,50	496,18	507,09
Corectie index pret	1,000	2,320	2,280	2,250	2,200	2,200	2,200	2,200	2,200	2,200
Pret corectat (lei/MWh)		434,89	444,81	454,81	464,82	475,05	485,50	496,18	507,09	518,25

Inst. Cogenerare	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Pret reglementat (lei/MWh)	518,25	529,65	541,30	553,21	565,38	577,82	590,53	603,53	616,80	630,37	644,24
pret	2,200	2,200	2,200	2,200	2,200	2,200	2,200	2,200	2,200	2,200	2,200
Pret corectat (lei/MWh)	529,65	541,30	553,21	565,38	577,82	590,53	603,53	616,80	630,37	644,24	658,41

Anexa 5i - Preț certificat CO2

Pret CO2										
Inst. Cogenerare	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Cogen_Inalta_Eficienta										
Pret CO2 (€/ t CO2)	55.00	85.00	87.72	90.18	92.43	94.28	96.16	98.09	100.05	102.05
Corectie index pret	1.000	1.032	1.028	1.025	1.020	1.020	1.020	1.020	1.020	1.020
Pret corectat (€/ t CO2)	55.00	87.72	90.18	92.43	94.28	96.16	98.09	100.05	102.05	104.09
Pret corectat (lei/ t CO2)	272	434	446	458	467	476	486	495	505	515

Pret CO2											
Inst. Cogenerare	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Cogen_Inalta_Eficienta											
Pret CO2 (€/ t CO2)	104.09	106.17	108.30	110.46	112.67	114.93	117.22	119.57	121.96	124.40	126.89
Corectie index pret	1.020	1.020	1.020	1.020	1.020	1.020	1.020	1.020	1.020	1.020	1.020
Pret corectat (€/ t CO2)	106.17	108.30	110.46	112.67	114.93	117.22	119.57	121.96	124.40	126.89	129.43
Pret corectat (lei/ t CO2)	526	536	547	558	569	580	592	604	616	628	641

STUDIU DE FEZABILITATE
Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență
Implementare proiect la sursă CETH Arad
Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.2



Anexa 5j - Centralizator date Variantă fără proiect

		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Randament Cogenerare	%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Randament Retea	%	42,13	42,13	35,00	30,00	25,00	20,00	15,00	12,00	12,00	12,00
Randament CAF	%	85,00	85,00	85,00	85,00	85,00	85,00	85,00	85,00	85,00	85,00
Randament Sursa	%	85,00	85,00	85,00	85,00	85,00	85,00	85,00	85,00	85,00	85,00
Energie termica		0,00									
Cogenerare	MWh/an	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
UfCog. Cazane	MWh/an	0,00	0,00	0,00	0,00	318.678,76	318.678,76	318.678,76	318.678,76	318.678,76	318.678,76
Consum propriu	MWh/an	0,00	0,00	0,00	0,00	9.560,36	9.560,36	9.560,36	9.560,36	9.560,36	9.560,36
Total produs	MWh/an	0,00	0,00	0,00	0,00	318.678,76	318.678,76	318.678,76	318.678,76	318.678,76	318.678,76
En.Termica facturata „la consumator“	MWh/an	184.435	184.419	207.141	223.075	239.009	254.943	270.877	280.437	280.437	280.437
Pret en.termica											
Consumatori casnici	lei/MWh	0,00	0,00	0,00	0,00	893,86	914,41	935,45	956,96	978,97	1.001,49
Consumatori non-casnici	lei/MWh	0,00	0,00	0,00	0,00	854,70	854,70	854,70	854,70	854,70	854,70
Combustibil	Mwh/an	0,00	0,00	0,00	0,00	374.916,19	374.916,19	374.916,19	374.916,19	374.916,19	374.916,19
Energia Electrica		0,00	0,00	0,00	0,00						
En.El.produsa	MWh/an	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
din care		0,00	0,00	0,00	0,00						
En.El.Consum propriu	MWh/an	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
En.El. Livrata	MWh/an	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
En.ELschema de sprijin	MWh/an	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Pret en.el.		0,00	0,00	0,00	0,00						
Ucog.	lei/MWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Combustibil	Mwh/an	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Bonus cogenerare		0,00	0,00	0,00	0,00						
Ucog.	lei/MWh	0,00	0,00	0,00	0,00	493,62	504,98	516,59	528,47	540,63	553,06
Combustibil configuratie	MWh/an	0,00	0,00	0,00	0,00	374.916,19	374.916,19	374.916,19	374.916,19	374.916,19	374.916,19
Energia primara											
En.primara prod. Separat	MWh/an	0,00	0,00	0,00	0,00	366.297,43	366.297,43	366.297,43	366.297,43	366.297,43	366.297,43
Ec.en.primara	MWh/an	0,00		0,00	0,00	-8.618,76	-8.618,76	-8.618,76	-8.618,76	-8.618,76	-8.618,76
	t.e.p.	0,00	0,00	0,00	0,00	-758,69	-758,69	-758,69	-758,69	-758,69	-758,69
	%	0,00	0,00	0,00	0,00	-2,35	-2,35	-2,35	-2,35	-2,35	-2,35
Pret gaz natural	lei/MWh	396,00	396,00	403,92	412,00	420,24	428,64	437,22	445,96	454,88	463,98
Emisii CO2											
Biomasa	MWh/an	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Cantitate	t/an	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Pret	lei/t	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

STUDIUL DE FEZABILITATE
Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență
Implementare proiect la sursă CETH Arad
Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.2



Centralizator date Varianta fara proiect												
		2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Randament Cogenerare	%	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Randament Retea	%	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00
Randament CAF	%	85.00	85.00	85.00	85.00	85.00	85.00	85.00	85.00	85.00	85.00	85.00
Randament Sursa	%	85.00	85.00	85.00	85.00	85.00	85.00	85.00	85.00	85.00	85.00	85.00
Energie termica												
Cogenerare	MWh/an	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
UfCog. Cazane	MWh/an	318,678.76	318,678.76	318,678.76	318,678.76	318,678.76	318,678.76	318,678.76	318,678.76	318,678.76	318,678.76	318,678.76
Consum propriu	MWh/an	9,560.36	9,560.36	9,560.36	9,560.36	9,560.36	9,560.36	9,560.36	9,560.36	9,560.36	9,560.36	9,560.36
Total produs	MWh/an	318,678.76	318,678.76	318,678.76	318,678.76	318,678.76	318,678.76	318,678.76	318,678.76	318,678.76	318,678.76	318,678.76
En.Termica facturata „la consumator“	MWh/an	280,437	280,437	280,437	280,437	280,437	280,437	280,437	280,437	280,437	280,437	280,437
Pret en.termica												
Consumatori casnici	lei/MWh	1,024.52	1,048.09	1,072.19	1,096.85	1,122.08	1,147.89	1,174.29	1,201.30	1,228.93	1,257.19	1,286.11
Consumatori non-casnici	lei/MWh	854.70	854.70	854.70	854.70	854.70	854.70	854.70	854.70	854.70	854.70	854.70
Combustibil	Mwh/an	374,916.19	374,916.19	374,916.19	374,916.19	374,916.19	374,916.19	374,916.19	374,916.19	374,916.19	374,916.19	374,916.19
Energia Electrica												
En.El.produsa din care	MWh/an	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
En.El.Consum propriu	MWh/an	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
En.El. Livrata	MWh/an	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
En.El.schema de sprijin	MWh/an	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Pret en.e.												
Ucog.	lei/MWh	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Combustibil	Mwh/an	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Bonus cogenerare												
Ucog.	lei/MWh	565.78	578.80	592.11	605.73	619.66	633.91	648.49	663.41	678.66	694.27	710.24
Combustibil configuratie	MWh/an	374,916.19	374,916.19	374,916.19	374,916.19	374,916.19	374,916.19	374,916.19	374,916.19	374,916.19	374,916.19	374,916.19
Energia primara												
En.primara prod. Separat	MWh/an	366,297.43	366,297.43	366,297.43	366,297.43	366,297.43	366,297.43	366,297.43	366,297.43	366,297.43	366,297.43	366,297.43
Ec.en.primara	MWh/an	-8,618.76	-8,618.76	-8,618.76	-8,618.76	-8,618.76	-8,618.76	-8,618.76	-8,618.76	-8,618.76	-8,618.76	-8,618.76
	t.e.p.	-758.69	-758.69	-758.69	-758.69	-758.69	-758.69	-758.69	-758.69	-758.69	-758.69	-758.69
	%	-2.35	-2.35	-2.35	-2.35	-2.35	-2.35	-2.35	-2.35	-2.35	-2.35	-2.35
Pret gaz natural	lei/MWh	473.26	482.72	492.38	502.22	512.27	522.51	532.96	543.62	554.50	565.59	576.90
Emisii CO2												
Biomasa	MWh/an	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Cantitate	t/an	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Pret	lei/t	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

STUDIU DE FEZABILITATE
Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență
Implementare proiect la sursă CETH Arad
Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.2



Anexa 5k - Centralizator date Scenariul S1

		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Randament Cogenerare	%		88,00	88,00	88,00	88,00	88,00	88,00	88,00	88,00	88,00
Randament Retea	%	42,13	42,13	35,00	30,00	25,00	20,00	15,00	12,00	12,00	12,00
Randament CAF	%			94,50	94,50	94,50	94,50	94,50	94,50	94,50	94,50
Randament sursa	%			94,50	94,50	90,26	90,45	90,46	90,46	90,46	90,46
Energie termica											
Cogenerare	MWh/an	0,00	0,00	0,00	0,00	147.852,33	137.017,22	136.583,82	136.154,75	136.154,75	136.154,75
UfCog. Cazane CAF	MWh/an	0,00	0,00	879,80	879,80	171.706,22	182.541,33	182.974,74	183.403,81	183.403,81	183.403,81
Consum propriu	MWh/an			879,80	879,80	879,80	879,80	879,80	879,80	879,80	879,80
Total produs	MWh/an	0,00	0,00	319.558,56	879,80	319.558,56	319.558,56	319.558,56	319.558,56	319.558,56	319.558,56
En.Termica facturata „la gard“	MWh/an			318.679	0	318.679	318.679	318.679	318.679	318.679	318.679
En.Termica facturata „la consumator“	MWh/an	184.435	184.419	207.141	223.075	239.009	254.943	270.877	280.437	280.437	280.437
Pret en.termica											
Consumatori casnici	lei/MWh	414,86	835,32	854,70	874,19	893,86	914,41	935,45	956,96	978,97	1.001,49
Consumatori non-casnici	lei/MWh	414,86	835,32	854,70	874,19	893,86	914,41	935,45	956,96	978,97	1.001,49
Combustibil	Mwh/an	0,00	0,00	931,00	931,00	349.713,72	348.866,82	348.832,94	348.799,41	348.799,41	348.799,41
Energia Electrica											
En.El.produsa	MWh/an	0,00	0,00	0,00	0,00	152.912,12	144.397,22	144.056,62	143.719,43	143.719,43	143.719,43
din care											
En.El.Consum propriu	MWh/an	0,00	0,00	0,00	0,00	4.672,31	4.412,14	4.401,73	4.391,43	4.391,43	4.391,43
En.El. Livrata	MWh/an	0,00	0,00	0,00	0,00	148.239,81	139.985,08	139.654,89	139.328,01	139.328,01	139.328,01
En.El.schema de sprijin	MWh/an	0,00	0,00	0,00	0,00	148.239,81	139.985,08	139.654,89	139.328,01	139.328,01	139.328,01
Pret en.el.											
Ucog.	lei/MWh	0,00	0,00	0,00	0,00	464,82	475,05	485,50	496,18	507,09	518,25
Combustibil	Mwh/an	0,00	0,00	0,00	0,00	173.763,78	164.087,75	163.700,71	163.317,54	163.317,54	163.317,54
Bonus cogenerare											
Ucog.	lei/MWh	0,00	0,00	0,00	0,00	504,98	516,59	528,47	540,63	553,06	565,78
Combustibil configuratie	MWh/an	0,00	0,00	0,00	0,00	523.477,50	512.954,57	512.533,65	512.116,95	512.116,95	512.116,95
Energia primara											
En.primara prod. Separat	MWh/an	0,00	0,00	0,00	0,00	655.822,13	589.602,95	589.119,14	588.640,17	588.640,17	588.640,17
Ec.en.primara	MWh/an	0,00	0,00	0,00	0,00	132.344,63	76.648,38	76.585,49	76.523,22	76.523,22	76.523,22
	t.e.p.	0,00	0,00	0,00	0,00	11.379,59	6.590,57	6.585,17	6.579,81	6.579,81	6.579,81
	%	0,00	0,00	0,00	0,00	20,18	13,00	13,00	13,00	13,00	13,00
Pret gaz natural	lei/MWh	396,00	396,00	403,92	412,00	420,24	428,64	437,22	445,96	454,88	463,98
Emisii CO2											
Biomasa	MWh/an	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Cantitate	t/an	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Pret	lei/t	265,82	430,65	435,60	440,55	445,50	450,45	455,40	460,35	465,30	470,25
Pret gaz natural	lei/MWh	396,00	396,0	403,9	412,0	420,2	428,6	437,2	446,0	454,9	464,0

STUDIU DE FEZABILITATE
Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență
Implementare proiect la sursă CETH Arad
Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.2



Centralizator date Scenariul S1												
		2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Randament Cogenerare	%	88.00	88.00	88.00	88.00	88.00	88.00	88.00	88.00	88.00	88.00	88.00
Randament Retea	%	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00
Randament CAF	%	94.50	94.50	94.50	94.50	94.50	94.50	94.50	94.50	94.50	94.50	94.50
Randament sursa	%	90.46	90.46	90.46	90.46	90.46	90.46	90.46	90.46	90.46	90.46	90.46
Energie termica												
Cogenerare	MWh/an	136,154.75	136,154.75	136,154.75	136,154.75	136,154.75	136,154.75	136,154.75	136,154.75	136,154.75	136,154.75	136,154.75
UfCog. Cazane CAF	MWh/an	183,403.81	183,403.81	183,403.81	183,403.81	183,403.81	183,403.81	183,403.81	183,403.81	183,403.81	183,403.81	183,403.81
Consum propriu	MWh/an	879.80	879.80	879.80	879.80	879.80	879.80	879.80	879.80	879.80	879.80	879.80
Total produs	MWh/an	319,558.56	319,558.56	319,558.56	319,558.56	319,558.56	319,558.56	319,558.56	319,558.56	319,558.56	319,558.56	319,558.56
En.Termica facturata „la gard“	MWh/an	318,679	318,679	318,679	318,679	318,679	318,679	318,679	318,679	318,679	318,679	318,679
En.Termica facturata „la consumator“	MWh/an	280,437	280,437	280,437	280,437	280,437	280,437	280,437	280,437	280,437	280,437	280,437.31
Pret en.termica												
Consumatori casnici	lei/MWh	1,024.52	1,048.09	1,072.19	1,096.85	1,122.08	1,147.89	1,174.29	1,201.30	1,228.93	1,257.19	1,286.11
Consumatori non-casnici	lei/MWh	1,024.52	1,048.09	1,072.19	1,096.85	1,122.08	1,147.89	1,174.29	1,201.30	1,228.93	1,257.19	1,286.11
Combustibil	Mwh/an	348,799.41	348,799.41	348,799.41	348,799.41	348,799.41	348,799.41	348,799.41	348,799.41	348,799.41	348,799.41	348,799.41
Energia Electrica												
En.El.produsa din care	MWh/an	143,719.43	143,719.43	143,719.43	143,719.43	143,719.43	143,719.43	143,719.43	143,719.43	143,719.43	143,719.43	143,719.43
En.El.Consum propriu	MWh/an	4,391.43	4,391.43	4,391.43	4,391.43	4,391.43	4,391.43	4,391.43	4,391.43	4,391.43	4,391.43	4,391.43
En.El. Livrata	MWh/an	139,328.01	139,328.01	139,328.01	139,328.01	139,328.01	139,328.01	139,328.01	139,328.01	139,328.01	139,328.01	139,328.01
En.El.schema de sprijin	MWh/an	139,328.01	139,328.01	139,328.01	139,328.01	139,328.01	139,328.01	139,328.01	139,328.01	139,328.01	139,328.01	139,328.01
Pret en.el.												
Ucog.	lei/MWh	529.65	541.30	553.21	565.38	577.82	590.53	603.53	616.80	630.37	644.24	658.41
Combustibil	Mwh/an	163,317.54	163,317.54	163,317.54	163,317.54	163,317.54	163,317.54	163,317.54	163,317.54	163,317.54	163,317.54	163,317.54
Bonus cogenerare												
Ucog.	lei/MWh	578.80	592.11	605.73	619.66	633.91	648.49	663.41	678.66	694.27	710.24	726.58
Combustibil configuratie	MWh/an	512,116.95	512,116.95	512,116.95	512,116.95	512,116.95	512,116.95	512,116.95	512,116.95	512,116.95	512,116.95	512,116.95
Energia primara												
En.primara prod. Separat	MWh/an	512,116.95	512,116.95	512,116.95	512,116.95	512,116.95	512,116.95	512,116.95	512,116.95	512,116.95	512,116.95	512,116.95
En.primara prod. Separat	MWh/an	588,640.17	588,640.17	588,640.17	588,640.17	588,640.17	588,640.17	588,640.17	588,640.17	588,640.17	588,640.17	588,640.17
Ec.en.primara	MWh/an	76,523.22	76,523.22	76,523.22	76,523.22	76,523.22	76,523.22	76,523.22	76,523.22	76,523.22	76,523.22	76,523.22
t.e.p.		6,579.81	6,579.81	6,579.81	6,579.81	6,579.81	6,579.81	6,579.81	6,579.81	6,579.81	6,579.81	6,579.81
%		13.00	13.00	13.00	13.00	13.00	13.00	13.00	13.00	13.00	13.00	13.00
Pret gaz natural	lei/MWh	473.26	482.72	492.38	502.22	512.27	522.51	532.96	543.62	554.50	565.59	576.90
Emisii CO2												
Biomasa	MWh/an	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Canfitate	t/an	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Pret	lei/t	475.20	480.15	485.10	490.05	495.00	499.95	504.90	509.85	514.80	519.75	524.70
Pret gaz natural	lei/MWh	473.3	482.7	492.4	502.2	512.3	522.5	533.0	543.6	554.5	565.6	576.9

STUDIU DE FEZABILITATE
Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență
Implementare proiect la sursă CETH Arad
Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.2



Anexa 5I - Centralizator date Scenariul S2

		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Randament Cogenerare	%	0,00	0,00	0,00	0,00	88,00	88,00	88,00	88,00	88,00	88,00
Randament Retea	%	0,00	0,00	0,00	0,00	25,00	20,00	15,00	12,00	12,00	12,00
Randament CAF	%	0,00	0,00	0,00	0,00	95,70	95,70	95,70	95,70	95,70	95,70
Randament Sursa	%	0,00	0,00	0,00	0,00	91,59	92,01	92,02	92,04	92,04	92,04
Energie termica											
Cogenerare	MWh/an	0,00	0,00	0,00	0,00	194.052,33	183.217,22	182.783,82	182.354,75	182.354,75	182.354,75
UfCog. Cazane CAF	MWh/an	0,00	318.678,76	318.678,76	318.678,76	124.626,43	135.461,54	135.894,94	136.324,01	136.324,01	136.324,01
Consum propriu	MWh/an	0,00	6.373,58	6.373,58	6.373,58	6.373,58	6.373,58	6.373,58	6.373,58	6.373,58	6.373,58
Total produs	MWh/an	0,00	318.678,76	318.678,76	318.678,76	318.678,76	318.678,76	318.678,76	318.678,76	318.678,76	318.678,76
En.Termica facturata „la gard“	MWh/an	0,00	312.305,18	312.305,18	312.305,18	312.305,18	312.305,18	312.305,18	312.305,18	312.305,18	312.305,18
En.Termica facturata „la consumator“	MWh/an	184.435	184.419	207.141	223.075	239.009	254.943	270.877	280.437	280.437	280.437
Pret en.termica											
Valoare medie anuala	lei/MWh	414,86	835,32	854,70	874,19	893,86	914,41	935,45	956,96	978,97	1.001,49
inclusiv subventie	lei/MWh	0,00	835,32	854,70	874,19	893,86	914,41	935,45	956,96	978,97	1.001,49
Combustibil	Mwh/an	0,00	0,00	0,00	0,00	339.781,50	337.838,08	337.760,34	337.683,38	337.683,38	337.683,38
Energia Electrica gaz											
En.El.produsa	MWh/an	0,00	0,00	0,00	0,00	183.545,36	172.482,69	172.040,18	171.602,10	171.602,10	171.602,10
din care											
En.El.Consum propriu	MWh/an	0,00	0,00	0,00	0,00	4.083,77	3.837,63	3.827,79	3.818,04	3.818,04	3.818,04
En.El. Livrata	MWh/an	0,00	0,00	0,00	0,00	179.461,59	168.645,05	168.212,39	167.784,06	167.784,06	167.784,06
En.El.schema de sprijin	MWh/an	0,00	0,00	0,00	0,00	179.461,59	168.645,05	168.212,39	167.784,06	167.784,06	167.784,06
Pret en.el.											
Ucog.	lei/MWh				0,00	464,82	475,05	485,50	496,18	507,09	518,25
Combustibil	Mwh/an	0,00	0,00	0,00	0,00	208.574,27	196.003,05	195.500,21	195.002,38	195.002,38	195.002,38
Bonus cogenerare											
Ucog.	lei/MWh	0,00	472,00	482,76	493,62	504,98	516,59	528,47	540,63	553,06	565,78
Combustibil configuratie	MWh/an	0,00	0,00	0,00	0,00	548.355,78	533.841,13	533.260,55	532.685,77	532.685,77	532.685,77
Energia primara											
En.primara prod. Separat	MWh/an			0,00	0,00	712.609,42	691.736,46	690.901,54	690.074,97	690.074,97	690.074,97
Ec.en.primara	MWh/an			0,00	0,00	164.253,65	157.895,32	157.640,99	157.389,20	157.389,20	157.389,20
t.e.p.				0,00	0,00	14.458,95	13.899,24	13.876,85	13.854,68	13.854,68	13.854,68
%				0,00	0,00	23,05	22,83	22,82	22,81	22,81	22,81
Pret Biomasa PCI	lei/MWh			403,92	412,00	420,24	428,64	437,22	445,96	454,88	463,98
Pret gaz natural	lei/MWh	396,00	396,00	403,92	412,00	420,24	428,64	437,22	445,96	454,88	463,98
Emisii CO2											
Biomasa	MWh/an	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Cantitate	t/an	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Pret	lei/t	265,82	430,65	435,60	440,55	445,50	450,45	455,40	460,35	465,30	470,25

STUDIUL DE FEZABILITATE
Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență
Implementare proiect la sursă CETH Arad
Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.2



Centralizator date Scenariul S2												
		2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Randament Cogenerare	%	88.00	88.00	88.00	88.00	88.00	88.00	88.00	88.00	88.00	88.00	88.00
Randament Retea	%	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00
Randament CAF	%	95.70	95.70	95.70	95.70	95.70	95.70	95.70	95.70	95.70	95.70	95.70
Randament Sursa	%	92.04	92.04	92.04	92.04	92.04	92.04	92.04	92.04	92.04	92.04	92.04
Energie termica												
Cogenerare	MWh/an	182,354.75	182,354.75	182,354.75	182,354.75	182,354.75	182,354.75	182,354.75	182,354.75	182,354.75	182,354.75	182,354.75
UfCog, Cazane CAF	MWh/an	136,324.01	136,324.01	136,324.01	136,324.01	136,324.01	136,324.01	136,324.01	136,324.01	136,324.01	136,324.01	136,324.01
Consum propriu	MWh/an	6,373.58	6,373.58	6,373.58	6,373.58	6,373.58	6,373.58	6,373.58	6,373.58	6,373.58	6,373.58	6,373.58
Total produs	MWh/an	318,678.76	318,678.76	318,678.76	318,678.76	318,678.76	318,678.76	318,678.76	318,678.76	318,678.76	318,678.76	318,678.76
En.Termica facturata „la gard“	MWh/an	312,305.18	312,305.18	312,305.18	312,305.18	312,305.18	312,305.18	312,305.18	312,305.18	312,305.18	312,305.18	312,305.18
En.Termica facturata „la consumator“	MWh/an	280,437	280,437	280,437	280,437	280,437	280,437	280,437	280,437	280,437	280,437	280,437.31
Pret en.termica												
Valoare medie anuala	lei/MWh	1,024.52	1,048.09	1,072.19	1,096.85	1,122.08	1,147.89	1,174.29	1,201.30	1,228.93	1,257.19	1,286.11
inclusiv subventie	lei/MWh	1,024.52	1,048.09	1,072.19	1,096.85	1,122.08	1,147.89	1,174.29	1,201.30	1,228.93	1,257.19	1,286.11
Combustibil	Mwh/an	337,683.38	337,683.38	337,683.38	337,683.38	337,683.38	337,683.38	337,683.38	337,683.38	337,683.38	337,683.38	337,683.38
Energia Electrica												
En.ELprodusa	MWh/an	171,602.10	171,602.10	171,602.10	171,602.10	171,602.10	171,602.10	171,602.10	171,602.10	171,602.10	171,602.10	171,602.10
din care												
En.EL Consum propriu	MWh/an	3,818.04	3,818.04	3,818.04	3,818.04	3,818.04	3,818.04	3,818.04	3,818.04	3,818.04	3,818.04	3,818.04
En.EL Livrata	MWh/an	167,784.06	167,784.06	167,784.06	167,784.06	167,784.06	167,784.06	167,784.06	167,784.06	167,784.06	167,784.06	167,784.06
En.ELschema de sprijin	MWh/an	167,784.06	167,784.06	167,784.06	167,784.06	167,784.06	167,784.06	167,784.06	167,784.06	167,784.06	167,784.06	167,784.06
Pret en.el.												
Ucog.	lei/MWh	529.65	541.30	553.21	565.38	577.82	590.53	603.53	616.80	630.37	644.24	658.41
Combustibil	Mwh/an	195,002.38	195,002.38	195,002.38	195,002.38	195,002.38	195,002.38	195,002.38	195,002.38	195,002.38	195,002.38	195,002.38
Bonus cogenerare												
Ucog.	lei/MWh	578.80	592.11	605.73	619.66	633.91	648.49	663.41	678.66	694.27	710.24	726.58
Combustibil configuratie	MWh/an	532,685.77	532,685.77	532,685.77	532,685.77	532,685.77	532,685.77	532,685.77	532,685.77	532,685.77	532,685.77	532,685.77
Energia primara												
En.primara prod. Separat	MWh/an	690,074.97	690,074.97	690,074.97	690,074.97	690,074.97	690,074.97	690,074.97	690,074.97	690,074.97	690,074.97	690,074.97
Ec.en.primara	MWh/an	157,389.20	157,389.20	157,389.20	157,389.20	157,389.20	157,389.20	157,389.20	157,389.20	157,389.20	157,389.20	157,389.20
	t.e.p.	13,854.68	13,854.68	13,854.68	13,854.68	13,854.68	13,854.68	13,854.68	13,854.68	13,854.68	13,854.68	13,854.68
	%	22.81	22.81	22.81	22.81	22.81	22.81	22.81	22.81	22.81	22.81	22.81
Pret Biomasa PCI	lei/MWh	473.26	482.72	492.38	502.22	512.27	522.51	532.96	543.62	554.50	565.59	576.90
Pret gaz natural	lei/MWh	473.26	482.72	492.38	502.22	512.27	522.51	532.96	543.62	554.50	565.59	576.90
Emisii CO2												
Biomasa	MWh/an	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Cantitate	t/an	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Pret	lei/t	475.20	480.15	485.10	490.05	495.00	499.95	504.90	509.85	514.80	519.75	524.70

Anexa 6a - Situația centralizatoare a intrărilor - Scenariu S1

Indicatori/ An	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	mii lei	mii lei	mii lei	mii lei	mii lei	mii lei	mii lei	mii lei	mii lei	mii lei
Total intrari, din care:	0,00	0,00	0,00	0,00	357.402,21	371.938,08	394.996,69	412.823,79	422.249,61	431.890,70
Venituri din operare	0,00	0,00	0,00	0,00	282.544,50	299.622,97	321.192,83	337.499,16	345.192,51	353.061,29
Energie electrica	0,00	0,00	0,00	0,00	68.904,87	66.499,40	67.802,08	69.131,53	70.652,42	72.206,78
Energie termica	0,00	0,00	0,00	0,00	213.639,64	233.123,57	253.390,75	268.367,64	274.540,09	280.854,51
Bonus cogenerare	0,00	0,00	0,00	0,00	74.857,71	72.315,11	73.803,86	75.324,63	77.057,09	78.829,41
Credit bancar	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Subventii de pret gospodarii	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Finantare nerambursabila	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Contr.proprrie	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Situația centralizatoare a intrărilor - Scenariu S1

Indicatori/ An	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
	mii lei	mii lei	mii lei	mii lei	mii lei	mii lei	mii lei	mii lei	mii lei	mii lei	mii lei
Total intrari, din care:	441,751.97	451,838.47	462,155.34	472,707.84	483,501.34	494,541.37	505,833.54	517,383.62	529,197.51	541,281.22	553,640.93
Venituri din operare	361,109.49	369,341.21	377,760.64	386,372.06	395,179.84	404,188.47	413,402.53	422,826.70	432,465.78	442,324.66	452,408.37
Energie electrica	73,795.32	75,418.82	77,078.04	78,773.75	80,506.77	82,277.92	84,088.04	85,937.98	87,828.61	89,760.84	91,735.58
Energie termica	287,314.17	293,922.39	300,682.61	307,598.31	314,673.07	321,910.55	329,314.49	336,888.73	344,637.17	352,563.82	360,672.79
Bonus cogenerare	80,642.48	82,497.26	84,394.70	86,335.78	88,321.50	90,352.89	92,431.01	94,556.92	96,731.73	98,956.56	101,232.56
Credit bancar	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Subventii de pret gospodarii	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Finantare nerambursabila	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Contr.proprrie	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Anexa 6b - Situația centralizatoare a intrărilor - Scenariu S2

Indicatori/ An	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	mii lei	mii lei	mii lei	mii lei	mii lei	mii lei	mii lei	mii lei	mii lei	mii lei
Total intrari, din care:	0,00	0,00	0,00	0,00	453.197,16	400.358,39	423.953,15	442.327,20	452.417,48	462.738,00
Venituri din operare	0,00	0,00	0,00	0,00	362.573,17	313.237,78	335.057,42	351.618,44	359.622,41	367.808,64
Energie electrica	0,00	0,00	0,00	0,00	83.417,38	80.114,21	81.666,67	83.250,80	85.082,32	86.954,13
Energie termica	0,00	0,00	0,00	0,00	279.155,79	233.123,57	253.390,75	268.367,64	274.540,09	280.854,51
Bonus cogenerare	0,00	0,00	0,00	0,00	90.623,99	87.120,61	88.895,73	90.708,77	92.795,07	94.929,35
Credit bancar	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Subventii de pret gospodarii	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Finantare nerambursabila	0,00	22,10	204.006,67	207.755,10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Contr.proprrie	0,00	9.950,48	59.253,36	16.054,89	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Situația centralizatoare a intrărilor - Scenariu S2

Indicatori/ An	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
	mii lei	mii lei	mii lei	mii lei	mii lei	mii lei	mii lei	mii lei	mii lei	mii lei	mii lei
Total intrari, din care:	473,294.02	484,090.91	495,134.18	506,429.45	517,982.46	529,799.11	541,885.41	554,247.51	566,891.71	579,824.46	593,052.32
Venituri din operare	376,181.29	384,744.59	393,502.89	402,460.64	411,622.37	420,992.74	430,576.49	440,378.49	450,403.70	460,657.22	471,144.24
Energie electrica	88,867.12	90,822.20	92,820.29	94,862.33	96,949.30	99,082.19	101,262.00	103,489.76	105,766.54	108,093.40	110,471.45
Energie termica	287,314.17	293,922.39	300,682.61	307,598.31	314,673.07	321,910.55	329,314.49	336,888.73	344,637.17	352,563.82	360,672.79
Bonus cogenerare	97,112.73	99,346.32	101,631.29	103,968.81	106,360.09	108,806.37	111,308.92	113,869.02	116,488.01	119,167.24	121,908.08
Credit bancar	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Subventii de pret gospodarii	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Finantare nerambursabila	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Contr.proprrie	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Anexa 6c - Situația centralizatoare a intrărilor - Scenariu fără proiect

Indicatori/ An	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	mii lei	mii lei	mii lei	mii lei	mii lei	mii lei	mii lei	mii lei	mii lei	mii lei
Total intrari, din care:	0,00	#WERT!	223.510,87	218.854,39	213.639,64	228.556,39	246.829,04	259.764,23	264.084,95	268.505,04
Venituri din operare	0,00	0,00	0,00	0,00	213.639,64	228.556,39	246.829,04	259.764,23	264.084,95	268.505,04
Energie electrica	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Energie termica	0,00	0,00	0,00	0,00	213.639,64	228.556,39	246.829,04	259.764,23	264.084,95	268.505,04
Bonus cogenerare	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Credit bancar	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Finantare nerambursabila	0,00	23.282,38	223.510,87	218.854,39	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Contr.proprrie	0,00	=	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Situația centralizatoare a intrărilor - Varianta fara proiect

Indicatori/ An	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
	mii lei	mii lei	mii lei	mii lei	mii lei	mii lei	mii lei	mii lei	mii lei	mii lei	mii lei
Total intrari, din care:	273,026.80	277,652.56	282,384.71	287,225.70	292,178.03	297,244.27	302,427.03	307,728.99	313,152.90	318,701.56	324,377.83
Venituri din operare	273,026.80	277,652.56	282,384.71	287,225.70	292,178.03	297,244.27	302,427.03	307,728.99	313,152.90	318,701.56	324,377.83
Energie electrica	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Energie termica	273,026.80	277,652.56	282,384.71	287,225.70	292,178.03	297,244.27	302,427.03	307,728.99	313,152.90	318,701.56	324,377.83
Bonus cogenerare	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Credit bancar	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Finantare nerambursabila	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Contr.proprrie	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Anexa 7a - Centralizator energie termică și energie electrică Scenariu SR

Nr.crt	SR Energie termica	Sursa	1	2	3	4
			Cogenerare	Cazane CAF 2*116,3 MW	UCog. Biomasa	Total 1+2+3
1	Productie maxima	MW	0,00	232,60	0,00	232,60
2	Productie anuala dupa curba de sarcina	MWh/an	0,00	0,00	0,00	0,00
3	Productie anuala necesara	MWh/an	0,00	0,00	0,00	0,00
4	Productie anuala necesara	%	0,00	0,00	0,00	100,00
5	Ore max.de func. La sarcina nominala	h/an	0,00	0,00	0,00	0,00
6	Ore de func. Anual	h/an	0,00	8.400,00	0,00	8.400,00
Nr.crt	SR Energie electrica	Sursa	1	2	3	4
			Cogenerare	Cazane CAF 2*116,3 MW	UCog. Biomasa	Total 1+2+3
7	Productie maxima	MW	0,00	0,00	0,00	0,00
8	Productie anuala dupa curba de sarcina	MWh/an	0,00	0,00	0,00	0,00
9	Productie anuala necesara	MWh/an	0,00	0,00	0,00	0,00
10	Productie anuala necesara	%	0,00	0,00	0,00	0,00
11	Ore max.de func. La sarcina nominala	h/an	0,00	0,00	0,00	0,00
12	Ore de func. Anual	h/an	0,00	0,00	0,00	0,00

Anexa 7b - Centralizator energie termică și energie electrică S1

ACB Anexa 7 b		Centralizator energie termica S1			ACB Anexa 7 - Centralizator energie termica S1		
Nr.crt	S1 Energie termica		1	2	3	4	
			Cogenerare	Cazane CAF 4*25 MW+CA 4,5MWt	UCog. Biomasa (inclus la cogenerare col.1)	Total 1+2+3	
1	Productie maxima	MW	32,20	104,50	5,50	142,20	
2	Productie anuala dupa curba de sarcina	MWh/an	194.052,33	124.626,43	46.200,00	318.678,76	
3	Productie anuala necesara	MWh/an	318.678,76	318.678,76		318.678,76	
4	Productie anuala necesara	%	60,89	39,11		100,00	
5	Ore max.de func. La sarcina nominala Anual	h/an	8.400,00	8.400,00	8.400,00		
6	Ore de func. Anual	h/an	5.114,99	3.285,01	0,00	8.400,00	
Nr.crt	S1 Energie electrica		2	3	4		
			Cogenerare	Cazane CAF 4*25 MW+CA 4,5MWt	UCog. Biomasa (inclus la cogenerare col.1)	Total 1+2+3	
7	Productie maxima	MW	25,40	0,00	1,80	27,20	
8	Productie anuala dupa curba de sarcina	MWh/an	152.912,12	0,00	15.120,00	152.912,12	
9	Productie anuala maxima	MWh/an	213.360,00	0,00		213.360,00	
10	Productie anuala necesara	%	71,67	0,00		71,67	
11	Ore max.de func. La sarcina nominala	h/an	8.400,00	0,00		8.400,00	
12	Ore de func. Anual	h/an	6.020,16	0,00		6.020,16	

Anexa 7c - Centralizator energie termică și energie electrică S2

ACB Anexa 7c Centralizator energie termica S2			ACB Anexa 8 - Centralizator energie termica S2				
Nr.crt	S2 Energie termica	Sursa	1		2	3	4
			Cogenerare		Cazane CAF 4*25 MW+CA 4,5MWt	UCog. Biomasa (inclus la cogenerare col.1)	Total 1+2+3
1	Productie maxima	MW	32,20		104,50	0,00	136,70
2	Productie anuala dupa curba de sarcina	MWh/an	194.052,33		124.626,43	0,00	318.678,76
3	Productie anuala necesara	MWh/an	318.678,76		124.626,43	0,00	318.678,76
4	Productie anuala necesara	%	60,89		39,11	0,00	100,00
5	Ore max.de func. La sarcina nominala Anual	h/an	8.400,00		8.400,00	0,00	8.400,00
6	Ore de func. Anual	h/an	5.115		1.550	0,00	
Nr.crt	S2 Energie electrica	Sursa	1		2	3	4
			Cogenerare incl.Ucog.bio		Cazane CAF 4*25 MW+CA 4,5MWt	UCog. Biomasa (inclus la cogenerare col.1)	Total 1+2+3
7	Productie maxima	MW	33,00		0,00	1,80	34,80
8	Productie anuala dupa curba de sarcina	MWh/an	198.665,36		0,00	15.120,00	213.785,36
9	Productie anuala maxima	MWh/an	277.200,00		0,00	15.120,00	0,00
10	Productie anuala necesara	%	71,67		0,00	0,00	0,00
11	Ore max.de func. La sarcina nominala	h/an	8.400,00		0,00	8.400,00	0,00
12	Ore de func. Anual	h/an	6.020,16		0,00	8.400,00	0,00

Anexa 8a - Indicatori de rentabilitate financiară - Scenariul 1

An	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Rata de actualizare (%)	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
Coefficient de actualizare		1	0,9615	0,9246	0,8890	0,8548	0,8219	0,7903	0,7599	0,7307
Costuri investitii (mii lei)	0,00	27.391,04	262.953,96	257.475,76	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Cheltuieli fara proiect (mii lei)		0,00	0,00	0,00	232.990,21	237.345,91	241.800,63	246.348,17	250.997,42	255.749,83
Cheltuieli Scenariul S1		0,00	0,00	0,00	272.746,50	274.100,40	279.842,36	285.722,65	291.940,56	298.316,94
Cheltuieli incremental		0,00	0,00	0,00	39.756,29	36.754,49	38.041,74	39.374,48	40.943,14	42.567,11
TOTAL CHELTUIELI incremental	0,00	27.391,04	262.953,96	257.475,76	39.756,29	36.754,49	38.041,74	39.374,48	40.943,14	42.567,11
Cheltuieli actualizate	0,00	27.391,04	252.840,35	238.050,81	35.343,20	31.417,89	31.267,54	31.118,22	31.113,42	31.103,37
Venituri operationale fara proiect (mii lei)		0,00	0,00	0,00	213.639,64	228.556,39	246.829,04	259.764,23	264.084,95	268.505,04
Venituri operationale Scenariul 1		0,00	0,00	0,00	357.402,21	371.938,08	394.996,69	412.823,79	422.249,61	431.890,70
Venituri incremental		0,00	0,00	0,00	143.762,57	143.381,69	148.167,65	153.059,56	158.164,66	163.385,65
Venituri actualizate		0,00	0,00	0,00	127.804,40	122.563,27	121.783,01	120.965,20	120.192,14	119.384,30
Flux de numerar net increm.	0,00	-27.391,04	-262.953,96	-257.475,76	104.006,28	106.627,20	110.125,91	113.685,09	117.221,52	120.818,54
Flux de numerar net increm. actualizat	0,00	-27.391,04	-252.840,35	-238.050,81	92.461,21	91.145,38	90.515,47	89.846,98	89.078,72	88.280,93
Ajutorul comunitar		23.282,38	223.510,87	218.854,39	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Ajutorul comunitar actualizat		23.282,38	214.914,30	202.343,19	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Flux de numer cu ajutor neact.	0,00	-4.108,66	-48.039,67	-55.132,57	104.006,28	106.627,20	110.125,91	113.685,09	117.221,52	120.818,54
Flux de numer actualizat cu ajutor	0,00	-4.108,66	-46.191,99	-50.973,16	92.461,21	91.145,38	90.515,47	89.846,98	89.078,72	88.280,93

STUDIU DE FEZABILITATE
Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență
Implementare proiect la sursă CETH Arad
Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.2



Indicatori de rentabilitate financiara - Scenariul 1											
An	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Rata de actualizare (%)	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
Coefficient de actualizare	0.7026	0.6756	0.6496	0.6246	0.6006	0.5775	0.5553	0.5339	0.5134	0.4936	0.4746
Costuri investitii (mii lei)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Cheltuieli fara proiect (mii lei)	260,606.88	265,570.17	270,648.83	275,837.07	281,147.94	286,575.82	292,130.17	297,813.04	303,630.31	309,580.47	421,895.88
Cheltuieli Scenariul S1	304,854.91	311,557.76	318,437.81	325,489.75	332,730.65	340,155.50	347,777.29	355,600.27	363,633.32	371,876.63	380,339.51
Cheltuieli incremental	44,248.03	45,987.59	47,788.99	49,652.68	51,582.70	53,579.68	55,647.12	57,787.23	60,003.01	62,296.16	-41,556.37
TOTAL CHELTUIELI incremental	44,248.03	45,987.59	47,788.99	49,652.68	51,582.70	53,579.68	55,647.12	57,787.23	60,003.01	62,296.16	-41,556.37
Cheltuieli actualizate	31,088.08	31,067.57	31,042.82	31,012.92	30,979.23	30,940.93	30,898.87	30,853.08	30,803.94	30,751.14	-19,724.42
Venituri operationale fara proiect (mii lei)	273,026.80	277,652.56	282,384.71	287,225.70	292,178.03	297,244.27	302,427.03	307,728.99	313,152.90	318,701.56	324,377.83
Venituri operationale Scenariul 1	441,751.97	451,838.47	462,155.34	472,707.84	483,501.34	494,541.37	505,833.54	517,383.62	529,197.51	541,281.22	553,640.93
Venituri incremental	168,725.18	174,185.92	179,770.63	185,482.14	191,323.31	197,297.10	203,406.51	209,654.63	216,044.61	222,579.67	229,263.10
Venituri actualizate	118,544.07	117,673.76	116,775.58	115,851.60	114,903.82	113,934.16	112,944.42	111,936.32	110,911.52	109,871.58	108,817.99
Flux de numerar net increm.	124,477.15	128,198.33	131,981.64	135,829.46	139,740.61	143,717.42	147,759.39	151,867.40	156,041.60	160,283.51	270,819.47
Flux de numerar net increm. actualizat	87,455.99	86,606.20	85,732.76	84,838.68	83,924.59	82,993.23	82,045.55	81,083.25	80,107.58	79,120.45	128,542.41
Ajutorul comunitar	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Ajutorul comunitar actualizat	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Flux de numer cu ajutor neact.	124,477.15	128,198.33	131,981.64	135,829.46	139,740.61	143,717.42	147,759.39	151,867.40	156,041.60	160,283.51	270,819.47
Flux de numer actualizat cu ajutor	87,455.99	86,606.20	85,732.76	84,838.68	83,924.59	82,993.23	82,045.55	81,083.25	80,107.58	79,120.45	128,542.41
Indicatori inainte de asistenta comunitara											
VANF/C (mii lei)	947,593.43										
RIRF/C (%)	18.70%										
C/B	0.70										
Indicatori dupa asistenta comunitara											
VANF/K (mii lei)	1,296,695.23										
RIRF/K (%)	72.22%										
C/B	0.66										

Anexa 8b - Indicatori de rentabilitate financiară - Scenariul 2

An	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Rata de actualizare (%)	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
Coefficient de actualizare		1	0,9615	0,9246	0,8890	0,8548	0,8219	0,7903	0,7599	0,7307
Costuri investitii (mii lei)	0,00	26.001,89	249.618,14	244.417,76	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Cheltuieli fara proiect (mii lei)	0,00	0,00	0,00	0,00	232.990,21	237.345,91	241.800,63	246.348,17	250.997,42	255.749,83
Cheltuieli Scenariul S2	0,00	0,00	0,00	0,00	309.546,08	307.372,00	313.842,77	320.465,31	327.450,88	334.610,39
Cheltuieli incremental	0,00	0,00	0,00	0,00	76.555,87	70.026,09	72.042,14	74.117,14	76.453,45	78.860,56
Cheltuieli actualizate	0,00	0,00	0,00	0,00	68.058,17	59.858,30	59.211,44	58.574,78	58.096,98	57.623,41
TOTAL CHELTUIELI incremental	0,00	26.001,89	249.618,14	244.417,76	76.555,87	70.026,09	72.042,14	74.117,14	76.453,45	78.860,56
Cheltuieli totale actualizate	0,00	26.001,89	240.007,84	225.988,66	68.058,17	59.858,30	59.211,44	58.574,78	58.096,98	57.623,41
Venituri fara proiect (mii lei)	0,00	0,00	0,00	0,00	213.639,64	228.556,39	246.829,04	259.764,23	264.084,95	268.505,04
Venituri Scenariul 2	0,00	0,00	0,00	0,00	453.197,16	400.358,39	423.953,15	442.327,20	452.417,48	462.738,00
Venituri incremental	0,00	0,00	0,00	0,00	239.557,52	171.802,00	177.124,11	182.562,98	188.332,53	194.232,96
Venituri actualizate	0,00	0,00	0,00	0,00	212.966,64	146.856,35	145.578,31	144.279,52	143.113,89	141.926,02
Flux de numerar net increm.	0,00	-26.001,89	-249.618,14	-244.417,76	163.001,66	101.775,91	105.081,97	108.445,83	111.879,08	115.372,40
Flux de numerar net increm. actualizat	0,00	-26.001,89	-240.007,84	-225.988,66	144.908,47	86.998,05	86.366,87	85.704,74	85.016,91	84.302,61
Ajutorul comunitar	0,00	22.101,61	212.175,42	207.755,10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Ajutorul comunitar actualizat	0,00	22.101,61	204.006,67	192.090,36	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Flux de numer cu ajutor neact.	0,00	-3.900,28	-37.442,72	-36.662,66	163.001,66	101.775,91	105.081,97	108.445,83	111.879,08	115.372,40
Flux de numer actualizat cu ajutor	0,00	-3.900,28	-36.001,18	-33.898,30	144.908,47	86.998,05	86.366,87	85.704,74	85.016,91	84.302,61

STUDIU DE FEZABILITATE
Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență
Implementare proiect la sursă CETH Arad
Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.2



Indicatori de rentabilitate financiara - Scenariul 2											
An	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Rata de actualizare (%)	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
Coefficient de actualizare	0.7026	0.6756	0.6496	0.6246	0.6006	0.5775	0.5553	0.5339	0.5134	0.4929	0.4731
Costuri investitii (mii lei)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Cheltuieli fara proiect (mii lei)	260,606.88	265,570.17	270,648.83	275,837.07	281,147.94	286,575.82	292,130.17	297,813.04	303,630.31	309,580.47	421,895.88
Cheltuieli Scenariul S2	341,946.98	349,463.94	357,175.33	365,074.07	373,179.86	381,485.95	390,007.06	398,747.42	407,716.80	416,914.50	426,350.70
Cheltuieli incremental	81,340.10	83,893.77	86,526.50	89,237.00	92,031.92	94,910.13	97,876.88	100,934.38	104,086.49	107,334.03	4,454.81
Cheltuieli actualizate	57,149.55	56,678.63	56,207.62	55,737.43	55,274.37	54,810.60	54,351.03	53,888.87	53,438.00	52,901.08	2,107.79
TOTAL CHELTUIELI incremental	81,340.10	83,893.77	86,526.50	89,237.00	92,031.92	94,910.13	97,876.88	100,934.38	104,086.49	107,334.03	4,454.81
Cheltuieli totale actualizate	57,149.55	56,678.63	56,207.62	55,737.43	55,274.37	54,810.60	54,351.03	53,888.87	53,438.00	52,901.08	2,107.79
Venituri fara proiect (mii lei)	273,026.80	277,652.56	282,384.71	287,225.70	292,178.03	297,244.27	302,427.03	307,728.99	313,152.90	318,701.56	324,377.83
Venituri Scenariul 2	473,294.02	484,090.91	495,134.18	506,429.45	517,982.46	529,799.11	541,885.41	554,247.51	566,891.71	579,824.46	593,052.32
Venituri incremental	200,267.22	206,438.36	212,749.47	219,203.75	225,804.43	232,554.84	239,458.38	246,518.52	253,738.82	261,122.90	268,674.49
Venituri actualizate	140,707.75	139,469.75	138,202.06	136,914.66	135,618.14	134,300.42	132,971.24	131,616.24	130,269.51	128,698.08	127,123.19
Flux de numerar net increm.	118,927.12	122,544.59	126,222.97	129,966.75	133,772.51	137,644.71	141,581.50	145,584.14	149,652.33	153,788.87	264,219.68
Flux de numerar net increm. actualizat	83,558.20	82,791.12	81,994.44	81,177.23	80,343.77	79,489.82	78,620.21	77,727.37	76,831.50	75,797.00	125,015.39
Ajutorul comunitar	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Ajutorul comunitar actualizat	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Flux de numer cu ajutor neact.	118,927.12	122,544.59	126,222.97	129,966.75	133,772.51	137,644.71	141,581.50	145,584.14	149,652.33	153,788.87	264,219.68
Flux de numer actualizat cu ajutor	83,558.20	82,791.12	81,994.44	81,177.23	80,343.77	79,489.82	78,620.21	77,727.37	76,831.50	75,797.00	125,015.39
Indicatori inainte de asistenta comunitara											
VANF/C	966,480.80										
RIRF/C	20.58%										
C/B	0.72										
Indicatori dupa asistenta comunitara											
VANF/K	1,315,955.75										
RIRF/K	104.07%										
C/B	0.69										

Analiza economică

Anexa 9a – Situația cheltuielilor după conversia prețurilor în analiza economică– Scenariu S1

Anexa 9a Situația cheltuielilor după conversia prețurilor în analiza economică - Scenariu S1												
Costuri	Coeficient de conversie	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Costuri variabile		0,00	0,00	0,00	0,00	199.143,18	199.768,18	203.500,43	207.301,83	211.313,89	215.406,77	219.580,78
mat. prime	0,85	0,00	0,00	0,00	0,00	155.975,10	155.871,00	158.859,59	161.902,44	165.140,78	168.444,47	171.813,50
CO2	1,05	0,00	0,00	0,00	0,00	36.454,54	37.183,63	37.927,30	38.685,85	39.459,56	40.248,76	41.053,73
En.el+ En.Term.	0,95	0,00	0,00	0,00	0,00	6.713,55	6.713,55	6.713,55	6.713,55	6.713,55	6.713,55	6.713,55
Costuri fixe		0,00	0,00	0,00	0,00	32.926,83	34.095,80	35.313,70	36.582,73	37.905,17	39.283,42	40.719,97
Cheltuieli de op. Ment. Fara salarii	1,02	0,00	0,00	0,00	0,00	14.546,81	14.833,53	15.126,85	15.426,91	15.733,87	16.047,89	16.369,14
Salarii	0,88	0,00	0,00	0,00	0,00	18.380,02	19.262,27	20.186,85	21.155,82	22.171,30	23.235,53	24.350,83
TOTAL CHELTUIELI		0,00	0,00	0,00	0,00	232.070,02	233.863,97	238.814,13	243.884,56	249.219,06	254.690,18	260.300,74

Anexa 9a Situația cheltuielilor după conversia prețurilor în analiza economică - Scenariu S1												
Costuri	Coeficient de conversie	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	
		12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	
Costuri variabile		223.836,23	228.180,72	232.607,31	237.127,21	241.733,53	246.433,85	251.228,55	256.121,61	261.109,77	266.197,04	
mat. prime	0,85	175.247,88	178.754,87	182.327,21	185.975,79	189.693,34	193.487,14	197.357,17	201.307,07	205.333,22	209.439,23	
CO2	1,05	41.874,80	42.712,30	43.566,55	44.437,88	45.326,64	46.233,17	47.157,83	48.100,99	49.063,01	50.044,27	
En.el+ En.Term.	0,95	6.713,55	6.713,55	6.713,55	6.713,55	6.713,55	6.713,55	6.713,55	6.713,55	6.713,55	6.713,55	
Costuri fixe		42.217,44	43.778,58	45.406,24	47.103,44	48.873,30	50.719,13	52.644,34	54.652,55	56.747,52	58.933,19	
Cheltuieli de op. Ment. Fara salarii	1,02	16.697,77	17.033,96	17.377,89	17.729,72	18.089,65	18.457,85	18.834,53	19.219,87	19.614,07	20.017,33	
Salarii	0,88	25.519,67	26.744,61	28.028,36	29.373,72	30.783,66	32.261,27	33.809,81	35.432,68	37.133,45	38.915,86	
TOTAL CHELTUIELI		266.053,67	271.959,30	278.013,55	284.230,65	290.606,83	297.152,98	303.872,89	310.774,16	317.857,29	325.130,23	

Anexa 9b – Situația cheltuielilor după conversia prețurilor în analiza economică – Scenariu S2

Anexa 9b Situația cheltuielilor după conversia prețurilor în analiza economică - Scenariu S2												
Costuri (mii lei)	Coeficient de conversie	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Costuri		0,00	0,00	0,00	0,00	208.272,91	205.650,30	209.549,17	213.520,19	217.712,58	221.989,43	226.351,05
mat. prime	0,85	0,00	0,00	0,00	0,00	168.458,35	165.117,77	168.284,32	171.508,37	174.938,85	178.438,55	182.007,47
CO2	1,05	0,00	0,00	0,00	0,00	35.898,32	36.616,29	37.348,61	38.095,59	38.857,50	39.634,65	40.427,34
En.el+ En.Term.	0,95	0,00	0,00	0,00	0,00	3.916,24	3.916,24	3.916,24	3.916,24	3.916,24	3.916,24	3.916,24
Costuri fixe		0,00	0,00	0,00	0,00	32.813,66	33.982,62	35.200,52	36.469,55	37.791,99	39.170,24	40.606,79
Cheltuieli de op.												
Ment. Fara	1,02	0,00	0,00	0,00	0,00	14.433,63	14.720,35	15.013,67	15.313,73	15.620,69	15.934,71	16.255,96
Salarii	0,88	0,00	0,00	0,00	0,00	18.380,02	19.262,27	20.186,85	21.155,82	22.171,30	23.235,53	24.350,83
TOTAL CHELTUIELI		0,00	0,00	0,00	0,00	241.086,56	239.632,92	244.749,69	249.989,75	255.504,58	261.159,67	266.957,84

Anexa 9b Situația cheltuielilor după conversia prețurilor în analiza economică - Scenariu S2												
Costuri (mii lei)	Coeficient de conversie	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	
		12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	
Costuri		230.797,75	235.337,53	239.963,03	244.686,12	249.499,44	254.411,03	259.421,23	264.534,26	269.746,62	275.062,53	
mat. prime	0,85	185.645,62	189.360,69	193.144,98	197.010,03	200.948,16	204.967,04	209.066,69	213.250,95	217.515,97	221.865,60	
CO2	1,05	41.235,89	42.060,60	42.901,82	43.759,85	44.635,05	45.527,75	46.438,31	47.367,07	48.314,41	49.280,70	
En.el+ En.Term.	0,95	3.916,24	3.916,24	3.916,24	3.916,24	3.916,24	3.916,24	3.916,24	3.916,24	3.916,24	3.916,24	
Costuri fixe		42.104,26	43.665,40	45.293,07	46.990,26	48.760,13	50.605,95	52.531,16	54.539,37	56.634,34	58.820,01	
Cheltuieli de op.												
Ment. Fara	1,02	16.584,59	16.920,78	17.264,71	17.616,54	17.976,47	18.344,68	18.721,35	19.106,69	19.500,89	19.904,16	
Salarii	0,88	25.519,67	26.744,61	28.028,36	29.373,72	30.783,66	32.261,27	33.809,81	35.432,68	37.133,45	38.915,86	
TOTAL CHELTUIELI		272.902,01	279.002,93	285.256,10	291.676,38	298.259,57	305.016,98	311.952,40	319.073,63	326.380,96	333.882,55	

Anexa 10a Situația veniturilor după conversia prețurilor în analiza economică - Scenariu S1

Anexa 10a Situația veniturilor după conversia prețurilor în analiza economică - Scenariu S1												
Venituri (mii lei)	Coeficient de conversie	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Venit energie+oper.	1,023	0,00	0,00	0,00	0,00	319.472,73	342.415,15	362.693,75	378.484,61	387.119,03	395.950,49	404.983,48
Ben. Conv.	1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Venit total		0,00	0,00	0,00	0,00	319.472,73	342.415,15	362.693,75	378.484,61	387.119,03	395.950,49	404.983,48

Anexa 10a Situația veniturilor după conversia prețurilor în analiza economică - Scenariu S1											
Venituri (mii lei)	Coeficient de conversie	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
		12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
Venit energie+oper.	1,023	414.222,61	423.672,58	433.338,20	443.224,39	453.336,19	463.678,75	474.257,34	485.077,35	496.144,28	507.463,77
Ben. Conv.	1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Venit total		414.222,61	423.672,58	433.338,20	443.224,39	453.336,19	463.678,75	474.257,34	485.077,35	496.144,28	507.463,77

Anexa 10b Situația veniturilor după conversia prețurilor în analiza economică - Scenariu S2

Anexa 10b Situația veniturilor după conversia prețurilor în analiza economică - Scenariu S2											
Venituri (mii lei)	Coeficient de conversie	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Venit energie+oper.	1,023	0,00	0,00	0,00	0,00	418.024,47	371.489,13	392.316,21	408.666,60	417.980,76	427.507,28
Ben. Conv.	1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Venit total		0,00	0,00	0,00	0,00	418.024,47	371.489,13	392.316,21	408.666,60	417.980,76	427.507,28

Anexa 10b Situația veniturilor după conversia prețurilor în analiza economică - Scenariu S2											
Venituri (mii lei)	Coeficient de conversie	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
		12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
Venit energie+oper.	1,023	447.216,86	457.409,93	467.835,41	478.498,58	489.404,87	500.559,82	511.969,10	523.638,52	535.574,01	547.781,63
Ben. Conv.	1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Venit total		447.216,86	457.409,93	467.835,41	478.498,58	489.404,87	500.559,82	511.969,10	523.638,52	535.574,01	547.781,63

Anexa 11a Previzionare externalități Scenariul S1

Anexa 11a	Externalitati Scenariu S1									
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Nr. boln. cardio-resp.SR	225	248	272	300	330	363	399	439	483	531
Nr. boln. cardio-resp.S1	225	248	272	245	221	199	179	161	145	130
Nr. imbo. Evitate	0	0	0	54	109	164	220	278	338	401
Costuri medicale (mii lei/an)	0,00	0,00	0,00	293,55	587,09	883,57	1.185,92	1.497,11	1.820,16	2.158,18
Nr. imbo. Evitate pop.activa	0,00	0,00	0,00	27,25	54,50	82,02	110,08	138,97	168,95	200,33
Chelt. pierderi prod (mii lei/an)	0,00	0,00	0,00	29,73	59,45	89,47	120,09	151,60	184,31	218,54
Reducerea emisiilor de CO2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TOTAL COSTURI (BENEFICII) ECONOMICE EXTERNALITATI	0,00	0,00	0,00	0,00	646,54	973,04	1.306,01	1.648,71	2.004,47	2.376,72

Anexa 11a	Externalitati Scenariu S1									
	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Externalitati	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
Nr. boln. cardio-resp.SR	642	707	777	855	941	1.035	1.138	1.252	1.377	1.515
Nr. boln. cardio-resp.S1	106	95	86	77	69	62	56	50	45	41
Nr. imbo. Evitate	537	612	692	778	871	972	1.082	1.202	1.332	1.474
Costuri medicale (mii lei/an)	2.892,20	3.295,14	3.727,01	4.191,83	4.693,91	5.237,92	5.828,87	6.472,19	7.173,81	7.940,14
Nr. imbo. Evitate pop.activa	268,46	305,87	345,95	389,10	435,71	486,20	541,06	600,77	665,90	737,03
Chelt. pierderi prod (mii lei/an)	292,87	333,67	377,41	424,47	475,32	530,40	590,24	655,39	726,44	804,04
Reducerea emisiilor de CO2	9.739,12	9.960,47	10.181,81	10.403,16	10.624,50	10.845,84	11.067,19	11.288,53	11.509,87	11.731,22
TOTAL COSTURI (BENEFICII) ECONOMICE EXTERNALITATI	12.924,19	13.589,28	14.286,22	15.019,46	15.793,73	16.614,17	17.486,30	18.416,11	19.410,12	20.475,40

Anexa 11b Previzionare externalități Scenariul S2

Anexa 11b	Externalitati Scenariu S2										
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Nr. boln. cardio-resp.SR	225	248	272	300	330	363	399	439	483	531	584
Nr. boln. cardio-resp.S2	225	248	272	245	221	199	179	161	145	130	117
Nr. imbo. Evitate	0	0	0	54	109	164	220	278	338	401	467
Costuri medicale (mii lei/an)	0,00	0,00	0,00	293,55	587,09	883,57	1.185,92	1.497,11	1.820,16	2.158,18	2.514,39
Nr. imbo. Evitate pop.activa	0,00	0,00	0,00	27,25	54,50	82,02	110,08	138,97	168,95	200,33	233,40
Chelt. pierderi prod (mii lei/an)	0,00	0,00	0,00	29,73	59,45	89,47	120,09	151,60	184,31	218,54	254,61
Reducerea emisiilor de CO2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TOTAL COSTURI (BENEFICII) ECONOMICE	0,00	0,00	0,00	323,27	646,54	973,04	1.306,01	1.648,71	2.004,47	2.376,72	2.769,01

Anexa 11b	Externalitati Scenariu S2										
	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	
	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	
Nr. boln. cardio-resp.SR	642	707	777	855	941	1.035	1.138	1.252	1.377	1.515	
Nr. boln. cardio-resp.S2	106	95	86	77	69	62	56	50	45	41	
Nr. imbo. Evitate	537	612	692	778	871	972	1.082	1.202	1.332	1.474	
Costuri medicale (mii lei/an)	2.892,20	3.295,14	3.727,01	4.191,83	4.693,91	5.237,92	5.828,87	6.472,19	7.173,81	7.940,14	
Nr. imbo. Evitate pop.activa	268,46	305,87	345,95	389,10	435,71	486,20	541,06	600,77	665,90	737,03	
Chelt. pierderi prod (mii lei/an)	292,87	333,67	377,41	424,47	475,32	530,40	590,24	655,39	726,44	804,04	
Reducerea emisiilor de CO2	11.628,59	11.892,87	12.157,16	12.421,45	12.685,73	12.950,02	13.214,31	13.478,59	13.742,88	14.007,16	
TOTAL COSTURI (BENEFICII) ECONOMICE	14.813,65	15.521,69	16.261,57	17.037,75	17.854,96	18.718,34	19.633,42	20.606,17	21.643,12	22.751,34	

Anexa 12a Beneficii economice Scenariul S1

Anexa 12a Beneficii economice Scenariul S1											
Beneficii (mii lei)	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Beneficii conversie venituri	0,00	0,00	0,00	0,00	319.472,73	342.415,15	362.693,75	378.484,61	387.119,03	395.950,49	404.983,48
Beneficii externalitati	0,00	0,00	0,00	0,00	646,54	973,04	1.306,01	1.648,71	2.004,47	2.376,72	2.769,01
TOTAL BENEFICII ECONOMICE	0,00	0,00	0,00	0,00	320.119,27	343.388,20	363.999,76	380.133,32	389.123,50	398.327,21	407.752,49

Anexa 12a Beneficii economice Scenariul S1											
Beneficii (mii lei)	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	
	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	
Beneficii conversie venituri	414.222,61	423.672,58	433.338,20	443.224,39	453.336,19	463.678,75	474.257,34	485.077,35	496.144,28	507.463,77	
Beneficii externalitati	12.924,19	13.589,28	14.286,22	15.019,46	15.793,73	16.614,17	17.486,30	18.416,11	19.410,12	20.475,40	
TOTAL BENEFICII ECONOMICE	427.146,80	437.261,86	447.624,42	458.243,85	469.129,92	480.292,92	491.743,64	503.493,46	515.554,39	527.939,17	

Anexa 12b Beneficii economic Scenariul S2

Anexa 12b Beneficii economice Scenariul S2											
Beneficii (mii lei)	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Beneficii conversie venituri	0,00	0,00	0,00	0,00	418.024,47	371.489,13	392.316,21	408.666,60	417.980,76	427.507,28	437.251,00
Beneficii externalitati	0,00	0,00	0,00	323,27	646,54	973,04	1.306,01	1.648,71	2.004,47	2.376,72	2.769,01
TOTAL BENEFICII ECONOMICE	0,00	0,00	0,00	323,27	418.671,01	372.462,17	393.622,22	410.315,31	419.985,23	429.884,00	440.020,00

Anexa 12b Beneficii economice Scenariul S2											
Beneficii (mii lei)	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	
	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	
Beneficii conversie venituri	447.216,86	457.409,93	467.835,41	478.498,58	489.404,87	500.559,82	511.969,10	523.638,52	535.574,01	547.781,63	
Beneficii externalitati	14.813,65	15.521,69	16.261,57	17.037,75	17.854,96	18.718,34	19.633,42	20.606,17	21.643,12	22.751,34	
TOTAL BENEFICII ECONOMICE	462.030,51	472.931,62	484.096,98	495.536,32	507.259,83	519.278,16	531.602,52	544.244,69	557.217,13	570.532,97	

Anexa 13a Indicatori de rentabilitate economică - Scenariul 1

Anexa 13a Indicatori de rentabilitate economica - Scenariul 1											
Indicator	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Rata de actualizare (%)	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%
Coefficient de actualizare		1,0000	0,9524	0,9070	0,8638	0,8227	0,7835	0,7462	0,7107	0,6768	0,6446
Costuri investitii (mii lei)	0,00	27.391,04	262.953,96	257.475,76	0,00	0,00	38.041,74	39.374,48	40.943,14	42.567,11	44.248,03
Costuri de operare ec. S1	0,00	0,00	0,00	0,00	232.070,02	233.863,97	238.814,13	243.884,56	249.219,06	254.690,18	260.300,74
Costuri totale (const.)	0,00	27.391,04	262.953,96	257.475,76	232.070,02	233.863,97	276.855,87	283.259,04	290.162,20	297.257,30	304.548,77
Costuri totale actualizate	0,00	27.391,04	250.432,35	233.538,10	200.470,81	192.400,47	216.923,82	211.372,26	206.212,86	201.195,44	196.314,85
Venituri economice S1	0,00	0,00	0,00	0,00	320.119,27	343.388,20	363.999,76	380.133,32	389.123,50	398.327,21	407.752,49
Venituri economice actualizate	0,00	0,00	0,00	0,00	276.531,07	282.506,32	285.203,34	283.661,33	276.542,81	269.603,53	262.840,89
Net incremental	0,00	-27.391,04	-262.953,96	-257.475,76	88.049,26	109.524,22	87.143,89	96.874,28	98.961,30	101.069,91	103.203,72
Flux de numerar actualizat	0,00	-27.391,04	-250.432,35	-233.538,10	76.060,26	90.105,85	68.279,52	72.289,08	70.329,95	68.408,09	66.526,04
Ajutor comunitar		23.282,38	223.510,87	218.854,39	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Ajutorul comunitar actualizat		23.282,38	212.867,49	198.507,39	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Flux de numer cu ajutor neact.	0,00	-4.108,66	-39.443,09	-38.621,36	88.049,26	109.524,22	87.143,89	96.874,28	98.961,30	101.069,91	103.203,72
Flux de numer ajutor actualiz.	0,00	-4.108,66	-37.564,85	-35.030,72	76.060,26	90.105,85	68.279,52	72.289,08	70.329,95	68.408,09	66.526,04

STUDIUL DE FEZABILITATE
Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență
Implementare proiect la sursă CETH Arad
Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.2



Anexa 13a										
Indicatori de rentabilitate economica - Scenariul 1										
Indicator	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Rata de actualizare (%)	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%
Coefficient de actualizare	0,6139	0,5847	0,5568	0,5303	0,5051	0,4810	0,4581	0,4363	0,4155	0,3957
Costuri investitii (mii lei)	45.987,59	47.788,99	49.652,68	51.582,70	53.579,68	55.647,12	57.787,23	60.003,01	62.296,16	-41.556,37
Costuri de operare ec. S1	266.053,67	271.959,30	278.013,55	284.230,65	290.606,83	297.152,98	303.872,89	310.774,16	317.857,29	325.130,23
Costuri totale (const.)	312.041,27	319.748,29	327.666,23	335.813,35	344.186,51	352.800,10	361.660,12	370.777,17	380.153,45	283.573,86
Costuri totale actualizate	191.566,27	186.950,20	182.456,82	178.088,99	173.837,58	169.702,88	165.680,67	161.768,85	157.961,61	112.219,81
Venituri economice S1	427.146,80	437.261,86	447.624,42	458.243,85	469.129,92	480.292,92	491.743,64	503.493,46	515.554,39	527.939,17
Venituri economice actualizate	262.231,08	255.657,95	249.254,03	243.016,50	236.942,49	231.029,11	225.273,43	219.672,53	214.223,50	208.923,46
Net incremental	115.105,54	117.513,57	119.958,19	122.430,49	124.943,41	127.492,82	130.083,52	132.716,29	135.400,94	244.365,31
Flux de numerar actualizat	70.664,81	68.707,75	66.797,21	64.927,50	63.104,91	61.326,23	59.592,76	57.903,68	56.261,89	96.703,65
Ajutor comunitar	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Ajutorul comunitar actualizat	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Flux de numer cu ajutor neact.	115.105,54	117.513,57	119.958,19	122.430,49	124.943,41	127.492,82	130.083,52	132.716,29	135.400,94	244.365,31
Flux de numer ajutor actualiz.	70.664,81	68.707,75	66.797,21	64.927,50	63.104,91	61.326,23	59.592,76	57.903,68	56.261,89	96.703,65
Indicatori inainte de asistenta comunitara										
VANE/C (mii lei)	647.048,13									
RIRE/C	17,32%									
C/B	0,63									
Indicatori dupa asistenta comunitara										
VANE/K (mii lei)	1.041.295,08									
RIRF/K	83,24%									
C/B	0,59									

STUDIU DE FEZABILITATE
Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență
Implementare proiect la sursă CETH Arad
Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.2



Anexa 13b Indicatori de rentabilitate economica - Scenariul 2											
Indicator	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Rata de actualizare (%)	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%
Coefficient de actualizare		0,9524	0,9070	0,8638	0,8227	0,7835	0,7462	0,7107	0,6768	0,6446	0,6139
Costuri investiții (mii lei)	0,00	26,00	249,62	244,42	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Costuri de operare ec. S2	0,00	0,00	0,00	0,00	241.086,56	239.632,92	244.749,69	249.989,75	255.504,58	261.159,67	266.957,84
Costuri totale (const.)	0,00	26,00	249,62	244,42	241.086,56	239.632,92	244.749,69	249.989,75	255.504,58	261.159,67	266.957,84
Costuri totale actualizate	0,00	24,76	226,41	211,14	198.342,51	187.758,66	182.635,99	177.663,05	172.935,55	168.345,85	163.888,96
Venituri economice S2	0,00	0,00	0,00	0,00	418.671,01	372.462,17	393.622,22	410.315,31	419.985,23	429.884,00	440.020,00
Venituri economice actualizate	0,00	0,00	0,00	0,00	344.441,67	291.833,86	293.726,96	291.603,43	284.262,54	277.107,06	270.134,11
Net incremental	0,00	-26,00	-249,62	-244,42	177.584,45	132.829,26	148.872,53	160.325,56	164.480,66	168.724,33	173.062,16
Flux de numerar actualizat	0,00	-24,76	-226,41	-211,14	146.099,16	104.075,20	111.090,97	113.940,38	111.326,98	108.761,21	106.245,16
Ajutor comunitar		22,10	106,09	207,76	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Ajutorul comunitar actualizat		21,05	96,22	179,47	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Flux de numerar cu ajutor	0,00	-3,90	-143,53	-36,66	177.584,45	132.829,26	148.872,53	160.325,56	164.480,66	168.724,33	173.062,16
Flux de numerar cu ajutor	0,00	-3,71	-130,19	-31,67	146.099,16	104.075,20	111.090,97	113.940,38	111.326,98	108.761,21	106.245,16

Anexa 13b Indicatori de rentabilitate economică - Scenariul 2

Anexa 13b	Indicatori de rentabilitate economica - Scenariul 2									
Indicator	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Rata de actualizare (%)	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%
Coefficient de actualizare	0,5847	0,5568	0,5303	0,5051	0,4810	0,4581	0,4363	0,4155	0,3957	0,3769
Costuri investitii (mii lei)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Costuri de operare ec. S2	272.902,01	279.002,93	285.256,10	291.676,38	298.259,57	305.016,98	311.952,40	319.073,63	326.380,96	333.882,55
Costuri totale (const.)	272.902,01	279.002,93	285.256,10	291.676,38	298.259,57	305.016,98	311.952,40	319.073,63	326.380,96	333.882,55
Costuri totale actualizate	159.560,15	155.359,27	151.277,40	147.316,39	143.467,95	139.731,79	136.103,80	132.581,68	129.160,03	125.836,82
Venituri economice S2	462.030,51	472.931,62	484.096,98	495.536,32	507.259,83	519.278,16	531.602,52	544.244,69	557.217,13	570.532,97
Venituri economice actualizate	270.139,67	263.346,02	256.726,96	250.279,52	244.000,65	237.887,31	231.936,42	226.144,91	220.509,74	215.027,88
Net incremental	189.128,50	193.928,69	198.840,88	203.859,94	209.000,26	214.261,18	219.650,12	225.171,06	230.836,17	236.650,42
Flux de numerar actualizat	110.579,52	107.986,75	105.449,57	102.963,12	100.532,70	98.155,52	95.832,62	93.563,23	91.349,71	89.191,06
Ajutor comunitar	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Ajutorul comunitar actualizat	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Flux de numerar cu ajutor neact.	189.128,50	193.928,69	198.840,88	203.859,94	209.000,26	214.261,18	219.650,12	225.171,06	230.836,17	236.650,42
Flux de numerar cu ajutor	110.579,52	107.986,75	105.449,57	102.963,12	100.532,70	98.155,52	95.832,62	93.563,23	91.349,71	89.191,06
Indicatori inainte de asistenta comunitara										
VANE/C (mii lei)	1.761.794,66									
RIRE/C	1577,77%									
C/B	0,59									
Indicatori dupa asistenta comunitara										
VANE/K (mii lei)	1.762.077,27									
RIRE/K	2666,37%									
C/B	0,59									

Analiza de sensibilității (Anexele 14, 15, 16, 17, 18)

Analiza sensibilitatii	Anexa 14						
Anexa 14a							
VANF/K	-10%	-5%	-1%	0%	1%	5%	10%
Costuri de investitii	1.348.493.096	1.345.081.502	1.342.352.227	1.315.955.749	1.337.121.117	1.318.925.950	1.296.181.992
Costuri de operare si intretinere	1.392.977.491	1.367.323.700	1.346.800.666	1.315.955.749	1.336.539.150	1.316.016.117	1.290.362.325
Venituri din energie + operare	833.612.045	1.087.640.977	1.290.864.122	1.315.955.749	1.392.475.694	1.595.698.840	1.849.727.771
Costuri cu materiile prime	1.611.245.277	1.476.457.592	1.368.627.445	1.315.955.749	1.314.712.371	1.206.882.224	1.072.094.540
Anexa 14b							
VANF/C	-10%	-5%	-1%	0%	1%	5%	10%
Costuri de investitii	1.000.510.540	977.766.583	959.571.416	966.480.804	950.473.833	932.278.667	909.534.709
Costuri de operare si intretinere	1.006.330.207	980.676.416	960.153.383	966.480.804	949.891.867	929.368.833	903.715.042
Venituri din energie + operare	446.964.762	700.993.693	904.216.839	966.480.804	1.005.828.411	1.209.051.556	1.463.080.488
Costuri cu materiile prime	1.224.597.993	1.089.810.309	981.980.162	966.480.804	928.065.088	820.234.941	685.447.256
Anexa 14c							
VANE/C	-10%	-5%	-1%	0%	1%	5%	10%
Costuri de investitii	1.761.838.689	1.761.816.674	1.761.799.062	1.761.794.659	1.761.790.256	1.761.772.644	1.761.750.630
Costuri de operare si intretinere	1.801.323.247	1.781.558.953	1.765.747.518	1.761.794.659	1.757.841.801	1.742.030.366	1.722.266.072
Venituri din energie + operare	1.345.383.045	1.553.721.830	1.720.392.858	1.761.794.659	1.803.728.372	1.970.399.400	2.178.738.184
Costuri cu materiile prime	1.934.803.533	1.848.299.096	1.779.095.547	1.761.794.659	1.744.493.772	1.675.290.223	1.588.785.786
Anexa 14d							
RIRF/K	-10%	-5%	-1%	0%	1%	5%	10%
Costuri de investitii	106,26%	102,20%	99,18%	104,07%	93,91%	79,51%	67,02%
Costuri de operare si intretinere	100,70%	99,58%	98,68%	104,07%	98,23%	97,32%	96,41%
Venituri din energie + operare	90,88%	99,04%	95,92%	104,07%	100,95%	110,57%	121,84%
Costuri cu materiile prime	111,34%	105,03%	99,80%	104,07%	97,11%	91,58%	86,05%

Nota : La anexele 14 I,II,III si IV formatul „virgula/punct” trebuie inteles „punct/virgula” !!

STUDIU DE FEZABILITATE
Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență
Implementare proiect la sursă CETH Arad
Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.2



I. Investitii	Anexa 14.I.1										
Costuri de investitii -10%											
An	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
Rata de actualizare (%)	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
Coefficient de actualizare		1.0000	0.9615	0.9246	0.8890	0.8548	0.8219	0.7903	0.7599	0.7307	
Costuri investitii (mii lei)	0.00	23,401.70	224,656.33	219,975.99	0.00	0.00					
Cheltuieli fara proiect (mii lei)		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Cheltuieli Scenariul S2		0.00	0.00	0.00	309,546.08	307,372.00	313,842.77	320,465.31	327,450.88	334,610.39	
Cheltuieli incremental		0.00	0.00	0.00	309,546.08	307,372.00	313,842.77	320,465.31	327,450.88	334,610.39	
Cheltuieli actualizate		0.00	0.00	0.00	275,185.33	262,742.87	257,955.88	253,268.39	248,835.75	244,496.53	
TOTAL CHELTUIELI incremental	0.00	23,401.70	224,656.33	219,975.99	309,546.08	307,372.00	313,842.77	320,465.31	327,450.88	334,610.39	
Cheltuieli totale actualizate	0.00	23,401.70	216,015.70	203,380.17	275,185.33	262,742.87	257,955.88	253,268.39	248,835.75	244,496.53	
Venituri fara proiect (mii lei)		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Venituri Scenariul 2		0.00	0.00	0.00	453,197.16	400,358.39	423,953.15	442,327.20	452,417.48	462,738.00	
Venituri incremental		0.00	0.00	0.00	453,197.16	400,358.39	423,953.15	442,327.20	452,417.48	462,738.00	
Venituri actualizate		0.00	0.00	0.00	402,890.63	342,228.03	348,458.59	349,577.61	343,800.10	338,118.12	
Flux de numerar net increm.	0.00	-23,401.70	-224,656.33	-219,975.99	143,651.08	92,986.39	110,110.38	121,861.89	124,966.60	128,127.61	
Flux de numerar net increm. actualizat	0.00	-23,401.70	-216,015.70	-203,380.17	127,705.29	79,485.16	90,502.71	96,309.22	94,964.35	93,621.59	
Ajutorul comunitar		19,891.45	190,957.88	186,979.59	0.00	0.00					
Ajutorul comunitar actualizat		19,891.45	183,613.34	172,873.14	0.00	0.00					
Flux de numer cu ajutor neact.	0.00	-3,510.26	-33,698.45	-32,996.40	143,651.08	92,986.39	110,110.38	121,861.89	124,966.60	128,127.61	
Flux de numer actualizat cu ajutor	0.00	-3,510.26	-32,402.35	-30,507.02	127,705.29	79,485.16	90,502.71	96,309.22	94,964.35	93,621.59	
Indicatori											
VANE/K	1,348,493.10										
RIRE/K	106.26%										
VANE/C	1,000,510.54										
Fluxuri	0.00	-23.40	-224.66	-219.98	188,043.61	142,923.67	159,206.00	170,897.01	175,316.39	179,824.34	
VANE/C	1,761,838.69										

STUDIU DE FEZABILITATE
Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență
Implementare proiect la sursă CETH Arad
Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.2



I. Investitii	Anexa 14.I.1										
Costuri de investitii -10%											
An	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Rata de actualizare (%)	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
Coefficient de actualizare	0.7026	0.6756	0.6496	0.6246	0.6006	0.5775	0.5553	0.5339	0.5134	0.4936	0.4746
Costuri investitii (mii lei)											
Cheltuieli fara proiect (mii lei)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Cheltuieli Scenariul S2	341,946.98	349,463.94	357,175.33	365,074.07	373,179.86	381,485.95	390,007.06	398,747.42	407,716.80	416,914.50	426,350.70
Cheltuieli incremental	341,946.98	349,463.94	357,175.33	365,074.07	373,179.86	381,485.95	390,007.06	398,747.42	407,716.80	416,914.50	426,350.70
Cheltuieli actualizate	240,247.41	236,085.32	232,014.28	228,024.19	224,122.16	220,298.63	216,557.07	212,894.51	209,310.89	205,800.72	202,364.13
TOTAL CHELTUIELI incremental	341,946.98	349,463.94	357,175.33	365,074.07	373,179.86	381,485.95	390,007.06	398,747.42	407,716.80	416,914.50	426,350.70
Cheltuieli totale actualizate	240,247.41	236,085.32	232,014.28	228,024.19	224,122.16	220,298.63	216,557.07	212,894.51	209,310.89	205,800.72	202,364.13
Venituri fara proiect (mii lei)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Venituri Scenariul 2	473,294.02	484,090.91	495,134.18	506,429.45	517,982.46	529,799.11	541,885.41	554,247.51	566,891.71	579,824.46	593,052.32
Venituri incremental	473,294.02	484,090.91	495,134.18	506,429.45	517,982.46	529,799.11	541,885.41	554,247.51	566,891.71	579,824.46	593,052.32
Venituri actualizate	332,530.10	327,034.48	321,629.72	316,314.34	311,086.84	305,945.79	300,889.73	295,917.28	291,027.04	286,217.66	281,487.79
Flux de numerar net increm.	131,347.04	134,626.97	137,958.85	141,355.38	144,802.60	148,313.16	151,878.35	155,500.09	159,174.92	162,909.96	166,701.63
Flux de numerar net increm. actualizat	92,282.69	90,949.16	89,615.44	88,290.15	86,964.69	85,647.15	84,332.66	83,022.77	81,716.14	80,416.94	79,123.66
Ajutorul comunitar											
Ajutorul comunitar actualizat											
Flux de numer cu ajutor neact.	131,347.04	134,626.97	137,958.85	141,355.38	144,802.60	148,313.16	151,878.35	155,500.09	159,174.92	162,909.96	166,701.63
Flux de numer actualizat cu ajutor	92,282.69	90,949.16	89,615.44	88,290.15	86,964.69	85,647.15	84,332.66	83,022.77	81,716.14	80,416.94	79,123.66
Indicatori											
VANF/K											
RIRF/K											
VANF/C											
Fluxuri	184,426.47	189,128.50	193,928.69	198,840.88	203,859.94	209,000.26	214,261.18	219,650.12	225,171.06	230,836.17	236,650.42
VANF/C											

STUDIU DE FEZABILITATE
Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență
Implementare proiect la sursă CETH Arad
Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.2



I. Investiții	Anexa 14.1.2									
Costuri de investiții -5%										
An	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Rata de actualizare (%)	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
Coefficient de actualizare	1.0000	0.9615	0.9246	0.8890	0.8548	0.8219	0.7903	0.7599	0.7307	
Costuri investiții (mii lei)	0.00	24,701.80	237,137.23	232,196.88	0.00	0.00				
Cheltuieli fara proiect (mii lei)		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Cheltuieli Scenariul S2		0.00	0.00	0.00	309,546.08	307,372.00	313,842.77	320,465.31	327,450.88	334,610.39
Cheltuieli incremental	0.00	0.00	0.00	0.00	309,546.08	307,372.00	313,842.77	320,465.31	327,450.88	334,610.39
Cheltuieli actualizate		0.00	0.00	0.00	275,185.33	262,742.87	257,955.88	253,268.39	248,835.75	244,496.53
TOTAL CHELTUELI incremental	0.00	24,701.80	237,137.23	232,196.88	309,546.08	307,372.00	313,842.77	320,465.31	327,450.88	334,610.39
Cheltuieli totale actualizate	0.00	24,701.80	228,016.57	214,679.06	275,185.33	262,742.87	257,955.88	253,268.39	248,835.75	244,496.53
Venituri fara proiect (mii lei)		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Venituri Scenariul 2		0.00	0.00	0.00	453,197.16	400,358.39	423,953.15	442,327.20	452,417.48	462,738.00
Venituri incremental	0.00	0.00	0.00	0.00	453,197.16	400,358.39	423,953.15	442,327.20	452,417.48	462,738.00
Venituri actualizate		0.00	0.00	0.00	402,890.63	342,228.03	348,458.59	349,577.61	343,800.10	338,118.12
Flux de numerar net increm.	0.00	-24,701.80	-237,137.23	-232,196.88	143,651.08	92,986.39	110,110.38	121,861.89	124,966.60	128,127.61
Flux de numerar net increm. actualizat	0.00	-24,701.80	-228,016.57	-214,679.06	127,705.29	79,485.16	90,502.71	96,309.22	94,964.35	93,621.59
Ajutorul comunitar		20,996.53	201,566.65	197,367.34	0.00	0.00				
Ajutorul comunitar actualizat		20,996.53	193,814.09	182,477.20	0.00	0.00				
Flux de numer cu ajutor neact.	0.00	-3,705.27	-35,570.59	-34,829.53	143,651.08	92,986.39	110,110.38	121,861.89	124,966.60	128,127.61
Flux de numer actualizat cu ajutor	0.00	-3,705.27	-34,202.49	-32,201.86	127,705.29	79,485.16	90,502.71	96,309.22	94,964.35	93,621.59
Indicatori										
VANF/K	1,345,081.50									
RIRF/K	102.20%									
VANF/C	977,766.58									
Fluxuri	0.00	-24.70	-237.14	-232.20	188,043.61	142,923.67	159,206.00	170,897.01	175,316.39	179,824.34
VANE/C	1,761,816.67									

STUDIU DE FEZABILITATE
Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență
Implementare proiect la sursă CETH Arad
Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.2



I. Investitii	Anexa 14.1.2										
Costuri de investitii -5%											
An	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Rata de actualizare (%)	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
Coefficient de actualizare	0.7026	0.6756	0.6496	0.6246	0.6006	0.5775	0.5553	0.5339	0.5134	0.4936	0.4746
Costuri investitii (mii lei)											
Cheltuieli fara proiect (mii lei)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Cheltuieli Scenariul S2	341,946.98	349,463.94	357,175.33	365,074.07	373,179.86	381,485.95	390,007.06	398,747.42	407,716.80	416,914.50	426,350.70
Cheltuieli incremental	341,946.98	349,463.94	357,175.33	365,074.07	373,179.86	381,485.95	390,007.06	398,747.42	407,716.80	416,914.50	426,350.70
Cheltuieli actualizate	240,247.41	236,085.32	232,014.28	228,024.19	224,122.16	220,298.63	216,557.07	212,894.51	209,310.89	205,800.72	202,364.13
TOTAL CHELTUIELI incremental	341,946.98	349,463.94	357,175.33	365,074.07	373,179.86	381,485.95	390,007.06	398,747.42	407,716.80	416,914.50	426,350.70
Cheltuieli totale actualizate	240,247.41	236,085.32	232,014.28	228,024.19	224,122.16	220,298.63	216,557.07	212,894.51	209,310.89	205,800.72	202,364.13
Venituri fara proiect (mii lei)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Venituri Scenariul 2	473,294.02	484,090.91	495,134.18	506,429.45	517,982.46	529,799.11	541,885.41	554,247.51	566,891.71	579,824.46	593,052.32
Venituri incremental	473,294.02	484,090.91	495,134.18	506,429.45	517,982.46	529,799.11	541,885.41	554,247.51	566,891.71	579,824.46	593,052.32
Venituri actualizate	332,530.10	327,034.48	321,629.72	316,314.34	311,086.84	305,945.79	300,889.73	295,917.28	291,027.04	286,217.66	281,487.79
Flux de numerar net increm.	131,347.04	134,626.97	137,958.85	141,355.38	144,802.60	148,313.16	151,878.35	155,500.09	159,174.92	162,909.96	166,701.63
Flux de numerar net increm. actualizat	92,282.69	90,949.16	89,615.44	88,290.15	86,964.69	85,647.15	84,332.66	83,022.77	81,716.14	80,416.94	79,123.66
Ajutorul comunitar											
Ajutorul comunitar actualizat											
Flux de numer cu ajutor neact.	131,347.04	134,626.97	137,958.85	141,355.38	144,802.60	148,313.16	151,878.35	155,500.09	159,174.92	162,909.96	166,701.63
Flux de numer actualizat cu ajutor	92,282.69	90,949.16	89,615.44	88,290.15	86,964.69	85,647.15	84,332.66	83,022.77	81,716.14	80,416.94	79,123.66
Indicatori											
VANF/K											
RIRF/K											
VANF/C											
Fluxuri	184,426.47	189,128.50	193,928.69	198,840.88	203,859.94	209,000.26	214,261.18	219,650.12	225,171.06	230,836.17	236,650.42
VANF/C											

STUDIU DE FEZABILITATE
Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență
Implementare proiect la sursă CETH Arad
Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.2



I. Investitii	Anexa 14.1.3									
Costuri de investitii -1%										
An	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Rata de actualizare (%)	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
Coefficient de actualizare	1.0000	0.9615	0.9246	0.8890	0.8548	0.8219	0.7903	0.7599	0.7307	0.7000
Costuri investitii (mii lei)	0.00	25,741.87	247,121.96	241,973.59	0.00	0.00				
Cheltuieli fara proiect (mii lei)		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Cheltuieli Scenariul S2		0.00	0.00	0.00	309,546.08	307,372.00	313,842.77	320,465.31	327,450.88	334,610.39
Cheltuieli incremental	0.00	0.00	0.00	0.00	309,546.08	307,372.00	313,842.77	320,465.31	327,450.88	334,610.39
Cheltuieli actualizate		0.00	0.00	0.00	275,185.33	262,742.87	257,955.88	253,268.39	248,835.75	244,496.53
TOTAL CHELTUELI incremental	0.00	25,741.87	247,121.96	241,973.59	309,546.08	307,372.00	313,842.77	320,465.31	327,450.88	334,610.39
Cheltuieli totale actualizate		0.00	237,617.27	223,718.18	275,185.33	262,742.87	257,955.88	253,268.39	248,835.75	244,496.53
Venituri fara proiect (mii lei)		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Venituri Scenariul 2		0.00	0.00	0.00	453,197.16	400,358.39	423,953.15	442,327.20	452,417.48	462,738.00
Venituri incremental	0.00	0.00	0.00	0.00	453,197.16	400,358.39	423,953.15	442,327.20	452,417.48	462,738.00
Venituri actualizate		0.00	0.00	0.00	402,890.63	342,228.03	348,458.59	349,577.61	343,800.10	338,118.12
Flux de numerar net increm.	0.00	-25,741.87	-247,121.96	-241,973.59	143,651.08	92,986.39	110,110.38	121,861.89	124,966.60	128,127.61
Flux de numerar net increm. actualizat	0.00	-25,741.87	-237,617.27	-223,718.18	127,705.29	79,485.16	90,502.71	96,309.22	94,964.35	93,621.59
Ajutorul comunitar		21,880.59	210,053.67	205,677.55	0.00	0.00				
Ajutorul comunitar actualizat	0.00	21,880.59	201,974.68	190,160.46	0.00	0.00				
Flux de numer cu ajutor neact.	0.00	-3,861.28	-37,068.29	-36,296.04	143,651.08	92,986.39	110,110.38	121,861.89	124,966.60	128,127.61
Flux de numer actualizat cu ajutor	0.00	-3,861.28	-35,642.59	-33,557.73	127,705.29	79,485.16	90,502.71	96,309.22	94,964.35	93,621.59
Indicatori										
VANF/K	1,342,352.23									
RIRF/K	99.18%									
VANF/C	959,571.42									
Fluxuri	0.00	-25.74	-247.12	-241.97	188,043.61	142,923.67	159,206.00	170,897.01	175,316.39	179,824.34
VANE/C	1,761,799.06									

STUDIU DE FEZABILITATE
Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență
Implementare proiect la sursă CETH Arad
Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.2



I. Investitii	Anexa 14.1.3										
Costuri de investitii -1%											
An	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Rata de actualizare (%)	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
Coefficient de actualizare	0.7026	0.6756	0.6496	0.6246	0.6006	0.5775	0.5553	0.5339	0.5134	0.4936	0.4746
Costuri investitii (mii lei)											
Cheltuieli fara proiect (mii lei)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Cheltuieli Scenariul S2	341,946.98	349,463.94	357,175.33	365,074.07	373,179.86	381,485.95	390,007.06	398,747.42	407,716.80	416,914.50	426,350.70
Cheltuieli incremental	341,946.98	349,463.94	357,175.33	365,074.07	373,179.86	381,485.95	390,007.06	398,747.42	407,716.80	416,914.50	426,350.70
Cheltuieli actualizate	240,247.41	236,085.32	232,014.28	228,024.19	224,122.16	220,298.63	216,557.07	212,894.51	209,310.89	205,800.72	202,364.13
TOTAL CHELTUIELI incremental	341,946.98	349,463.94	357,175.33	365,074.07	373,179.86	381,485.95	390,007.06	398,747.42	407,716.80	416,914.50	426,350.70
Cheltuieli totale actualizate	240,247.41	236,085.32	232,014.28	228,024.19	224,122.16	220,298.63	216,557.07	212,894.51	209,310.89	205,800.72	202,364.13
Venituri fara proiect (mii lei)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Venituri Scenariul 2	473,294.02	484,090.91	495,134.18	506,429.45	517,982.46	529,799.11	541,885.41	554,247.51	566,891.71	579,824.46	593,052.32
Venituri incremental	473,294.02	484,090.91	495,134.18	506,429.45	517,982.46	529,799.11	541,885.41	554,247.51	566,891.71	579,824.46	593,052.32
Venituri actualizate	332,530.10	327,034.48	321,629.72	316,314.34	311,086.84	305,945.79	300,889.73	295,917.28	291,027.04	286,217.66	281,487.79
Flux de numerar net increm.	131,347.04	134,626.97	137,958.85	141,355.38	144,802.60	148,313.16	151,878.35	155,500.09	159,174.92	162,909.96	166,701.63
Flux de numerar net increm. actualizat	92,282.69	90,949.16	89,615.44	88,290.15	86,964.69	85,647.15	84,332.66	83,022.77	81,716.14	80,416.94	79,123.66
Ajutorul comunitar											
Ajutorul comunitar actualizat											
Flux de numer cu ajutor neact.	131,347.04	134,626.97	137,958.85	141,355.38	144,802.60	148,313.16	151,878.35	155,500.09	159,174.92	162,909.96	166,701.63
Flux de numer actualizat cu ajutor	92,282.69	90,949.16	89,615.44	88,290.15	86,964.69	85,647.15	84,332.66	83,022.77	81,716.14	80,416.94	79,123.66
Indicatori											
VANF/K											
RIRF/K											
VANF/C											
Fluxuri	184,426.47	189,128.50	193,928.69	198,840.88	203,859.94	209,000.26	214,261.18	219,650.12	225,171.06	230,836.17	236,650.42
VANF/C											

STUDIU DE FEZABILITATE
Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență
Implementare proiect la sursă CETH Arad
Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.2



I. Investitii	Anexa 14.1.4									
Costuri de investitii +1%										
An	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Rata de actualizare (%)	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
Coefficient de actualizare	1.0000	0.9615	0.9246	0.8890	0.8548	0.8219	0.7903	0.7599	0.7307	
Costuri investitii (mii lei)	0.00	26,261.91	252,114.32	246,861.94	0.00	0.00				
Cheltuieli fara proiect (mii lei)		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Cheltuieli Scenariul S2		0.00	0.00	0.00	309,546.08	307,372.00	313,842.77	320,465.31	327,450.88	334,610.39
Cheltuieli incremental	0.00	0.00	0.00	0.00	309,546.08	307,372.00	313,842.77	320,465.31	327,450.88	334,610.39
Cheltuieli actualizate		0.00	0.00	0.00	275,185.33	262,742.87	257,955.88	253,268.39	248,835.75	244,496.53
TOTAL CHELTUELI incremental	0.00	26,261.91	252,114.32	246,861.94	309,546.08	307,372.00	313,842.77	320,465.31	327,450.88	334,610.39
Cheltuieli totale actualizate	0.00	26,261.91	242,417.62	228,237.74	275,185.33	262,742.87	257,955.88	253,268.39	248,835.75	244,496.53
Venituri fara proiect (mii lei)		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Venituri Scenariul 2		0.00	0.00	0.00	453,197.16	400,358.39	423,953.15	442,327.20	452,417.48	462,738.00
Venituri incremental	0.00	0.00	0.00	0.00	453,197.16	400,358.39	423,953.15	442,327.20	452,417.48	462,738.00
Venituri actualizate		0.00	0.00	0.00	402,890.63	342,228.03	348,458.59	349,577.61	343,800.10	338,118.12
Flux de numerar net increm.	0.00	-26,261.91	-252,114.32	-246,861.94	143,651.08	92,986.39	110,110.38	121,861.89	124,966.60	128,127.61
Flux de numerar net increm. actualizat	0.00	-26,261.91	-242,417.62	-228,237.74	127,705.29	79,485.16	90,502.71	96,309.22	94,964.35	93,621.59
Ajutorul comunitar		22,101.61	212,175.42	207,755.10	0.00	0.00				
Ajutorul comunitar actualizat		22,101.61	204,014.83	192,081.27	0.00	0.00				
Flux de numer cu ajutor neact.	0.00	-4,160.30	-39,938.90	-39,106.84	143,651.08	92,986.39	110,110.38	121,861.89	124,966.60	128,127.61
Flux de numer actualizat cu ajutor	0.00	-4,160.30	-38,402.79	-36,156.47	127,705.29	79,485.16	90,502.71	96,309.22	94,964.35	93,621.59
Indicatori										
VANF/K	1,337,121.12									
RIRF/K	93.91%									
VANF/C	950,473.83									
Fluxuri	0.00	-26.26	-252.11	-246.86	188,043.61	142,923.67	159,206.00	170,897.01	175,316.39	179,824.34
VANE/C	1,761,790.26									

STUDIU DE FEZABILITATE
Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență
Implementare proiect la sursă CETH Arad
Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.2



I. Investiții	Anexa 14.1.4										
Costuri de investiții +1%											
An	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Rata de actualizare (%)	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
Coefficient de actualizare	0.7026	0.6756	0.6496	0.6246	0.6006	0.5775	0.5553	0.5339	0.5134	0.4936	0.4746
Costuri investiții (mii lei)											
Cheltuieli fara proiect (mii lei)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Cheltuieli Scenariul S2	341,946.98	349,463.94	357,175.33	365,074.07	373,179.86	381,485.95	390,007.06	398,747.42	407,716.80	416,914.50	426,350.70
Cheltuieli incremental	341,946.98	349,463.94	357,175.33	365,074.07	373,179.86	381,485.95	390,007.06	398,747.42	407,716.80	416,914.50	426,350.70
Cheltuieli actualizate	240,247.41	236,085.32	232,014.28	228,024.19	224,122.16	220,298.63	216,557.07	212,894.51	209,310.89	205,800.72	202,364.13
TOTAL CHELTUIELI incremental	341,946.98	349,463.94	357,175.33	365,074.07	373,179.86	381,485.95	390,007.06	398,747.42	407,716.80	416,914.50	426,350.70
Cheltuieli totale actualizate	240,247.41	236,085.32	232,014.28	228,024.19	224,122.16	220,298.63	216,557.07	212,894.51	209,310.89	205,800.72	202,364.13
Venituri fara proiect (mii lei)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Venituri Scenariul 2	473,294.02	484,090.91	495,134.18	506,429.45	517,982.46	529,799.11	541,885.41	554,247.51	566,891.71	579,824.46	593,052.32
Venituri incremental	473,294.02	484,090.91	495,134.18	506,429.45	517,982.46	529,799.11	541,885.41	554,247.51	566,891.71	579,824.46	593,052.32
Venituri actualizate	332,530.10	327,034.48	321,629.72	316,314.34	311,086.84	305,945.79	300,889.73	295,917.28	291,027.04	286,217.66	281,487.79
Flux de numerar net increm.	131,347.04	134,626.97	137,958.85	141,355.38	144,802.60	148,313.16	151,878.35	155,500.09	159,174.92	162,909.96	166,701.63
Flux de numerar net increm. actualizat	92,282.69	90,949.16	89,615.44	88,290.15	86,964.69	85,647.15	84,332.66	83,022.77	81,716.14	80,416.94	79,123.66
Ajutorul comunitar											
Ajutorul comunitar actualizat											
Flux de numer cu ajutor neact.	131,347.04	134,626.97	137,958.85	141,355.38	144,802.60	148,313.16	151,878.35	155,500.09	159,174.92	162,909.96	166,701.63
Flux de numer actualizat cu ajutor	92,282.69	90,949.16	89,615.44	88,290.15	86,964.69	85,647.15	84,332.66	83,022.77	81,716.14	80,416.94	79,123.66
Indicatori											
VANF/K											
RIRF/K											
VANF/C											
Fluxuri	184,426.47	189,128.50	193,928.69	198,840.88	203,859.94	209,000.26	214,261.18	219,650.12	225,171.06	230,836.17	236,650.42
VANF/C											

STUDIU DE FEZABILITATE
Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență
Implementare proiect la sursă CETH Arad
Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.2



I. Investitii	Anexa 14.1.5									
Costuri de investitii +5%										
An	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Rata de actualizare (%)	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
Coefficient de actualizare	1.0000	0.9615	0.9246	0.8890	0.8548	0.8219	0.7903	0.7599	0.7307	
Costuri investitii (mii lei)	0.00	27,301.98	262,099.05	256,638.65	0.00	0.00				
Cheltuieli fara proiect (mii lei)		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Cheltuieli Scenariul S2		0.00	0.00	0.00	309,546.08	307,372.00	313,842.77	320,465.31	327,450.88	334,610.39
Cheltuieli incremental	0.00	0.00	0.00	0.00	309,546.08	307,372.00	313,842.77	320,465.31	327,450.88	334,610.39
Cheltuieli actualizate		0.00	0.00	0.00	275,185.33	262,742.87	257,955.88	253,268.39	248,835.75	244,496.53
TOTAL CHELTUELI incremental	0.00	27,301.98	262,099.05	256,638.65	309,546.08	307,372.00	313,842.77	320,465.31	327,450.88	334,610.39
Cheltuieli totale actualizate	0.00	27,301.98	252,018.32	237,276.86	275,185.33	262,742.87	257,955.88	253,268.39	248,835.75	244,496.53
Venituri fara proiect (mii lei)		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Venituri Scenariul 2		0.00	0.00	0.00	453,197.16	400,358.39	423,953.15	442,327.20	452,417.48	462,738.00
Venituri incremental	0.00	0.00	0.00	0.00	453,197.16	400,358.39	423,953.15	442,327.20	452,417.48	462,738.00
Venituri actualizate		0.00	0.00	0.00	402,890.63	342,228.03	348,458.59	349,577.61	343,800.10	338,118.12
Flux de numerar net increm.	0.00	-27,301.98	-262,099.05	-256,638.65	143,651.08	92,986.39	110,110.38	121,861.89	124,966.60	128,127.61
Flux de numerar net increm. actualizat	0.00	-27,301.98	-252,018.32	-237,276.86	127,705.29	79,485.16	90,502.71	96,309.22	94,964.35	93,621.59
Ajutorul comunitar		22,101.61	212,175.42	207,755.10	0.00	0.00				
Ajutorul comunitar actualizat		22,101.61	204,014.83	192,081.27	0.00	0.00				
Flux de numer cu ajutor neact.	0.00	-5,200.38	-49,923.63	-48,883.55	143,651.08	92,986.39	110,110.38	121,861.89	124,966.60	128,127.61
Flux de numer actualizat cu ajutor	0.00	-5,200.38	-48,003.49	-45,195.59	127,705.29	79,485.16	90,502.71	96,309.22	94,964.35	93,621.59
Indicatori										
VANF/K	1,318,925.95									
RIRF/K	79.51%									
VANF/C	932,278.67									
Fluxuri	0.00	-27.30	-262.10	-256.64	188,043.61	142,923.67	159,206.00	170,897.01	175,316.39	179,824.34
VANE/C	1,761,772.64									

STUDIU DE FEZABILITATE
Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență
Implementare proiect la sursă CETH Arad
Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.2



I. Investitii	Anexa 14.1.5										
Costuri de investitii +5%											
An	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Rata de actualizare (%)	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
Coefficient de actualizare	0.7026	0.6756	0.6496	0.6246	0.6006	0.5775	0.5553	0.5339	0.5134	0.4936	0.4746
Costuri investitii (mii lei)											
Cheltuieli fara proiect (mii lei)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Cheltuieli Scenariul S2	341,946.98	349,463.94	357,175.33	365,074.07	373,179.86	381,485.95	390,007.06	398,747.42	407,716.80	416,914.50	426,350.70
Cheltuieli incremental	341,946.98	349,463.94	357,175.33	365,074.07	373,179.86	381,485.95	390,007.06	398,747.42	407,716.80	416,914.50	426,350.70
Cheltuieli actualizate	240,247.41	236,085.32	232,014.28	228,024.19	224,122.16	220,298.63	216,557.07	212,894.51	209,310.89	205,800.72	202,364.13
TOTAL CHELTUIELI incremental	341,946.98	349,463.94	357,175.33	365,074.07	373,179.86	381,485.95	390,007.06	398,747.42	407,716.80	416,914.50	426,350.70
Cheltuieli totale actualizate	240,247.41	236,085.32	232,014.28	228,024.19	224,122.16	220,298.63	216,557.07	212,894.51	209,310.89	205,800.72	202,364.13
Venituri fara proiect (mii lei)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Venituri Scenariul 2	473,294.02	484,090.91	495,134.18	506,429.45	517,982.46	529,799.11	541,885.41	554,247.51	566,891.71	579,824.46	593,052.32
Venituri incremental	473,294.02	484,090.91	495,134.18	506,429.45	517,982.46	529,799.11	541,885.41	554,247.51	566,891.71	579,824.46	593,052.32
Venituri actualizate	332,530.10	327,034.48	321,629.72	316,314.34	311,086.84	305,945.79	300,889.73	295,917.28	291,027.04	286,217.66	281,487.79
Flux de numerar net increm.	131,347.04	134,626.97	137,958.85	141,355.38	144,802.60	148,313.16	151,878.35	155,500.09	159,174.92	162,909.96	166,701.63
Flux de numerar net increm. actualizat	92,282.69	90,949.16	89,615.44	88,290.15	86,964.69	85,647.15	84,332.66	83,022.77	81,716.14	80,416.94	79,123.66
Ajutorul comunitar											
Ajutorul comunitar actualizat											
Flux de numer cu ajutor neact.	131,347.04	134,626.97	137,958.85	141,355.38	144,802.60	148,313.16	151,878.35	155,500.09	159,174.92	162,909.96	166,701.63
Flux de numer actualizat cu ajutor	92,282.69	90,949.16	89,615.44	88,290.15	86,964.69	85,647.15	84,332.66	83,022.77	81,716.14	80,416.94	79,123.66
Indicatori											
VANF/K											
RIRF/K											
VANF/C											
Fluxuri	184,426.47	189,128.50	193,928.69	198,840.88	203,859.94	209,000.26	214,261.18	219,650.12	225,171.06	230,836.17	236,650.42
VANF/C											

STUDIU DE FEZABILITATE
Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență
Implementare proiect la sursă CETH Arad
Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.2



I. Investitii	Anexa 14.1.6									
Costuri de investitii +10%										
An	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Rata de actualizare (%)	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
Coefficient de actualizare	1.0000	0.9615	0.9246	0.8890	0.8548	0.8219	0.7903	0.7599	0.7307	
Costuri investitii (mii lei)	0.00	28,602.08	274,579.96	268,859.54	0.00	0.00				
Cheltuieli fara proiect (mii lei)		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Cheltuieli Scenariul S2		0.00	0.00	0.00	309,546.08	307,372.00	313,842.77	320,465.31	327,450.88	334,610.39
Cheltuieli incremental	0.00	0.00	0.00	0.00	309,546.08	307,372.00	313,842.77	320,465.31	327,450.88	334,610.39
Cheltuieli actualizate		0.00	0.00	0.00	275,185.33	262,742.87	257,955.88	253,268.39	248,835.75	244,496.53
TOTAL CHELTUELI incremental	0.00	28,602.08	274,579.96	268,859.54	309,546.08	307,372.00	313,842.77	320,465.31	327,450.88	334,610.39
Cheltuieli totale actualizate	0.00	28,602.08	264,019.19	248,575.76	275,185.33	262,742.87	257,955.88	253,268.39	248,835.75	244,496.53
Venituri fara proiect (mii lei)		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Venituri Scenariul 2		0.00	0.00	0.00	453,197.16	400,358.39	423,953.15	442,327.20	452,417.48	462,738.00
Venituri incremental	0.00	0.00	0.00	0.00	453,197.16	400,358.39	423,953.15	442,327.20	452,417.48	462,738.00
Venituri actualizate		0.00	0.00	0.00	402,890.63	342,228.03	348,458.59	349,577.61	343,800.10	338,118.12
Flux de numerar net increm.	0.00	-28,602.08	-274,579.96	-268,859.54	143,651.08	92,986.39	110,110.38	121,861.89	124,966.60	128,127.61
Flux de numerar net increm. actualizat	0.00	-28,602.08	-264,019.19	-248,575.76	127,705.29	79,485.16	90,502.71	96,309.22	94,964.35	93,621.59
Ajutorul comunitar		22,101.61	212,175.42	207,755.10	0.00	0.00				
Ajutorul comunitar actualizat		22,101.61	204,014.83	192,081.27	0.00	0.00				
Flux de numer cu ajutor neact.	0.00	-6,500.47	-62,404.54	-61,104.44	143,651.08	92,986.39	110,110.38	121,861.89	124,966.60	128,127.61
Flux de numer actualizat cu ajutor	0.00	-6,500.47	-60,004.36	-56,494.49	127,705.29	79,485.16	90,502.71	96,309.22	94,964.35	93,621.59
Indicatori										
VANF/K	1,296,181.99									
RIRF/K	67.02%									
VANF/C	909,534.71									
Fluxuri	0.00	-28.60	-274.58	-268.86	188,043.61	142,923.67	159,206.00	170,897.01	175,316.39	179,824.34
VANE/C	1,761,750.63									

STUDIU DE FEZABILITATE
Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență
Implementare proiect la sursă CETH Arad
Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.2



I. Investitii	Anexa 14.1.6										
Costuri de investitii +10%											
An	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Rata de actualizare (%)	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
Coefficient de actualizare	0.7026	0.6756	0.6496	0.6246	0.6006	0.5775	0.5553	0.5339	0.5134	0.4936	0.4746
Costuri investitii (mii lei)											
Cheltuieli fara proiect (mii lei)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Cheltuieli Scenariul S2	341,946.98	349,463.94	357,175.33	365,074.07	373,179.86	381,485.95	390,007.06	398,747.42	407,716.80	416,914.50	426,350.70
Cheltuieli incremental	341,946.98	349,463.94	357,175.33	365,074.07	373,179.86	381,485.95	390,007.06	398,747.42	407,716.80	416,914.50	426,350.70
Cheltuieli actualizate	240,247.41	236,085.32	232,014.28	228,024.19	224,122.16	220,298.63	216,557.07	212,894.51	209,310.89	205,800.72	202,364.13
TOTAL CHELTUIELI incremental	341,946.98	349,463.94	357,175.33	365,074.07	373,179.86	381,485.95	390,007.06	398,747.42	407,716.80	416,914.50	426,350.70
Cheltuieli totale actualizate	240,247.41	236,085.32	232,014.28	228,024.19	224,122.16	220,298.63	216,557.07	212,894.51	209,310.89	205,800.72	202,364.13
Venituri fara proiect (mii lei)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Venituri Scenariul 2	473,294.02	484,090.91	495,134.18	506,429.45	517,982.46	529,799.11	541,885.41	554,247.51	566,891.71	579,824.46	593,052.32
Venituri incremental	473,294.02	484,090.91	495,134.18	506,429.45	517,982.46	529,799.11	541,885.41	554,247.51	566,891.71	579,824.46	593,052.32
Venituri actualizate	332,530.10	327,034.48	321,629.72	316,314.34	311,086.84	305,945.79	300,889.73	295,917.28	291,027.04	286,217.66	281,487.79
Flux de numerar net increm.	131,347.04	134,626.97	137,958.85	141,355.38	144,802.60	148,313.16	151,878.35	155,500.09	159,174.92	162,909.96	166,701.63
Flux de numerar net increm. actualizat	92,282.69	90,949.16	89,615.44	88,290.15	86,964.69	85,647.15	84,332.66	83,022.77	81,716.14	80,416.94	79,123.66
Ajutorul comunitar											
Ajutorul comunitar actualizat											
Flux de numer cu ajutor neact.	131,347.04	134,626.97	137,958.85	141,355.38	144,802.60	148,313.16	151,878.35	155,500.09	159,174.92	162,909.96	166,701.63
Flux de numer actualizat cu ajutor	92,282.69	90,949.16	89,615.44	88,290.15	86,964.69	85,647.15	84,332.66	83,022.77	81,716.14	80,416.94	79,123.66
Indicatori											
VANF/K											
RIRF/K											
VANF/C											
Fluxuri	184,426.47	189,128.50	193,928.69	198,840.88	203,859.94	209,000.26	214,261.18	219,650.12	225,171.06	230,836.17	236,650.42
VANF/C											

STUDIUL DE FEZABILITATE
Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență
Implementare proiect la sursă CETH Arad
Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.2



II. Operare	Anexa 14.II.1									
Costuri de operare si intretinere -10%										
An	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Rata de actualizare (%)	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
Coefficient de actualizare		1.0000	0.9615	0.9246	0.8890	0.8548	0.8219	0.7903	0.7599	0.7307
Costuri investitii (mii lei)	0.00	26,001.89	249,618.14	244,417.76	0.00	0.00				
Cheltuieli fara proiect (mii lei)		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Cheltuieli Scenariul S2, din care:	0.00	0.00	0.00	0.00	305,773.51	303,465.73	309,797.21	316,274.64	323,108.99	330,110.93
Materii prime	0.00	0.00	0.00	0.00	232,725.97	228,531.06	232,911.51	237,371.48	242,119.33	246,963.00
Operare si mentenanta	0.00	0.00	0.00	0.00	33,953.07	35,156.41	36,410.00	37,716.05	39,076.92	40,495.05
Alte cheltuieli	0.00	0.00	0.00	0.00	39,094.48	39,778.25	40,475.71	41,187.11	41,912.74	42,652.88
Cheltuieli incremental		0.00	0.00	0.00	305,773.51	303,465.73	309,797.21	316,274.64	323,108.99	330,110.93
Cheltuieli actualizate		0.00	0.00	0.00	271,831.54	259,403.78	254,630.73	249,956.44	245,536.28	241,208.83
TOTAL CHELTUIELI incremental	0.00	26,001.89	249,618.14	244,417.76	305,773.51	303,465.73	309,797.21	316,274.64	323,108.99	330,110.93
Cheltuieli totale actualizate	0.00	26,001.89	240,017.44	225,977.96	271,831.54	259,403.78	254,630.73	249,956.44	245,536.28	241,208.83
Venituri fara proiect (mii lei)		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Venituri Scenariul 2		0.00	0.00	0.00	453,197.16	400,358.39	423,953.15	442,327.20	452,417.48	462,738.00
Venituri incremental		0.00	0.00	0.00	453,197.16	400,358.39	423,953.15	442,327.20	452,417.48	462,738.00
Venituri actualizate		0.00	0.00	0.00	402,890.63	342,228.03	348,458.59	349,577.61	343,800.10	338,118.12
Flux de numerar net increm.	0.00	-26,001.89	-249,618.14	-244,417.76	147,423.65	96,892.66	114,155.94	126,052.56	129,308.48	132,627.06
Flux de numerar net increm. actualizat	0.00	-26,001.89	-240,017.44	-225,977.96	131,059.09	82,824.25	93,827.86	99,621.17	98,263.82	96,909.30
Ajutorul comunitar		22,101.61	212,175.42	207,755.10	0.00	0.00				
Ajutorul comunitar actualizat		22,101.61	204,014.83	192,081.27	0.00	0.00				
Flux de numer cu ajutor neact.	0.00	-3,900.28	-37,442.72	-36,662.66	147,423.65	96,892.66	114,155.94	126,052.56	129,308.48	132,627.06
Flux de numer actualizat cu ajutor	0.00	-3,900.28	-36,002.62	-33,896.69	131,059.09	82,824.25	93,827.86	99,621.17	98,263.82	96,909.30
Indicatori										
VANF/K	1,392,977.49									
RIRF/K	100.70%									
VANF/C	1,006,330.21									
Fluxuri	0.00	-26.00	-249.62	-244.42	191,324.97	146,321.93	162,726.05	174,543.96	179,095.59	183,741.37
VANE/C	1,801,323.25									

STUDIU DE FEZABILITATE
Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență
Implementare proiect la sursă CETH Arad
Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.2



II. Operare	Anexa 14.II.1										
Costuri de operare și intretinere -10%											
An	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Rata de actualizare (%)	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
Coefficient de actualizare	0.7026	0.6756	0.6496	0.6246	0.6006	0.5775	0.5553	0.5339	0.5134	0.4936	0.4746
Costuri investitii (mii lei)											
Cheltuieli fara proiect (mii lei)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Cheltuieli Scenariul S2, din care:	337,283.31	344,629.11	352,162.08	359,874.81	367,786.68	375,890.56	384,200.79	392,721.24	401,461.24	410,419.69	419,606.29
Materii prime	251,902.47	256,937.75	262,079.49	267,317.03	272,666.35	278,116.81	283,679.04	289,353.04	295,144.15	301,047.03	307,067.01
Operare si mentenanta	41,973.01	43,513.48	45,119.27	46,793.31	48,538.67	50,358.58	52,256.39	54,235.64	56,299.99	58,453.33	60,699.67
Alte cheltuieli	43,407.83	44,177.87	44,963.32	45,764.47	46,581.65	47,415.17	48,265.36	49,132.56	50,017.10	50,919.33	51,839.60
Cheltuieli incremental	337,283.31	344,629.11	352,162.08	359,874.81	367,786.68	375,890.56	384,200.79	392,721.24	401,461.24	410,419.69	419,606.29
Cheltuieli actualizate	236,970.78	232,819.08	228,757.77	224,776.75	220,883.15	217,067.43	213,333.06	209,677.08	206,099.46	202,594.70	199,162.95
TOTAL CHELTUIELI incremental	337,283.31	344,629.11	352,162.08	359,874.81	367,786.68	375,890.56	384,200.79	392,721.24	401,461.24	410,419.69	419,606.29
Cheltuieli totale actualizate	236,970.78	232,819.08	228,757.77	224,776.75	220,883.15	217,067.43	213,333.06	209,677.08	206,099.46	202,594.70	199,162.95
Venituri fara proiect (mii lei)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Venituri Scenariul 2	473,294.02	484,090.91	495,134.18	506,429.45	517,982.46	529,799.11	541,885.41	554,247.51	566,891.71	579,824.46	593,052.32
Venituri incremental	473,294.02	484,090.91	495,134.18	506,429.45	517,982.46	529,799.11	541,885.41	554,247.51	566,891.71	579,824.46	593,052.32
Venituri actualizate	332,530.10	327,034.48	321,629.72	316,314.34	311,086.84	305,945.79	300,889.73	295,917.28	291,027.04	286,217.66	281,487.79
Flux de numerar net increm.	136,010.70	139,461.80	142,972.11	146,554.63	150,195.79	153,908.55	157,684.62	161,526.27	165,430.47	169,404.77	173,446.04
Flux de numerar net increm. actualizat	95,559.32	94,215.40	92,871.95	91,537.59	90,203.70	88,878.35	87,556.67	86,240.20	84,927.58	83,622.96	82,324.85
Ajutorul comunitar											
Ajutorul comunitar actualizat											
Flux de numer cu ajutor neact.	136,010.70	139,461.80	142,972.11	146,554.63	150,195.79	153,908.55	157,684.62	161,526.27	165,430.47	169,404.77	173,446.04
Flux de numer actualizat cu ajutor	95,559.32	94,215.40	92,871.95	91,537.59	90,203.70	88,878.35	87,556.67	86,240.20	84,927.58	83,622.96	82,324.85
Indicatori											
VANF/K											
RIRF/K											
VANF/C											
Fluxuri	188,487.15	193,338.93	198,295.23	203,370.19	208,558.97	213,876.27	219,321.78	224,903.24	230,625.00	236,499.60	242,532.43
VANE/C											

STUDIU DE FEZABILITATE
Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență
Implementare proiect la sursă CETH Arad
Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.2



II. Operare	Anexa 14.II.2									
Costuri de operare și întreținere -5%										
An	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Rata de actualizare (%)	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
Coefficient de actualizare		1.0000	0.9615	0.9246	0.8890	0.8548	0.8219	0.7903	0.7599	0.7307
Costuri investiții (mii lei)	0.00	26,001.89	249,618.14	244,417.76	0.00	0.00				
Cheltuieli fara proiect (mii lei)		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Cheltuieli Scenariul S2, din care:	0.00	0.00	0.00	0.00	307,659.79	305,418.87	311,819.99	318,369.98	325,279.94	332,360.66
Materii prime	0.00	0.00	0.00	0.00	232,725.97	228,531.06	232,911.51	237,371.48	242,119.33	246,963.00
Operare și mentenanță	0.00	0.00	0.00	0.00	35,839.35	37,109.55	38,432.77	39,811.39	41,247.86	42,744.78
Alte cheltuieli	0.00	0.00	0.00	0.00	39,094.48	39,778.25	40,475.71	41,187.11	41,912.74	42,652.88
Cheltuieli incremental		0.00	0.00	0.00	307,659.79	305,418.87	311,819.99	318,369.98	325,279.94	332,360.66
Cheltuieli actualizate		0.00	0.00	0.00	273,508.44	261,073.33	256,293.30	251,612.42	247,186.02	242,852.68
TOTAL CHELTUIELI incremental	0.00	26,001.89	249,618.14	244,417.76	307,659.79	305,418.87	311,819.99	318,369.98	325,279.94	332,360.66
Cheltuieli totale actualizate	0.00	26,001.89	240,017.44	225,977.96	273,508.44	261,073.33	256,293.30	251,612.42	247,186.02	242,852.68
Venituri fara proiect (mii lei)		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Venituri Scenariul 2		0.00	0.00	0.00	453,197.16	400,358.39	423,953.15	442,327.20	452,417.48	462,738.00
Venituri incremental		0.00	0.00	0.00	453,197.16	400,358.39	423,953.15	442,327.20	452,417.48	462,738.00
Venituri actualizate		0.00	0.00	0.00	402,890.63	342,228.03	348,458.59	349,577.61	343,800.10	338,118.12
Flux de numerar net increm.	0.00	-26,001.89	-249,618.14	-244,417.76	145,537.37	94,939.52	112,133.16	123,957.23	127,137.54	130,377.34
Flux de numerar net increm. actualizat	0.00	-26,001.89	-240,017.44	-225,977.96	129,382.19	81,154.70	92,165.29	97,965.20	96,614.08	95,265.44
Ajutorul comunitar		22,101.61	212,175.42	207,755.10	0.00	0.00				
Ajutorul comunitar actualizat		22,101.61	204,014.83	192,081.27	0.00	0.00				
Flux de numer cu ajutor neact.	0.00	-3,900.28	-37,442.72	-36,662.66	145,537.37	94,939.52	112,133.16	123,957.23	127,137.54	130,377.34
Flux de numer actualizat cu ajutor	0.00	-3,900.28	-36,002.62	-33,896.69	129,382.19	81,154.70	92,165.29	97,965.20	96,614.08	95,265.44
Indicatori										
VANE/K	1,367,323.70									
RIRE/K	99.58%									
VANE/C	980,676.42									
Fluxuri	0.00	-26.00	-249.62	-244.42	189,684.29	144,622.80	160,966.03	172,720.48	177,205.99	181,782.86
VANE/C	1,781,558.95									

STUDIU DE FEZABILITATE
Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență
Implementare proiect la sursă CETH Arad
Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.2



II. Operare	Anexa 14.II.2										
Costuri de operare si intretinere -5%											
An	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Rata de actualizare (%)	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
Coefficient de actualizare	0.7026	0.6756	0.6496	0.6246	0.6006	0.5775	0.5553	0.5339	0.5134	0.4936	0.4746
Costuri investitii (mii lei)											
Cheltuieli fara proiect (mii lei)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Cheltuieli Scenariul S2, din care:	339,615.15	347,046.53	354,668.70	362,474.44	370,483.27	378,688.26	387,103.92	395,734.33	404,589.02	413,667.09	422,978.49
Materii prime	251,902.47	256,937.75	262,079.49	267,317.03	272,666.35	278,116.81	283,679.04	289,353.04	295,144.15	301,047.03	307,067.01
Operare si mentenanta	44,304.85	45,930.90	47,625.90	49,392.94	51,235.27	53,156.28	55,159.53	57,248.73	59,427.77	61,700.73	64,071.88
Alte cheltuieli	43,407.83	44,177.87	44,963.32	45,764.47	46,581.65	47,415.17	48,265.36	49,132.56	50,017.10	50,919.33	51,839.60
Cheltuieli incremental	339,615.15	347,046.53	354,668.70	362,474.44	370,483.27	378,688.26	387,103.92	395,734.33	404,589.02	413,667.09	422,978.49
Cheltuieli actualizate	238,609.10	234,452.20	230,386.03	226,400.47	222,502.65	218,683.03	214,945.07	211,285.79	207,705.18	204,197.71	200,763.54
TOTAL CHELTUIELI incremental	339,615.15	347,046.53	354,668.70	362,474.44	370,483.27	378,688.26	387,103.92	395,734.33	404,589.02	413,667.09	422,978.49
Cheltuieli totale actualizate	238,609.10	234,452.20	230,386.03	226,400.47	222,502.65	218,683.03	214,945.07	211,285.79	207,705.18	204,197.71	200,763.54
Venituri fara proiect (mii lei)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Venituri Scenariul 2	473,294.02	484,090.91	495,134.18	506,429.45	517,982.46	529,799.11	541,885.41	554,247.51	566,891.71	579,824.46	593,052.32
Venituri incremental	473,294.02	484,090.91	495,134.18	506,429.45	517,982.46	529,799.11	541,885.41	554,247.51	566,891.71	579,824.46	593,052.32
Venituri actualizate	332,530.10	327,034.48	321,629.72	316,314.34	311,086.84	305,945.79	300,889.73	295,917.28	291,027.04	286,217.66	281,487.79
Flux de numerar net increm.	133,678.87	137,044.39	140,465.48	143,955.01	147,499.19	151,110.85	154,781.48	158,513.18	162,302.70	166,157.36	170,073.83
Flux de numerar net increm. actualizat	93,921.00	92,582.28	91,243.70	89,913.87	88,584.19	87,262.75	85,944.66	84,631.48	83,321.86	82,019.95	80,724.26
Ajutorul comunitar											
Ajutorul comunitar actualizat											
Flux de numer cu ajutor neact.	133,678.87	137,044.39	140,465.48	143,955.01	147,499.19	151,110.85	154,781.48	158,513.18	162,302.70	166,157.36	170,073.83
Flux de numer actualizat cu ajutor	93,921.00	92,582.28	91,243.70	89,913.87	88,584.19	87,262.75	85,944.66	84,631.48	83,321.86	82,019.95	80,724.26
Indicatori											
VANF/K											
RIRF/K											
VANF/C											
Fluxuri	186,456.81	191,233.72	196,111.96	201,105.54	206,209.45	211,438.27	216,791.48	222,276.68	227,898.03	233,667.88	239,591.43
VANF/C											

STUDIU DE FEZABILITATE
Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență
Implementare proiect la sursă CETH Arad
Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.2



II. Operare	Anexa 14.II.3										
Costuri de operare si intretinere -1%											
An	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
Rata de actualizare (%)	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	
Coefficient de actualizare		1.0000	0.9615	0.9246	0.8890	0.8548	0.8219	0.7903	0.7599	0.7307	
Costuri investiții (mii lei)	0.00	26,001.89	249,618.14	244,417.76	0.00	0.00					
Cheltuieli fara proiect (mii lei)		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
Cheltuieli Scenariul S2, din care:	0.00	0.00	0.00	0.00	309,168.82	306,981.37	313,438.21	320,046.25	327,016.69	334,160.44	
Materii prime	0.00	0.00	0.00	0.00	232,725.97	228,531.06	232,911.51	237,371.48	242,119.33	246,963.00	
Operare si mentenanta	0.00	0.00	0.00	0.00	37,348.37	38,672.06	40,051.00	41,487.66	42,984.61	44,544.56	
Alte cheltuieli	0.00	0.00	0.00	0.00	39,094.48	39,778.25	40,475.71	41,187.11	41,912.74	42,652.88	
Cheltuieli incremental		0.00	0.00	0.00	309,168.82	306,981.37	313,438.21	320,046.25	327,016.69	334,160.44	
Cheltuieli actualizate		0.00	0.00	0.00	274,849.96	262,408.96	257,623.36	252,937.20	248,505.81	244,167.76	
TOTAL CHELTUIELI incremental	0.00	26,001.89	249,618.14	244,417.76	309,168.82	306,981.37	313,438.21	320,046.25	327,016.69	334,160.44	
Cheltuieli totale actualizate	0.00	26,001.89	240,017.44	225,977.96	274,849.96	262,408.96	257,623.36	252,937.20	248,505.81	244,167.76	
Venituri fara proiect (mii lei)		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
Venituri Scenariul 2		0.00	0.00	0.00	453,197.16	400,358.39	423,953.15	442,327.20	452,417.48	462,738.00	
Venituri incremental		0.00	0.00	0.00	453,197.16	400,358.39	423,953.15	442,327.20	452,417.48	462,738.00	
Venituri actualizate		0.00	0.00	0.00	402,890.63	342,228.03	348,458.59	349,577.61	343,800.10	338,118.12	
Flux de numerar net increm.	0.00	-26,001.89	-249,618.14	-244,417.76	144,028.34	93,377.02	110,514.94	122,280.96	125,400.79	128,577.56	
Flux de numerar net increm. actualizat	0.00	-26,001.89	-240,017.44	-225,977.96	128,040.67	79,819.07	90,835.22	96,640.42	95,294.30	93,950.36	
Ajutorul comunitar		22,101.61	212,175.42	207,755.10	0.00	0.00					
Ajutorul comunitar actualizat		22,101.61	204,014.83	192,081.27	0.00	0.00					
Flux de numer cu ajutor neact.	0.00	-3,900.28	-37,442.72	-36,662.66	144,028.34	93,377.02	110,514.94	122,280.96	125,400.79	128,577.56	
Flux de numer actualizat cu ajutor	0.00	-3,900.28	-36,002.62	-33,896.69	128,040.67	79,819.07	90,835.22	96,640.42	95,294.30	93,950.36	
Indicatori											
VANE/K	1,346,800.67										
RIRF/K	98.68%										
VANE/C	960,153.38										
Fluxuri	0.00	-26.00	-249.62	-244.42	188,371.74	143,263.49	159,558.01	171,261.70	175,694.31	180,216.05	
VANE/C	1,765,747.52										

STUDIU DE FEZABILITATE
Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență
Implementare proiect la sursă CETH Arad
Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.2



II. Operare	Anexa 14.II.3										
Costuri de operare si intretinere -1%											
An	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Rata de actualizare (%)	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
Coefficient de actualizare	0.7026	0.6756	0.6496	0.6246	0.6006	0.5775	0.5553	0.5339	0.5134	0.4936	0.4746
Costuri investitii (mii lei)											
Cheltuieli fara proiect (mii lei)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Cheltuieli Scenariul S2, din care:	341,480.62	348,980.46	356,674.00	364,554.14	372,640.54	380,926.41	389,426.43	398,144.80	407,091.24	416,265.02	425,676.26
Materii prime	251,902.47	256,937.75	262,079.49	267,317.03	272,666.35	278,116.81	283,679.04	289,353.04	295,144.15	301,047.03	307,067.01
Operare si mentenanta	46,170.32	47,864.83	49,631.20	51,472.64	53,392.54	55,394.44	57,482.03	59,659.20	61,929.99	64,298.66	66,769.64
Alte cheltuieli	43,407.83	44,177.87	44,963.32	45,764.47	46,581.65	47,415.17	48,265.36	49,132.56	50,017.10	50,919.33	51,839.60
Cheltuieli incremental	341,480.62	348,980.46	356,674.00	364,554.14	372,640.54	380,926.41	389,426.43	398,144.80	407,091.24	416,265.02	425,676.26
Cheltuieli actualizate	239,919.75	235,758.69	231,688.63	227,699.44	223,798.25	219,975.51	216,234.67	212,572.76	208,989.75	205,480.12	202,044.01
TOTAL CHELTUIELI incremental	341,480.62	348,980.46	356,674.00	364,554.14	372,640.54	380,926.41	389,426.43	398,144.80	407,091.24	416,265.02	425,676.26
Cheltuieli totale actualizate	239,919.75	235,758.69	231,688.63	227,699.44	223,798.25	219,975.51	216,234.67	212,572.76	208,989.75	205,480.12	202,044.01
Venituri fara proiect (mii lei)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Venituri Scenariul 2	473,294.02	484,090.91	495,134.18	506,429.45	517,982.46	529,799.11	541,885.41	554,247.51	566,891.71	579,824.46	593,052.32
Venituri incremental	473,294.02	484,090.91	495,134.18	506,429.45	517,982.46	529,799.11	541,885.41	554,247.51	566,891.71	579,824.46	593,052.32
Venituri actualizate	332,530.10	327,034.48	321,629.72	316,314.34	311,086.84	305,945.79	300,889.73	295,917.28	291,027.04	286,217.66	281,487.79
Flux de numerar net increm.	131,813.40	135,110.46	138,460.18	141,875.30	145,341.92	148,872.70	152,458.98	156,102.71	159,800.47	163,559.44	167,376.07
Flux de numerar net increm. actualizat	92,610.35	91,275.78	89,941.09	88,614.90	87,288.59	85,970.27	84,655.06	83,344.51	82,037.29	80,737.54	79,443.78
Ajutorul comunitar											
Ajutorul comunitar actualizat											
Flux de numer cu ajutor neact.	131,813.40	135,110.46	138,460.18	141,875.30	145,341.92	148,872.70	152,458.98	156,102.71	159,800.47	163,559.44	167,376.07
Flux de numer actualizat cu ajutor	92,610.35	91,275.78	89,941.09	88,614.90	87,288.59	85,970.27	84,655.06	83,344.51	82,037.29	80,737.54	79,443.78
Indicatori											
VANF/K											
RIRF/K											
VANF/C											
Fluxuri	184,832.53	189,549.55	194,365.35	199,293.81	204,329.84	209,487.86	214,767.24	220,175.43	225,716.46	231,402.51	237,238.63
VANF/C											

STUDIU DE FEZABILITATE
Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență
Implementare proiect la sursă CETH Arad
Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.2



II. Operare	Anexa 14.II.4										
Costuri de operare si intretinere +1%											
An	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
Rata de actualizare (%)	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	
Coefficient de actualizare		1.0000	0.9615	0.9246	0.8890	0.8548	0.8219	0.7903	0.7599	0.7307	
Costuri investiții (mii lei)	0.00	26,001.89	249,618.14	244,417.76	0.00	0.00					
Cheltuieli fara proiect (mii lei)		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
Cheltuieli Scenariul S2, din care:	0.00	0.00	0.00	0.00	309,923.33	307,762.63	314,247.32	320,884.38	327,885.06	335,060.33	
Materii prime	0.00	0.00	0.00	0.00	232,725.97	228,531.06	232,911.51	237,371.48	242,119.33	246,963.00	
Operare si mentenanta	0.00	0.00	0.00	0.00	38,102.89	39,453.31	40,860.11	42,325.79	43,852.99	45,444.45	
Alte cheltuieli	0.00	0.00	0.00	0.00	39,094.48	39,778.25	40,475.71	41,187.11	41,912.74	42,652.88	
Cheltuieli incremental		0.00	0.00	0.00	309,923.33	307,762.63	314,247.32	320,884.38	327,885.06	335,060.33	
Cheltuieli actualizate		0.00	0.00	0.00	275,520.71	263,076.78	258,288.39	253,599.59	249,165.70	244,825.30	
TOTAL CHELTUIELI incremental	0.00	26,001.89	249,618.14	244,417.76	309,923.33	307,762.63	314,247.32	320,884.38	327,885.06	335,060.33	
Cheltuieli totale actualizate	0.00	26,001.89	240,017.44	225,977.96	275,520.71	263,076.78	258,288.39	253,599.59	249,165.70	244,825.30	
Venituri fara proiect (mii lei)		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
Venituri Scenariul 2		0.00	0.00	0.00	453,197.16	400,358.39	423,953.15	442,327.20	452,417.48	462,738.00	
Venituri incremental		0.00	0.00	0.00	453,197.16	400,358.39	423,953.15	442,327.20	452,417.48	462,738.00	
Venituri actualizate		0.00	0.00	0.00	402,890.63	342,228.03	348,458.59	349,577.61	343,800.10	338,118.12	
Flux de numerar net increm.	0.00	-26,001.89	-249,618.14	-244,417.76	143,273.83	92,595.76	109,705.83	121,442.82	124,532.42	127,677.67	
Flux de numerar net increm. actualizat	0.00	-26,001.89	-240,017.44	-225,977.96	127,369.91	79,151.25	90,170.19	95,978.03	94,634.40	93,292.82	
Ajutorul comunitar		22,101.61	212,175.42	207,755.10	0.00	0.00					
Ajutorul comunitar actualizat		22,101.61	204,014.83	192,081.27	0.00	0.00					
Flux de numer cu ajutor neact.	0.00	-3,900.28	-37,442.72	-36,662.66	143,273.83	92,595.76	109,705.83	121,442.82	124,532.42	127,677.67	
Flux de numer actualizat cu ajutor	0.00	-3,900.28	-36,002.62	-33,896.69	127,369.91	79,151.25	90,170.19	95,978.03	94,634.40	93,292.82	
Indicatori											
VANF/K	1,336,539.15										
RIRF/K	98.23%										
VANF/C	949,891.87										
Fluxuri	0.00	-26.00	-249.62	-244.42	187,715.47	142,583.84	158,854.00	170,532.31	174,938.47	179,432.64	
VANF/C	1,757,841.80										

STUDIU DE FEZABILITATE
Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență
Implementare proiect la sursă CETH Arad
Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.2



II. Operare	Anexa 14.II.4										
Costuri de operare si intretinere +1%											
An	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Rata de actualizare (%)	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
Coefficient de actualizare	0.7026	0.6756	0.6496	0.6246	0.6006	0.5775	0.5553	0.5339	0.5134	0.4936	0.4746
Costuri investitii (mii lei)											
Cheltuieli fara proiect (mii lei)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Cheltuieli Scenariul S2, din care:	342,413.35	349,947.42	357,676.65	365,594.00	373,719.18	382,045.49	390,587.68	399,350.04	408,342.35	417,563.98	427,025.14
Materii prime	251,902.47	256,937.75	262,079.49	267,317.03	272,666.35	278,116.81	283,679.04	289,353.04	295,144.15	301,047.03	307,067.01
Operare si mentenanta	47,103.05	48,831.80	50,633.85	52,512.49	54,471.18	56,513.52	58,643.28	60,864.44	63,181.10	65,597.62	68,118.52
Alte cheltuieli	43,407.83	44,177.87	44,963.32	45,764.47	46,581.65	47,415.17	48,265.36	49,132.56	50,017.10	50,919.33	51,839.60
Cheltuieli incremental	342,413.35	349,947.42	357,676.65	365,594.00	373,719.18	382,045.49	390,587.68	399,350.04	408,342.35	417,563.98	427,025.14
Cheltuieli actualizate	240,575.08	236,411.94	232,339.93	228,348.93	224,446.06	220,621.75	216,879.48	213,216.25	209,632.04	206,121.32	202,684.25
TOTAL CHELTUIELI incremental	342,413.35	349,947.42	357,676.65	365,594.00	373,719.18	382,045.49	390,587.68	399,350.04	408,342.35	417,563.98	427,025.14
Cheltuieli totale actualizate	240,575.08	236,411.94	232,339.93	228,348.93	224,446.06	220,621.75	216,879.48	213,216.25	209,632.04	206,121.32	202,684.25
Venituri fara proiect (mii lei)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Venituri Scenariul 2	473,294.02	484,090.91	495,134.18	506,429.45	517,982.46	529,799.11	541,885.41	554,247.51	566,891.71	579,824.46	593,052.32
Venituri incremental	473,294.02	484,090.91	495,134.18	506,429.45	517,982.46	529,799.11	541,885.41	554,247.51	566,891.71	579,824.46	593,052.32
Venituri actualizate	332,530.10	327,034.48	321,629.72	316,314.34	311,086.84	305,945.79	300,889.73	295,917.28	291,027.04	286,217.66	281,487.79
Flux de numerar net increm.	130,880.67	134,143.49	137,457.53	140,835.45	144,263.28	147,753.62	151,297.72	154,897.47	158,549.36	162,260.47	166,027.19
Flux de numerar net increm. actualizat	91,955.02	90,622.53	89,289.79	87,965.41	86,640.79	85,324.03	84,010.26	82,701.03	81,395.00	80,096.33	78,803.55
Ajutorul comunitar											
Ajutorul comunitar actualizat											
Flux de numer cu ajutor neact.	130,880.67	134,143.49	137,457.53	140,835.45	144,263.28	147,753.62	151,297.72	154,897.47	158,549.36	162,260.47	166,027.19
Flux de numer actualizat cu ajutor	91,955.02	90,622.53	89,289.79	87,965.41	86,640.79	85,324.03	84,010.26	82,701.03	81,395.00	80,096.33	78,803.55
Indicatori											
VANF/K											
RIRF/K											
VANF/C											
Fluxuri	184,020.40	188,707.46	193,492.04	198,387.95	203,390.04	208,512.66	213,755.12	219,124.81	224,625.67	230,269.82	236,062.22
VANE/C											

STUDIU DE FEZABILITATE
Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență
Implementare proiect la sursă CETH Arad
Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.2



II. Operare	Anexa 14.II.5										
Costuri de operare si intretinere +5%											
An	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
Rata de actualizare (%)	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	
Coefficient de actualizare		1.0000	0.9615	0.9246	0.8890	0.8548	0.8219	0.7903	0.7599	0.7307	
Costuri investitii (mii lei)	0.00	26,001.89	249,618.14	244,417.76	0.00	0.00					
Cheltuieli fara proiect (mii lei)		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
Cheltuieli Scenariul S2, din care:	0.00	0.00	0.00	0.00	311,432.36	309,325.13	315,865.54	322,560.65	329,621.82	336,860.11	
Materii prime	0.00	0.00	0.00	0.00	232,725.97	228,531.06	232,911.51	237,371.48	242,119.33	246,963.00	
Operare si mentenanta	0.00	0.00	0.00	0.00	39,611.91	41,015.82	42,478.33	44,002.06	45,589.74	47,244.23	
Alte cheltuieli	0.00	0.00	0.00	0.00	39,094.48	39,778.25	40,475.71	41,187.11	41,912.74	42,652.88	
Cheltuieli incremental		0.00	0.00	0.00	311,432.36	309,325.13	315,865.54	322,560.65	329,621.82	336,860.11	
Cheltuieli actualizate		0.00	0.00	0.00	276,862.23	264,412.42	259,618.45	254,924.37	250,485.49	246,140.38	
TOTAL CHELTUIELI incremental	0.00	26,001.89	249,618.14	244,417.76	311,432.36	309,325.13	315,865.54	322,560.65	329,621.82	336,860.11	
Cheltuieli totale actualizate	0.00	26,001.89	240,017.44	225,977.96	276,862.23	264,412.42	259,618.45	254,924.37	250,485.49	246,140.38	
Venituri fara proiect (mii lei)		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
Venituri Scenariul 2		0.00	0.00	0.00	453,197.16	400,358.39	423,953.15	442,327.20	452,417.48	462,738.00	
Venituri incremental		0.00	0.00	0.00	453,197.16	400,358.39	423,953.15	442,327.20	452,417.48	462,738.00	
Venituri actualizate		0.00	0.00	0.00	402,890.63	342,228.03	348,458.59	349,577.61	343,800.10	338,118.12	
Flux de numerar net increm.	0.00	-26,001.89	-249,618.14	-244,417.76	141,764.80	91,033.26	108,087.61	119,766.55	122,795.66	125,877.89	
Flux de numerar net increm. actualizat	0.00	-26,001.89	-240,017.44	-225,977.96	126,028.39	77,815.61	88,840.13	94,653.25	93,314.61	91,977.74	
Ajutorul comunitar		22,101.61	212,175.42	207,755.10	0.00	0.00					
Ajutorul comunitar actualizat		22,101.61	204,014.83	192,081.27	0.00	0.00					
Flux de numer cu ajutor neact.	0.00	-3,900.28	-37,442.72	-36,662.66	141,764.80	91,033.26	108,087.61	119,766.55	122,795.66	125,877.89	
Flux de numer actualizat cu ajutor	0.00	-3,900.28	-36,002.62	-33,896.69	126,028.39	77,815.61	88,840.13	94,653.25	93,314.61	91,977.74	
Indicatori											
VANE/K	1,316,016.12										
RIRF/K	97.32%										
VANE/C	929,368.83										
Fluxuri	0.00	-26.00	-249.62	-244.42	186,402.92	141,224.54	157,445.97	169,073.53	173,426.79	177,865.83	
VANE/C	1,742,030.37										

STUDIUL DE FEZABILITATE
Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență
Implementare proiect la sursă CETH Arad
Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.2



II. Operare	Anexa 14.II.5										
Costuri de operare și intretinere +5%											
An	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Rata de actualizare (%)	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
Coefficient de actualizare	0.7026	0.6756	0.6496	0.6246	0.6006	0.5775	0.5553	0.5339	0.5134	0.4936	0.4746
Costuri investiții (mii lei)											
Cheltuieli fara proiect (mii lei)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Cheltuieli Scenariul S2, din care:	344,278.82	351,881.36	359,681.96	367,673.70	375,876.46	384,283.65	392,910.19	401,760.51	410,844.57	420,161.91	429,722.90
Materii prime	251,902.47	256,937.75	262,079.49	267,317.03	272,666.35	278,116.81	283,679.04	289,353.04	295,144.15	301,047.03	307,067.01
Operare și mentenanță	48,968.52	50,765.73	52,639.15	54,592.19	56,628.45	58,751.68	60,965.79	63,274.91	65,683.33	68,195.55	70,816.28
Alte cheltuieli	43,407.83	44,177.87	44,963.32	45,764.47	46,581.65	47,415.17	48,265.36	49,132.56	50,017.10	50,919.33	51,839.60
Cheltuieli incremental	344,278.82	351,881.36	359,681.96	367,673.70	375,876.46	384,283.65	392,910.19	401,760.51	410,844.57	420,161.91	429,722.90
Cheltuieli actualizate	241,885.73	237,718.44	233,642.54	229,647.91	225,741.66	221,914.23	218,169.08	214,503.22	210,916.61	207,403.73	203,964.72
TOTAL CHELTUIELI incremental	344,278.82	351,881.36	359,681.96	367,673.70	375,876.46	384,283.65	392,910.19	401,760.51	410,844.57	420,161.91	429,722.90
Cheltuieli totale actualizate	241,885.73	237,718.44	233,642.54	229,647.91	225,741.66	221,914.23	218,169.08	214,503.22	210,916.61	207,403.73	203,964.72
Venituri fara proiect (mii lei)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Venituri Scenariul 2	473,294.02	484,090.91	495,134.18	506,429.45	517,982.46	529,799.11	541,885.41	554,247.51	566,891.71	579,824.46	593,052.32
Venituri incremental	473,294.02	484,090.91	495,134.18	506,429.45	517,982.46	529,799.11	541,885.41	554,247.51	566,891.71	579,824.46	593,052.32
Venituri actualizate	332,530.10	327,034.48	321,629.72	316,314.34	311,086.84	305,945.79	300,889.73	295,917.28	291,027.04	286,217.66	281,487.79
Flux de numerar net increm.	129,015.20	132,209.56	135,452.23	138,755.75	142,106.01	145,515.46	148,975.22	152,487.00	156,047.14	159,662.55	163,329.42
Flux de numerar net increm. actualizat	90,644.37	89,316.04	87,987.18	86,666.43	85,345.19	84,031.55	82,720.65	81,414.06	80,110.43	78,813.92	77,523.07
Ajutorul comunitar											
Ajutorul comunitar actualizat											
Flux de numer cu ajutor neact.	129,015.20	132,209.56	135,452.23	138,755.75	142,106.01	145,515.46	148,975.22	152,487.00	156,047.14	159,662.55	163,329.42
Flux de numer actualizat cu ajutor	90,644.37	89,316.04	87,987.18	86,666.43	85,345.19	84,031.55	82,720.65	81,414.06	80,110.43	78,813.92	77,523.07
Indicatori											
VANF/K											
RIRF/K											
VANF/C											
Fluxuri	182,396.13	187,023.29	191,745.42	196,576.23	201,510.43	206,562.25	211,730.88	217,023.56	222,444.10	228,004.45	233,709.42
VANF/C											

STUDIU DE FEZABILITATE
Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență
Implementare proiect la sursă CETH Arad
Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.2



II. Operare	Anexa 14.II.6									
Costuri de operare si intretinere +10%										
An	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Rata de actualizare (%)	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
Coefficient de actualizare		1.0000	0.9615	0.9246	0.8890	0.8548	0.8219	0.7903	0.7599	0.7307
Costuri investiții (mii lei)	0.00	26,001.89	249,618.14	244,417.76	0.00	0.00				
Cheltuieli fara proiect (mii lei)		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Cheltuieli Scenariul S2, din care:	0.00	0.00	0.00	0.00	313,318.64	311,278.27	317,888.32	324,655.99	331,792.76	339,109.84
Materii prime	0.00	0.00	0.00	0.00	232,725.97	228,531.06	232,911.51	237,371.48	242,119.33	246,963.00
Operare si mentenanta	0.00	0.00	0.00	0.00	41,498.19	42,968.95	44,501.11	46,097.40	47,760.68	49,493.96
Alte cheltuieli	0.00	0.00	0.00	0.00	39,094.48	39,778.25	40,475.71	41,187.11	41,912.74	42,652.88
Cheltuieli incremental		0.00	0.00	0.00	313,318.64	311,278.27	317,888.32	324,655.99	331,792.76	339,109.84
Cheltuieli actualizate		0.00	0.00	0.00	278,539.13	266,081.97	261,281.03	256,580.34	252,135.23	247,784.24
TOTAL CHELTUIELI incremental	0.00	26,001.89	249,618.14	244,417.76	313,318.64	311,278.27	317,888.32	324,655.99	331,792.76	339,109.84
Cheltuieli totale actualizate	0.00	26,001.89	240,017.44	225,977.96	278,539.13	266,081.97	261,281.03	256,580.34	252,135.23	247,784.24
Venituri fara proiect (mii lei)		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Venituri Scenariul 2		0.00	0.00	0.00	453,197.16	400,358.39	423,953.15	442,327.20	452,417.48	462,738.00
Venituri incremental		0.00	0.00	0.00	453,197.16	400,358.39	423,953.15	442,327.20	452,417.48	462,738.00
Venituri actualizate		0.00	0.00	0.00	402,890.63	342,228.03	348,458.59	349,577.61	343,800.10	338,118.12
Flux de numerar net increm.	0.00	-26,001.89	-249,618.14	-244,417.76	139,878.52	89,080.12	106,064.83	117,671.22	120,624.72	123,628.16
Flux de numerar net increm. actualizat	0.00	-26,001.89	-240,017.44	-225,977.96	124,351.50	76,146.06	87,177.56	92,997.27	91,664.88	90,333.89
Ajutorul comunitar		22,101.61	212,175.42	207,755.10	0.00	0.00				
Ajutorul comunitar actualizat		22,101.61	204,014.83	192,081.27	0.00	0.00				
Flux de numer cu ajutor neact.	0.00	-3,900.28	-37,442.72	-36,662.66	139,878.52	89,080.12	106,064.83	117,671.22	120,624.72	123,628.16
Flux de numer actualizat cu ajutor	0.00	-3,900.28	-36,002.62	-33,896.69	124,351.50	76,146.06	87,177.56	92,997.27	91,664.88	90,333.89
Indicatori										
VANE/K	1,290,362.33									
RIRF/K	96.18%									
VANE/C	903,715.04									
Fluxuri	0.00	-26.00	-249.62	-244.42	184,762.24	139,525.41	155,685.95	167,250.05	171,537.19	175,907.32
VANE/C	1,722,266.07									

STUDIU DE FEZABILITATE
Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență
Implementare proiect la sursă CETH Arad
Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.2



II. Operare	Anexa 14.II.6										
Costuri de operare si intretinere +10%											
An	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Rata de actualizare (%)	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
Coefficient de actualizare	0.7026	0.6756	0.6496	0.6246	0.6006	0.5775	0.5553	0.5339	0.5134	0.4936	0.4746
Costuri investitii (mii lei)											
Cheltuieli fara proiect (mii lei)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Cheltuieli Scenariul S2, din care:	346,610.65	354,298.77	362,188.58	370,273.33	378,573.05	387,081.35	395,813.32	404,773.60	413,972.35	423,409.31	433,095.10
Materii prime	251,902.47	256,937.75	262,079.49	267,317.03	272,666.35	278,116.81	283,679.04	289,353.04	295,144.15	301,047.03	307,067.01
Operare si mentenanta	51,300.35	53,183.15	55,145.77	57,191.82	59,325.04	61,549.37	63,868.92	66,288.00	68,811.10	71,442.96	74,188.49
Alte cheltuieli	43,407.83	44,177.87	44,963.32	45,764.47	46,581.65	47,415.17	48,265.36	49,132.56	50,017.10	50,919.33	51,839.60
Cheltuieli incremental	346,610.65	354,298.77	362,188.58	370,273.33	378,573.05	387,081.35	395,813.32	404,773.60	413,972.35	423,409.31	433,095.10
Cheltuieli actualizate	243,524.05	239,351.56	235,270.80	231,271.63	227,361.16	223,529.84	219,781.09	216,111.93	212,522.33	209,006.74	205,565.31
TOTAL CHELTUIELI incremental	346,610.65	354,298.77	362,188.58	370,273.33	378,573.05	387,081.35	395,813.32	404,773.60	413,972.35	423,409.31	433,095.10
Cheltuieli totale actualizate	243,524.05	239,351.56	235,270.80	231,271.63	227,361.16	223,529.84	219,781.09	216,111.93	212,522.33	209,006.74	205,565.31
Venituri fara proiect (mii lei)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Venituri Scenariul 2	473,294.02	484,090.91	495,134.18	506,429.45	517,982.46	529,799.11	541,885.41	554,247.51	566,891.71	579,824.46	593,052.32
Venituri incremental	473,294.02	484,090.91	495,134.18	506,429.45	517,982.46	529,799.11	541,885.41	554,247.51	566,891.71	579,824.46	593,052.32
Venituri actualizate	332,530.10	327,034.48	321,629.72	316,314.34	311,086.84	305,945.79	300,889.73	295,917.28	291,027.04	286,217.66	281,487.79
Flux de numerar net increm.	126,683.37	129,792.14	132,945.60	136,156.12	139,409.41	142,717.76	146,072.08	149,473.91	152,919.36	156,415.14	159,957.22
Flux de numerar net increm. actualizat	89,006.05	87,682.92	86,358.93	85,042.71	83,725.68	82,415.95	81,108.64	79,805.34	78,504.71	77,210.91	75,922.48
Ajutorul comunitar											
Ajutorul comunitar actualizat											
Flux de numer cu ajutor neact.	126,683.37	129,792.14	132,945.60	136,156.12	139,409.41	142,717.76	146,072.08	149,473.91	152,919.36	156,415.14	159,957.22
Flux de numer actualizat cu ajutor	89,006.05	87,682.92	86,358.93	85,042.71	83,725.68	82,415.95	81,108.64	79,805.34	78,504.71	77,210.91	75,922.48
Indicatori											
VANF/K											
RIRF/K											
VANF/C											
Fluxuri	180,365.79	184,918.08	189,562.15	194,311.58	199,160.91	204,124.25	209,200.59	214,397.00	219,717.13	225,172.73	230,768.42
VANE/C											

STUDIU DE FEZABILITATE
Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență
Implementare proiect la sursă CETH Arad
Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.2



III.Venituri	Anexa 14.III.1										
Venituri din energie+operare -10%											
An	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
Rata de actualizare (%)	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	
Coefficient de actualizare		1.0000	0.9615	0.9246	0.8890	0.8548	0.8219	0.7903	0.7599	0.7307	
Costuri investiții (mii lei)	0.00	26,001.89	249,618.14	244,417.76	0.00	0.00					
Cheltuieli fara proiect (mii lei)		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
Cheltuieli Scenariul S2		0.00	0.00	0.00	309,546.08	307,372.00	313,842.77	320,465.31	327,450.88	334,610.39	
Cheltuieli incremental		0.00	0.00	0.00	309,546.08	307,372.00	313,842.77	320,465.31	327,450.88	334,610.39	
Cheltuieli actualizate		0.00	0.00	0.00	275,185.33	262,742.87	257,955.88	253,268.39	248,835.75	244,496.53	
TOTAL CHELTUIELI incremental	0.00	26,001.89	249,618.14	244,417.76	309,546.08	307,372.00	313,842.77	320,465.31	327,450.88	334,610.39	
Cheltuieli totale actualizate	0.00	26,001.89	240,017.44	225,977.96	275,185.33	262,742.87	257,955.88	253,268.39	248,835.75	244,496.53	
Venituri fara proiect (mii lei)		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
Venituri Scenariul 2		0.00	0.00	0.00	407,877.44	360,322.55	381,557.84	398,094.48	407,175.73	416,464.20	
Venituri incremental		0.00	0.00	0.00	407,877.44	360,322.55	381,557.84	398,094.48	407,175.73	416,464.20	
Venituri actualizate		0.00	0.00	0.00	362,601.56	308,005.23	313,612.73	314,619.85	309,420.09	304,306.31	
Flux de numerar net increm.	0.00	-26,001.89	-249,618.14	-244,417.76	98,331.37	52,950.55	67,715.07	77,629.17	79,724.86	81,853.81	
Flux de numerar net increm. actualizat	0.00	-26,001.89	-240,017.44	-225,977.96	87,416.23	45,262.35	55,656.85	61,351.46	60,584.34	59,809.78	
Ajutorul comunitar		22,101.61	212,175.42	207,755.10	0.00	0.00					
Ajutorul comunitar actualizat		22,101.61	204,014.83	192,081.27	0.00	0.00					
Flux de numer cu ajutor neact.	0.00	-3,900.28	-37,442.72	-36,662.66	98,331.37	52,950.55	67,715.07	77,629.17	79,724.86	81,853.81	
Flux de numer actualizat cu ajutor	0.00	-3,900.28	-36,002.62	-33,896.69	87,416.23	45,262.35	55,656.85	61,351.46	60,584.34	59,809.78	
Indicatori											
VANF/K	833,612.05										
RIRF/K	70.88%										
VANE/C	446,964.76										
Fluxuri	0.00	-26.00	-249.62	78.85	146,241.16	105,774.75	119,974.38	130,030.35	133,518.31	137,073.62	
VANE/C	1,345,383.04										

STUDIU DE FEZABILITATE
Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență
Implementare proiect la sursă CETH Arad
Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.2



III.Venituri	Anexa 14.III.1										
Venituri din energie+operare -10%											
An	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Rata de actualizare (%)	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
Coefficient de actualizare	0.7026	0.6756	0.6496	0.6246	0.6006	0.5775	0.5553	0.5339	0.5134	0.4936	0.4746
Costuri investitii (mii lei)											
Cheltuieli fara proiect (mii lei)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Cheltuieli Scenariul S2	341,946.98	349,463.94	357,175.33	365,074.07	373,179.86	381,485.95	390,007.06	398,747.42	407,716.80	416,914.50	426,350.70
Cheltuieli incremental	341,946.98	349,463.94	357,175.33	365,074.07	373,179.86	381,485.95	390,007.06	398,747.42	407,716.80	416,914.50	426,350.70
Cheltuieli actualizate	240,247.41	236,085.32	232,014.28	228,024.19	224,122.16	220,298.63	216,557.07	212,894.51	209,310.89	205,800.72	202,364.13
TOTAL CHELTUIELI incremental	341,946.98	349,463.94	357,175.33	365,074.07	373,179.86	381,485.95	390,007.06	398,747.42	407,716.80	416,914.50	426,350.70
Cheltuieli totale actualizate	240,247.41	236,085.32	232,014.28	228,024.19	224,122.16	220,298.63	216,557.07	212,894.51	209,310.89	205,800.72	202,364.13
Venituri fara proiect (mii lei)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Venituri Scenariul 2	425,964.62	435,681.82	445,620.76	455,786.50	466,184.22	476,819.20	487,696.87	498,822.76	510,202.54	521,842.01	533,747.09
Venituri incremental	425,964.62	435,681.82	445,620.76	455,786.50	466,184.22	476,819.20	487,696.87	498,822.76	510,202.54	521,842.01	533,747.09
Venituri actualizate	299,277.09	294,331.03	289,466.75	284,682.91	279,978.16	275,351.21	270,800.76	266,325.55	261,924.33	257,595.89	253,339.01
Flux de numerar net increm.	84,017.63	86,217.88	88,445.43	90,712.43	93,004.35	95,333.24	97,689.81	100,075.34	102,485.75	104,927.51	107,396.40
Flux de numerar net increm. actualizat	59,029.68	58,245.71	57,452.47	56,658.72	55,856.00	55,052.57	54,243.68	53,431.04	52,613.44	51,795.17	50,974.89
Ajutorul comunitar											
Ajutorul comunitar actualizat											
Flux de numer cu ajutor neact.	84,017.63	86,217.88	88,445.43	90,712.43	93,004.35	95,333.24	97,689.81	100,075.34	102,485.75	104,927.51	107,396.40
Flux de numer actualizat cu ajutor	59,029.68	58,245.71	57,452.47	56,658.72	55,856.00	55,052.57	54,243.68	53,431.04	52,613.44	51,795.17	50,974.89
Indicatori											
VANE/K											
RIRF/K											
VANE/C											
Fluxuri	140,701.37	144,406.82	148,187.70	152,057.34	156,010.08	160,059.77	164,205.20	168,453.21	172,807.21	177,278.77	181,872.26
VANE/C											

STUDIU DE FEZABILITATE
Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență
Implementare proiect la sursă CETH Arad
Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.2



III. Venituri	Anexa 14.III.2									
Venituri din energie+operare -5%										
An	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Rata de actualizare (%)	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
Coefficient de actualizare		1.0000	0.9615	0.9246	0.8890	0.8548	0.8219	0.7903	0.7599	0.7307
Costuri investiții (mii lei)	0.00	26,001.89	249,618.14	244,417.76	0.00	0.00				
Cheltuieli fara proiect (mii lei)		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Cheltuieli Scenariul S2		0.00	0.00	0.00	309,546.08	307,372.00	313,842.77	320,465.31	327,450.88	334,610.39
Cheltuieli incremental		0.00	0.00	0.00	309,546.08	307,372.00	313,842.77	320,465.31	327,450.88	334,610.39
Cheltuieli actualizate		0.00	0.00	0.00	275,185.33	262,742.87	257,955.88	253,268.39	248,835.75	244,496.53
TOTAL CHELTUIELI incremental	0.00	26,001.89	249,618.14	244,417.76	309,546.08	307,372.00	313,842.77	320,465.31	327,450.88	334,610.39
Cheltuieli totale actualizate	0.00	26,001.89	240,017.44	225,977.96	275,185.33	262,742.87	257,955.88	253,268.39	248,835.75	244,496.53
Venituri fara proiect (mii lei)		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Venituri Scenariul 2		0.00	0.00	0.00	430,537.30	380,340.47	402,755.49	420,210.84	429,796.60	439,601.10
Venituri incremental		0.00	0.00	0.00	430,537.30	380,340.47	402,755.49	420,210.84	429,796.60	439,601.10
Venituri actualizate		0.00	0.00	0.00	382,746.09	325,116.63	331,035.66	332,098.73	326,610.10	321,212.22
Flux de numerar net increm.	0.00	-26,001.89	-249,618.14	-244,417.76	120,991.23	72,968.47	88,912.73	99,745.53	102,345.73	104,990.71
Flux de numerar net increm. actualizat	0.00	-26,001.89	-240,017.44	-225,977.96	107,560.76	62,373.75	73,079.78	78,830.34	77,774.34	76,715.69
Ajutorul comunitar		22,101.61	212,175.42	207,755.10	0.00	0.00				
Ajutorul comunitar actualizat		22,101.61	204,014.83	192,081.27	0.00	0.00				
Flux de numer cu ajutor neact.	0.00	-3,900.28	-37,442.72	-36,662.66	120,991.23	72,968.47	88,912.73	99,745.53	102,345.73	104,990.71
Flux de numer actualizat cu ajutor	0.00	-3,900.28	-36,002.62	-33,896.69	107,560.76	62,373.75	73,079.78	78,830.34	77,774.34	76,715.69
Indicatori										
VANE/K	1,087,640.98									
RIRF/K	85.32%									
VANE/C	700,993.69									
Fluxuri	0.00	-26.00	-249.62	78.85	167,142.38	124,349.21	139,590.19	150,463.68	154,417.35	158,448.98
VANE/C	1,553,721.83									

STUDIU DE FEZABILITATE
Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență
Implementare proiect la sursă CETH Arad
Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.2



III.Venituri	Anexa 14.III.2										
Venituri din energie+operare -5%											
An	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Rata de actualizare (%)	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
Coefficient de actualizare	0.7026	0.6756	0.6496	0.6246	0.6006	0.5775	0.5553	0.5339	0.5134	0.4936	0.4746
Costuri investitii (mii lei)											
Cheltuieli fara proiect (mii lei)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Cheltuieli Scenariul S2	341,946.98	349,463.94	357,175.33	365,074.07	373,179.86	381,485.95	390,007.06	398,747.42	407,716.80	416,914.50	426,350.70
Cheltuieli incremental	341,946.98	349,463.94	357,175.33	365,074.07	373,179.86	381,485.95	390,007.06	398,747.42	407,716.80	416,914.50	426,350.70
Cheltuieli actualizate	240,247.41	236,085.32	232,014.28	228,024.19	224,122.16	220,298.63	216,557.07	212,894.51	209,310.89	205,800.72	202,364.13
TOTAL CHELTUIELI incremental	341,946.98	349,463.94	357,175.33	365,074.07	373,179.86	381,485.95	390,007.06	398,747.42	407,716.80	416,914.50	426,350.70
Cheltuieli totale actualizate	240,247.41	236,085.32	232,014.28	228,024.19	224,122.16	220,298.63	216,557.07	212,894.51	209,310.89	205,800.72	202,364.13
Venituri fara proiect (mii lei)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Venituri Scenariul 2	449,629.32	459,886.37	470,377.47	481,107.98	492,083.34	503,309.15	514,791.14	526,535.13	538,547.13	550,833.23	563,399.71
Venituri incremental	449,629.32	459,886.37	470,377.47	481,107.98	492,083.34	503,309.15	514,791.14	526,535.13	538,547.13	550,833.23	563,399.71
Venituri actualizate	315,903.59	310,682.75	305,548.24	300,498.62	295,532.50	290,648.50	285,845.24	281,121.41	276,475.69	271,906.77	267,413.40
Flux de numerar net increm.	107,682.33	110,422.43	113,202.14	116,033.91	118,903.48	121,823.20	124,784.08	127,787.72	130,830.33	133,918.73	137,049.01
Flux de numerar net increm. actualizat	75,656.18	74,597.43	73,533.95	72,474.43	71,410.35	70,349.86	69,288.17	68,226.91	67,164.79	66,106.05	65,049.28
Ajutorul comunitar											
Ajutorul comunitar actualizat											
Flux de numer cu ajutor neact.	107,682.33	110,422.43	113,202.14	116,033.91	118,903.48	121,823.20	124,784.08	127,787.72	130,830.33	133,918.73	137,049.01
Flux de numer actualizat cu ajutor	75,656.18	74,597.43	73,533.95	72,474.43	71,410.35	70,349.86	69,288.17	68,226.91	67,164.79	66,106.05	65,049.28
Indicatori											
VANE/K											
RIRF/K											
VANE/C											
Fluxuri	162,563.92	166,767.66	171,058.20	175,449.11	179,935.01	184,530.02	189,233.19	194,051.67	198,989.14	204,057.47	209,261.34
VANE/C											

STUDIU DE FEZABILITATE
Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență
Implementare proiect la sursă CETH Arad
Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.2



III. Venituri	Anexa 14. III.3									
Venituri din energie-operare -1%										
An	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Rata de actualizare (%)	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
Coefficient de actualizare		1.0000	0.9615	0.9246	0.8890	0.8548	0.8219	0.7903	0.7599	0.7307
Costuri investiții (mii lei)	0.00	26,001.89	249,618.14	244,417.76	0.00	0.00				
Cheltuieli fara proiect (mii lei)		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Cheltuieli Scenariul S2		0.00	0.00	0.00	309,546.08	307,372.00	313,842.77	320,465.31	327,450.88	334,610.39
Cheltuieli incremental		0.00	0.00	0.00	309,546.08	307,372.00	313,842.77	320,465.31	327,450.88	334,610.39
Cheltuieli actualizate		0.00	0.00	0.00	275,185.33	262,742.87	257,955.88	253,268.39	248,835.75	244,496.53
TOTAL CHELTUIELI incremental	0.00	26,001.89	249,618.14	244,417.76	309,546.08	307,372.00	313,842.77	320,465.31	327,450.88	334,610.39
Cheltuieli totale actualizate	0.00	26,001.89	240,017.44	225,977.96	275,185.33	262,742.87	257,955.88	253,268.39	248,835.75	244,496.53
Venituri fara proiect (mii lei)		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Venituri Scenariul 2		0.00	0.00	0.00	448,665.19	396,354.81	419,713.62	437,903.93	447,893.30	458,110.62
Venituri incremental		0.00	0.00	0.00	448,665.19	396,354.81	419,713.62	437,903.93	447,893.30	458,110.62
Venituri actualizate		0.00	0.00	0.00	398,861.72	338,805.75	344,974.00	346,081.84	340,362.10	334,736.94
Flux de numerar net increm.	0.00	-26,001.89	-249,618.14	-244,417.76	139,119.11	88,982.81	105,870.85	117,438.62	120,442.43	123,500.23
Flux de numerar net increm. actualizat	0.00	-26,001.89	-240,017.44	-225,977.96	123,676.38	76,062.88	87,018.12	92,813.45	91,526.35	90,240.41
Ajutorul comunitar		22,101.61	212,175.42	207,755.10	0.00	0.00				
Ajutorul comunitar actualizat		22,101.61	204,014.83	192,081.27	0.00	0.00				
Flux de numer cu ajutor neact.	0.00	-3,900.28	-37,442.72	-36,662.66	139,119.11	88,982.81	105,870.85	117,438.62	120,442.43	123,500.23
Flux de numer actualizat cu ajutor	0.00	-3,900.28	-36,002.62	-33,896.69	123,676.38	76,062.88	87,018.12	92,813.45	91,526.35	90,240.41
Indicatori										
VANF/K	1,290,864.12									
RIRF/K	95.92%									
VANF/C	904,216.84									
Fluxuri	0.00	-26.00	-249.62	78.85	183,863.36	139,208.78	155,282.84	166,810.34	171,136.58	175,549.27
VANF/C	1,720,392.86									

STUDIU DE FEZABILITATE
Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență
Implementare proiect la sursă CETH Arad
Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.2



III.Venituri	Anexa 14.III.3											
Venituri din energie+operare -1%												
An	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	
Rata de actualizare (%)	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
Coefficient de actualizare	0.7026	0.6756	0.6496	0.6246	0.6006	0.5775	0.5553	0.5339	0.5134	0.4936	0.4746	
Costuri investitii (mii lei)												
Cheltuieli fara proiect (mii lei)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Cheltuieli Scenariul S2	341,946.98	349,463.94	357,175.33	365,074.07	373,179.86	381,485.95	390,007.06	398,747.42	407,716.80	416,914.50	426,350.70	
Cheltuieli incremental	341,946.98	349,463.94	357,175.33	365,074.07	373,179.86	381,485.95	390,007.06	398,747.42	407,716.80	416,914.50	426,350.70	
Cheltuieli actualizate	240,247.41	236,085.32	232,014.28	228,024.19	224,122.16	220,298.63	216,557.07	212,894.51	209,310.89	205,800.72	202,364.13	
TOTAL CHELTUIELI incremental	341,946.98	349,463.94	357,175.33	365,074.07	373,179.86	381,485.95	390,007.06	398,747.42	407,716.80	416,914.50	426,350.70	
Cheltuieli totale actualizate	240,247.41	236,085.32	232,014.28	228,024.19	224,122.16	220,298.63	216,557.07	212,894.51	209,310.89	205,800.72	202,364.13	
Venituri fara proiect (mii lei)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Venituri Scenariul 2	468,561.08	479,250.00	490,182.84	501,365.15	512,802.64	524,501.12	536,466.55	548,705.03	561,222.80	574,026.21	587,121.80	
Venituri incremental	468,561.08	479,250.00	490,182.84	501,365.15	512,802.64	524,501.12	536,466.55	548,705.03	561,222.80	574,026.21	587,121.80	
Venituri actualizate	329,204.80	323,764.13	318,413.43	313,151.20	307,975.98	302,886.33	297,880.83	292,958.10	288,116.77	283,355.48	278,672.92	
Flux de numerar net increm.	126,614.10	129,786.06	133,007.51	136,291.08	139,622.78	143,015.16	146,459.50	149,957.62	153,506.00	157,111.71	160,771.10	
Flux de numerar net increm. actualizat	88,957.38	87,678.81	86,399.14	85,127.01	83,853.82	82,587.69	81,323.76	80,063.60	78,805.87	77,554.76	76,308.79	
Ajutorul comunitar												
Ajutorul comunitar actualizat												
Flux de numer cu ajutor neact.	126,614.10	129,786.06	133,007.51	136,291.08	139,622.78	143,015.16	146,459.50	149,957.62	153,506.00	157,111.71	160,771.10	
Flux de numer actualizat cu ajutor	88,957.38	87,678.81	86,399.14	85,127.01	83,853.82	82,587.69	81,323.76	80,063.60	78,805.87	77,554.76	76,308.79	
Indicatori												
VANE/K												
RIRF/K												
VANE/C												
Fluxuri	180,053.96	184,656.33	189,354.59	194,162.53	199,074.95	204,106.21	209,255.58	214,530.43	219,934.68	225,480.43	231,172.61	
VANE/C												

STUDIU DE FEZABILITATE
Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență
Implementare proiect la sursă CETH Arad
Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.2



III.Venituri	Anexa 14.III.4									
Venituri din energie+operare +1%										
An	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Rata de actualizare (%)	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
Coefficient de actualizare		1.0000	0.9615	0.9246	0.8890	0.8548	0.8219	0.7903	0.7599	0.7307
Costuri investiții (mii lei)	0.00	26,001.89	249,618.14	244,417.76	0.00	0.00				
Cheltuieli fara proiect (mii lei)		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Cheltuieli Scenariul S2		0.00	0.00	0.00	309,546.08	307,372.00	313,842.77	320,465.31	327,450.88	334,610.39
Cheltuieli incremental		0.00	0.00	0.00	309,546.08	307,372.00	313,842.77	320,465.31	327,450.88	334,610.39
Cheltuieli actualizate		0.00	0.00	0.00	275,185.33	262,742.87	257,955.88	253,268.39	248,835.75	244,496.53
TOTAL CHELTUIELI incremental	0.00	26,001.89	249,618.14	244,417.76	309,546.08	307,372.00	313,842.77	320,465.31	327,450.88	334,610.39
Cheltuieli totale actualizate	0.00	26,001.89	240,017.44	225,977.96	275,185.33	262,742.87	257,955.88	253,268.39	248,835.75	244,496.53
Venituri fara proiect (mii lei)		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Venituri Scenariul 2		0.00	0.00	0.00	457,729.13	404,361.97	428,192.68	446,750.48	456,941.65	467,365.38
Venituri incremental		0.00	0.00	0.00	457,729.13	404,361.97	428,192.68	446,750.48	456,941.65	467,365.38
Venituri actualizate		0.00	0.00	0.00	406,919.53	345,650.31	351,943.17	353,073.39	347,238.10	341,499.30
Flux de numerar net increm.	0.00	-26,001.89	-249,618.14	-244,417.76	148,183.06	96,989.97	114,349.92	126,285.16	129,490.78	132,754.99
Flux de numerar net increm. actualizat	0.00	-26,001.89	-240,017.44	-225,977.96	131,734.20	82,907.44	93,987.30	99,805.00	98,402.35	97,002.77
Ajutorul comunitar		22,101.61	212,175.42	207,755.10	0.00	0.00				
Ajutorul comunitar actualizat		22,101.61	204,014.83	192,081.27	0.00	0.00				
Flux de numer cu ajutor neact.	0.00	-3,900.28	-37,442.72	-36,662.66	148,183.06	96,989.97	114,349.92	126,285.16	129,490.78	132,754.99
Flux de numer actualizat cu ajutor	0.00	-3,900.28	-36,002.62	-33,896.69	131,734.20	82,907.44	93,987.30	99,805.00	98,402.35	97,002.77
Indicatori										
VANF/K	1,392,475.69									
RIRF/K	100.95%									
VANF/C	1,005,828.41									
Fluxuri	0.00	-26.00	-249.62	78.85	192,223.85	146,638.56	163,129.16	174,983.67	179,496.20	184,099.42
VANF/C	1,803,728.37									

STUDIU DE FEZABILITATE
Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență
Implementare proiect la sursă CETH Arad
Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.2



III. Venituri	Anexa 14.III.4										
Venituri din energie+operare +1%											
An	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Rata de actualizare (%)	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
Coefficient de actualizare	0.7026	0.6756	0.6496	0.6246	0.6006	0.5775	0.5553	0.5339	0.5134	0.4936	0.4746
Costuri investitii (mii lei)											
Cheltuieli fara proiect (mii lei)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Cheltuieli Scenariul S2	341,946.98	349,463.94	357,175.33	365,074.07	373,179.86	381,485.95	390,007.06	398,747.42	407,716.80	416,914.50	426,350.70
Cheltuieli incremental	341,946.98	349,463.94	357,175.33	365,074.07	373,179.86	381,485.95	390,007.06	398,747.42	407,716.80	416,914.50	426,350.70
Cheltuieli actualizate	240,247.41	236,085.32	232,014.28	228,024.19	224,122.16	220,298.63	216,557.07	212,894.51	209,310.89	205,800.72	202,364.13
TOTAL CHELTUIELI incremental	341,946.98	349,463.94	357,175.33	365,074.07	373,179.86	381,485.95	390,007.06	398,747.42	407,716.80	416,914.50	426,350.70
Cheltuieli totale actualizate	240,247.41	236,085.32	232,014.28	228,024.19	224,122.16	220,298.63	216,557.07	212,894.51	209,310.89	205,800.72	202,364.13
Venituri fara proiect (mii lei)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Venituri Scenariul 2	478,026.96	488,931.82	500,085.52	511,493.74	523,162.29	535,097.10	547,304.26	559,789.99	572,560.63	585,622.70	598,982.85
Venituri incremental	478,026.96	488,931.82	500,085.52	511,493.74	523,162.29	535,097.10	547,304.26	559,789.99	572,560.63	585,622.70	598,982.85
Venituri actualizate	335,855.40	330,304.82	324,846.02	319,477.48	314,197.71	309,005.24	303,898.63	298,876.45	293,937.31	289,079.83	284,302.67
Flux de numerar net increm.	136,079.98	139,467.88	142,910.19	146,419.67	149,982.42	153,611.15	157,297.20	161,042.57	164,843.83	168,708.20	172,632.15
Flux de numerar net increm. actualizat	95,607.99	94,219.50	92,831.74	91,453.30	90,075.56	88,706.61	87,341.55	85,981.94	84,626.41	83,279.11	81,938.54
Ajutorul comunitar											
Ajutorul comunitar actualizat											
Flux de numer cu ajutor neact.	136,079.98	139,467.88	142,910.19	146,419.67	149,982.42	153,611.15	157,297.20	161,042.57	164,843.83	168,708.20	172,632.15
Flux de numer actualizat cu ajutor	95,607.99	94,219.50	92,831.74	91,453.30	90,075.56	88,706.61	87,341.55	85,981.94	84,626.41	83,279.11	81,938.54
Indicatori											
VANE/K											
RIRF/K											
VANE/C											
Fluxuri	188,798.98	193,600.67	198,502.79	203,519.24	208,644.93	213,894.31	219,266.78	224,769.81	230,407.45	236,191.91	242,128.24
VANE/C											

STUDIU DE FEZABILITATE
Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență
Implementare proiect la sursă CETH Arad
Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.2



III. Venituri	Anexa 14.III.5									
Venituri din energie+operare +5%										
An	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Rata de actualizare (%)	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
Coefficient de actualizare		1.0000	0.9615	0.9246	0.8890	0.8548	0.8219	0.7903	0.7599	0.7307
Costuri investiții (mii lei)	0.00	26,001.89	249,618.14	244,417.76	0.00	0.00				
Cheltuieli fara proiect (mii lei)		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Cheltuieli Scenariul S2		0.00	0.00	0.00	309,546.08	307,372.00	313,842.77	320,465.31	327,450.88	334,610.39
Cheltuieli incremental		0.00	0.00	0.00	309,546.08	307,372.00	313,842.77	320,465.31	327,450.88	334,610.39
Cheltuieli actualizate		0.00	0.00	0.00	275,185.33	262,742.87	257,955.88	253,268.39	248,835.75	244,496.53
TOTAL CHELTUIELI incremental	0.00	26,001.89	249,618.14	244,417.76	309,546.08	307,372.00	313,842.77	320,465.31	327,450.88	334,610.39
Cheltuieli totale actualizate	0.00	26,001.89	240,017.44	225,977.96	275,185.33	262,742.87	257,955.88	253,268.39	248,835.75	244,496.53
Venituri fara proiect (mii lei)		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Venituri Scenariul 2		0.00	0.00	0.00	475,857.02	420,376.31	445,150.81	464,443.56	475,038.35	485,874.90
Venituri incremental		0.00	0.00	0.00	475,857.02	420,376.31	445,150.81	464,443.56	475,038.35	485,874.90
Venituri actualizate		0.00	0.00	0.00	423,035.16	359,339.43	365,881.52	367,056.49	360,990.11	355,024.03
Flux de numerar net increm.	0.00	-26,001.89	-249,618.14	-244,417.76	166,310.94	113,004.31	131,308.04	143,978.25	147,587.48	151,264.51
Flux de numerar net increm. actualizat	0.00	-26,001.89	-240,017.44	-225,977.96	147,849.82	96,596.56	107,925.64	113,788.10	112,154.35	110,527.50
Ajutorul comunitar		22,101.61	212,175.42	207,755.10	0.00	0.00				
Ajutorul comunitar actualizat		22,101.61	204,014.83	192,081.27	0.00	0.00				
Flux de numer cu ajutor neact.	0.00	-3,900.28	-37,442.72	-36,662.66	166,310.94	113,004.31	131,308.04	143,978.25	147,587.48	151,264.51
Flux de numer actualizat cu ajutor	0.00	-3,900.28	-36,002.62	-33,896.69	147,849.82	96,596.56	107,925.64	113,788.10	112,154.35	110,527.50
Indicatori										
VANF/K	1,595,698.84									
RIRF/K	110.57%									
VANF/C	1,209,051.56									
Fluxuri	0.00	-26.00	-249.62	78.85	208,944.83	161,498.12	178,821.81	191,330.34	196,215.43	201,199.71
VANF/C	1,970,399.40									

STUDIU DE FEZABILITATE
Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență
Implementare proiect la sursă CETH Arad
Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.2



III.Venituri	Anexa 14.III.5										
Venituri din energie+operare +5%											
An	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Rata de actualizare (%)	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
Coefficient de actualizare	0.7026	0.6756	0.6496	0.6246	0.6006	0.5775	0.5553	0.5339	0.5134	0.4936	0.4746
Costuri investitii (mii lei)											
Cheltuieli fara proiect (mii lei)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Cheltuieli Scenariul S2	341,946.98	349,463.94	357,175.33	365,074.07	373,179.86	381,485.95	390,007.06	398,747.42	407,716.80	416,914.50	426,350.70
Cheltuieli incremental	341,946.98	349,463.94	357,175.33	365,074.07	373,179.86	381,485.95	390,007.06	398,747.42	407,716.80	416,914.50	426,350.70
Cheltuieli actualizate	240,247.41	236,085.32	232,014.28	228,024.19	224,122.16	220,298.63	216,557.07	212,894.51	209,310.89	205,800.72	202,364.13
TOTAL CHELTUIELI incremental	341,946.98	349,463.94	357,175.33	365,074.07	373,179.86	381,485.95	390,007.06	398,747.42	407,716.80	416,914.50	426,350.70
Cheltuieli totale actualizate	240,247.41	236,085.32	232,014.28	228,024.19	224,122.16	220,298.63	216,557.07	212,894.51	209,310.89	205,800.72	202,364.13
Venituri fara proiect (mii lei)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Venituri Scenariul 2	496,958.72	508,295.46	519,890.89	531,750.92	543,881.59	556,289.07	568,979.68	581,959.89	595,236.30	608,815.68	622,704.94
Venituri incremental	496,958.72	508,295.46	519,890.89	531,750.92	543,881.59	556,289.07	568,979.68	581,959.89	595,236.30	608,815.68	622,704.94
Venituri actualizate	349,156.60	343,386.20	337,711.21	332,130.06	326,641.19	321,243.07	315,934.22	310,713.14	305,578.39	300,528.54	295,562.18
Flux de numerar net increm.	155,011.74	158,831.52	162,715.56	166,676.85	170,701.72	174,803.11	178,972.62	183,212.47	187,519.50	191,901.18	196,354.24
Flux de numerar net increm. actualizat	108,909.19	107,300.88	105,696.93	104,105.87	102,519.03	100,944.44	99,377.14	97,818.63	96,267.50	94,727.82	93,198.05
Ajutorul comunitar											
Ajutorul comunitar actualizat											
Flux de numer cu ajutor neact.	155,011.74	158,831.52	162,715.56	166,676.85	170,701.72	174,803.11	178,972.62	183,212.47	187,519.50	191,901.18	196,354.24
Flux de numer actualizat cu ajutor	108,909.19	107,300.88	105,696.93	104,105.87	102,519.03	100,944.44	99,377.14	97,818.63	96,267.50	94,727.82	93,198.05
Indicatori											
VANE/K											
RIRF/K											
VANE/C											
Fluxuri	206,289.02	211,489.35	216,799.19	222,232.65	227,784.87	233,470.50	239,289.17	245,248.58	251,352.99	257,614.87	264,039.51
VANE/C											

STUDIU DE FEZABILITATE
Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență
Implementare proiect la sursă CETH Arad
Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.2



III.Venituri	Anexa 14.III.6									
Venituri din energie+operare +10%										
An	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Rata de actualizare (%)	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
Coefficient de actualizare		1.0000	0.9615	0.9246	0.8890	0.8548	0.8219	0.7903	0.7599	0.7307
Costuri investiții (mii lei)	0.00	26,001.89	249,618.14	244,417.76	0.00	0.00				
Cheltuieli fara proiect (mii lei)		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Cheltuieli Scenariul S2		0.00	0.00	0.00	309,546.08	307,372.00	313,842.77	320,465.31	327,450.88	334,610.39
Cheltuieli incremental		0.00	0.00	0.00	309,546.08	307,372.00	313,842.77	320,465.31	327,450.88	334,610.39
Cheltuieli actualizate		0.00	0.00	0.00	275,185.33	262,742.87	257,955.88	253,268.39	248,835.75	244,496.53
TOTAL CHELTUIELI incremental	0.00	26,001.89	249,618.14	244,417.76	309,546.08	307,372.00	313,842.77	320,465.31	327,450.88	334,610.39
Cheltuieli totale actualizate	0.00	26,001.89	240,017.44	225,977.96	275,185.33	262,742.87	257,955.88	253,268.39	248,835.75	244,496.53
Venituri fara proiect (mii lei)		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Venituri Scenariul 2		0.00	0.00	0.00	498,516.88	440,394.23	466,348.47	486,559.92	497,659.23	509,011.80
Venituri incremental		0.00	0.00	0.00	498,516.88	440,394.23	466,348.47	486,559.92	497,659.23	509,011.80
Venituri actualizate		0.00	0.00	0.00	443,179.69	376,450.83	383,304.45	384,535.38	378,180.11	371,929.94
Flux de numerar net increm.	0.00	-26,001.89	-249,618.14	-244,417.76	188,970.80	133,022.23	152,505.70	166,094.61	170,208.35	174,401.41
Flux de numerar net increm. actualizat	0.00	-26,001.89	-240,017.44	-225,977.96	167,994.35	113,707.96	125,348.57	131,266.98	129,344.36	127,433.40
Ajutorul comunitar		22,101.61	212,175.42	207,755.10	0.00	0.00				
Ajutorul comunitar actualizat		22,101.61	204,014.83	192,081.27	0.00	0.00				
Flux de numer cu ajutor neact.	0.00	-3,900.28	-37,442.72	-36,662.66	188,970.80	133,022.23	152,505.70	166,094.61	170,208.35	174,401.41
Flux de numer actualizat cu ajutor	0.00	-3,900.28	-36,002.62	-33,896.69	167,994.35	113,707.96	125,348.57	131,266.98	129,344.36	127,433.40
Indicatori										
VANE/K	1,849,727.77									
RIRF/K	121.84%									
VANE/C	1,463,080.49									
Fluxuri	0.00	-26.00	-249.62	78.85	229,846.05	180,072.58	198,437.62	211,763.67	217,114.47	222,575.07
VANE/C	2,178,738.18									

STUDIUL DE FEZABILITATE
Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență
Implementare proiect la sursă CETH Arad
Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.2



III.Venituri	Anexa 14.III.6										
Venituri din energie+operare +10%											
An	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Rata de actualizare (%)	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
Coefficient de actualizare	0.7026	0.6756	0.6496	0.6246	0.6006	0.5775	0.5553	0.5339	0.5134	0.4936	0.4746
Costuri investitii (mii lei)											
Cheltuieli fara proiect (mii lei)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Cheltuieli Scenariul S2	341,946.98	349,463.94	357,175.33	365,074.07	373,179.86	381,485.95	390,007.06	398,747.42	407,716.80	416,914.50	426,350.70
Cheltuieli incremental	341,946.98	349,463.94	357,175.33	365,074.07	373,179.86	381,485.95	390,007.06	398,747.42	407,716.80	416,914.50	426,350.70
Cheltuieli actualizate	240,247.41	236,085.32	232,014.28	228,024.19	224,122.16	220,298.63	216,557.07	212,894.51	209,310.89	205,800.72	202,364.13
TOTAL CHELTUIELI incremental	341,946.98	349,463.94	357,175.33	365,074.07	373,179.86	381,485.95	390,007.06	398,747.42	407,716.80	416,914.50	426,350.70
Cheltuieli totale actualizate	240,247.41	236,085.32	232,014.28	228,024.19	224,122.16	220,298.63	216,557.07	212,894.51	209,310.89	205,800.72	202,364.13
Venituri fara proiect (mii lei)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Venituri Scenariul 2	520,623.42	532,500.00	544,647.60	557,072.39	569,780.71	582,779.02	596,073.95	609,672.26	623,580.88	637,806.90	652,357.56
Venituri incremental	520,623.42	532,500.00	544,647.60	557,072.39	569,780.71	582,779.02	596,073.95	609,672.26	623,580.88	637,806.90	652,357.56
Venituri actualizate	365,783.11	359,737.92	353,792.70	347,945.77	342,195.53	336,540.36	330,978.70	325,509.00	320,129.74	314,839.42	309,636.57
Flux de numerar net increm.	178,676.44	183,036.06	187,472.27	191,998.32	196,600.85	201,293.07	206,066.89	210,924.84	215,864.09	220,892.40	226,006.86
Flux de numerar net increm. actualizat	125,535.70	123,652.61	121,778.41	119,921.59	118,073.37	116,241.73	114,421.63	112,614.50	110,818.85	109,038.70	107,272.44
Ajutorul comunitar											
Ajutorul comunitar actualizat											
Flux de numer cu ajutor neact.	178,676.44	183,036.06	187,472.27	191,998.32	196,600.85	201,293.07	206,066.89	210,924.84	215,864.09	220,892.40	226,006.86
Flux de numer actualizat cu ajutor	125,535.70	123,652.61	121,778.41	119,921.59	118,073.37	116,241.73	114,421.63	112,614.50	110,818.85	109,038.70	107,272.44
Indicatori											
VANF/K											
RIRF/K											
VANF/C											
Fluxuri	228,151.57	233,850.19	239,669.69	245,624.42	251,709.80	257,940.75	264,317.16	270,847.03	277,534.92	284,393.57	291,428.59
VANF/C											

STUDIUL DE FEZABILITATE
Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență
Implementare proiect la sursă CETH Arad
Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.2



III. Venituri	Anexa 14.IV.1									
Costuri cu materiile prime -10%										
An	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Rata de actualizare (%)	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
Coefficient de actualizare		1.0000	0.9615	0.9246	0.8890	0.8548	0.8219	0.7903	0.7599	0.7307
Costuri investiții (mii lei)	0.00	26,001.89	249,618.14	244,417.76	0.00	0.00				
Cheltuieli fara proiect (mii lei)		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Cheltuieli Scenariul S2, din care:	0.00	0.00	0.00	0.00	286,273.48	284,518.89	290,551.62	296,728.16	303,238.94	309,914.09
Materii prime	0.00	0.00	0.00	0.00	209,453.37	205,677.96	209,620.36	213,634.33	217,907.40	222,266.70
Operare si mentenanta	0.00	0.00	0.00	0.00	37,725.63	39,062.68	40,455.55	41,906.72	43,418.80	44,994.51
Alte cheltuieli	0.00	0.00	0.00	0.00	39,094.48	39,778.25	40,475.71	41,187.11	41,912.74	42,652.88
Cheltuieli incremental		0.00	0.00	0.00	286,273.48	284,518.89	290,551.62	296,728.16	303,238.94	309,914.09
Cheltuieli actualizate		0.00	0.00	0.00	254,496.08	243,207.94	238,812.25	234,508.58	230,436.67	226,451.19
TOTAL CHELTUIELI incremental	0.00	26,001.89	249,618.14	244,417.76	286,273.48	284,518.89	290,551.62	296,728.16	303,238.94	309,914.09
Cheltuieli totale actualizate	0.00	26,001.89	240,017.44	225,977.96	254,496.08	243,207.94	238,812.25	234,508.58	230,436.67	226,451.19
Venituri fara proiect (mii lei)		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Venituri Scenariul 2		0.00	0.00	0.00	453,197.16	400,358.39	423,953.15	442,327.20	452,417.48	462,738.00
Venituri incremental		0.00	0.00	0.00	453,197.16	400,358.39	423,953.15	442,327.20	452,417.48	462,738.00
Venituri actualizate		0.00	0.00	0.00	402,890.63	342,228.03	348,458.59	349,577.61	343,800.10	338,118.12
Flux de numerar net increm.	0.00	-26,001.89	-249,618.14	-244,417.76	166,923.68	115,839.50	133,401.53	145,599.04	149,178.54	152,823.91
Flux de numerar net increm. actualizat	0.00	-26,001.89	-240,017.44	-225,977.96	148,394.55	99,020.09	109,646.34	115,069.04	113,363.43	111,666.94
Ajutorul comunitar		22,101.61	212,175.42	207,755.10	0.00	0.00				
Ajutorul comunitar actualizat		22,101.61	204,014.83	192,081.27	0.00	0.00				
Flux de numer cu ajutor neact.	0.00	-3,900.28	-37,442.72	-36,662.66	166,923.68	115,839.50	133,401.53	145,599.04	149,178.54	152,823.91
Flux de numer actualizat cu ajutor	0.00	-3,900.28	-36,002.62	-33,896.69	148,394.55	99,020.09	109,646.34	115,069.04	113,363.43	111,666.94
Indicatori										
VANE/K	1,611,245.28									
RIRF/K	111.34%									
VANE/C	1,224,597.99									
Fluxuri	0.00	-26.00	-249.62	-244.42	204,889.44	159,435.44	176,034.43	188,047.84	192,810.27	197,668.20
VANE/C	1,934,803.53									

STUDIU DE FEZABILITATE
Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență
Implementare proiect la sursă CETH Arad
Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.2



III. Venituri	Anexa 14.IV.1											
Costuri cu materiile prime -10%												
An	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	
Rata de actualizare (%)	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	
Coefficient de actualizare	0.7026	0.6756	0.6496	0.6246	0.6006	0.5775	0.5553	0.5339	0.5134	0.4936	0.4746	
Costuri investitii (mii lei)												
Cheltuieli fara proiect (mii lei)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
Cheltuieli Scenariul S2, din care:	316,756.74	323,770.17	330,967.38	338,342.37	345,913.23	353,674.27	361,639.15	369,812.11	378,202.38	386,809.80	395,644.00	
Materii prime	226,712.22	231,243.98	235,871.54	240,585.33	245,399.72	250,305.13	255,311.13	260,417.74	265,629.73	270,942.33	276,360.31	
Operare si mentenanta	46,636.68	48,348.32	50,132.52	51,992.57	53,931.86	55,953.98	58,062.66	60,261.82	62,555.55	64,948.14	67,444.08	
Alte cheltuieli	43,407.83	44,177.87	44,963.32	45,764.47	46,581.65	47,415.17	48,265.36	49,132.56	50,017.10	50,919.33	51,839.60	
Cheltuieli incremental	316,756.74	323,770.17	330,967.38	338,342.37	345,913.23	353,674.27	361,639.15	369,812.11	378,202.38	386,809.80	395,644.00	
Cheltuieli actualizate	222,549.08	218,727.52	214,990.10	211,327.64	207,746.52	204,238.08	200,805.38	197,445.71	194,158.98	190,940.19	187,789.43	
TOTAL CHELTUIELI incremental	316,756.74	323,770.17	330,967.38	338,342.37	345,913.23	353,674.27	361,639.15	369,812.11	378,202.38	386,809.80	395,644.00	
Cheltuieli totale actualizate	222,549.08	218,727.52	214,990.10	211,327.64	207,746.52	204,238.08	200,805.38	197,445.71	194,158.98	190,940.19	187,789.43	
Venituri fara proiect (mii lei)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
Venituri Scenariul 2	473,294.02	484,090.91	495,134.18	506,429.45	517,982.46	529,799.11	541,885.41	554,247.51	566,891.71	579,824.46	593,052.32	
Venituri incremental	473,294.02	484,090.91	495,134.18	506,429.45	517,982.46	529,799.11	541,885.41	554,247.51	566,891.71	579,824.46	593,052.32	
Venituri actualizate	332,530.10	327,034.48	321,629.72	316,314.34	311,086.84	305,945.79	300,889.73	295,917.28	291,027.04	286,217.66	281,487.79	
Flux de numerar net increm.	156,537.28	160,320.75	164,166.80	168,087.08	172,069.24	176,124.84	180,246.25	184,435.40	188,689.33	193,014.66	197,408.33	
Flux de numerar net increm. actualizat	109,981.02	108,306.95	106,639.62	104,986.69	103,340.32	101,707.70	100,084.35	98,471.57	96,868.06	95,277.46	93,698.37	
Ajutorul comunitar												
Ajutorul comunitar actualizat												
Flux de numer cu ajutor neact.	156,537.28	160,320.75	164,166.80	168,087.08	172,069.24	176,124.84	180,246.25	184,435.40	188,689.33	193,014.66	197,408.33	
Flux de numer actualizat cu ajutor	109,981.02	108,306.95	106,639.62	104,986.69	103,340.32	101,707.70	100,084.35	98,471.57	96,868.06	95,277.46	93,698.37	
Indicatori												
VANF/K												
RIRF/K												
VANF/C												
Fluxuri	202,627.21	207,693.07	212,864.76	218,155.38	223,560.94	229,095.07	234,757.89	240,556.79	246,496.16	252,587.76	258,836.98	
VANF/C												

STUDIU DE FEZABILITATE
Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență
Implementare proiect la sursă CETH Arad
Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.2



IV.Materii	Anexa 14.IV.2									
Costuri cu materiile prime -5%										
An	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Rata de actualizare (%)	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
Coefficient de actualizare		1.0000	0.9615	0.9246	0.8890	0.8548	0.8219	0.7903	0.7599	0.7307
Costuri investiții (mii lei)	0.00	26,001.89	249,618.14	244,417.76	0.00	0.00				
Cheltuieli fara proiect (mii lei)		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Cheltuieli Scenariul S2, din care:	0.00	0.00	0.00	0.00	297,909.78	295,945.45	302,197.19	308,596.74	315,344.91	322,262.24
Materii prime	0.00	0.00	0.00	0.00	221,089.67	217,104.51	221,265.93	225,502.90	230,013.37	234,614.85
Operare si mentenanta	0.00	0.00	0.00	0.00	37,725.63	39,062.68	40,455.55	41,906.72	43,418.80	44,994.51
Alte cheltuieli	0.00	0.00	0.00	0.00	39,094.48	39,778.25	40,475.71	41,187.11	41,912.74	42,652.88
Cheltuieli incremental		0.00	0.00	0.00	297,909.78	295,945.45	302,197.19	308,596.74	315,344.91	322,262.24
Cheltuieli actualizate		0.00	0.00	0.00	264,840.71	252,975.41	248,384.06	243,888.49	239,636.21	235,473.86
TOTAL CHELTUIELI incremental	0.00	26,001.89	249,618.14	244,417.76	297,909.78	295,945.45	302,197.19	308,596.74	315,344.91	322,262.24
Cheltuieli totale actualizate	0.00	26,001.89	240,017.44	225,977.96	264,840.71	252,975.41	248,384.06	243,888.49	239,636.21	235,473.86
Venituri fara proiect (mii lei)		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Venituri Scenariul 2		0.00	0.00	0.00	453,197.16	400,358.39	423,953.15	442,327.20	452,417.48	462,738.00
Venituri incremental		0.00	0.00	0.00	453,197.16	400,358.39	423,953.15	442,327.20	452,417.48	462,738.00
Venituri actualizate		0.00	0.00	0.00	402,890.63	342,228.03	348,458.59	349,577.61	343,800.10	338,118.12
Flux de numerar net increm.	0.00	-26,001.89	-249,618.14	-244,417.76	155,287.38	104,412.94	121,755.96	133,730.46	137,072.57	140,475.76
Flux de numerar net increm. actualizat	0.00	-26,001.89	-240,017.44	-225,977.96	138,049.92	89,252.62	100,074.52	105,689.13	104,163.89	102,644.26
Ajutorul comunitar		22,101.61	212,175.42	207,755.10	0.00	0.00				
Ajutorul comunitar actualizat		22,101.61	204,014.83	192,081.27	0.00	0.00				
Flux de numer cu ajutor neact.	0.00	-3,900.28	-37,442.72	-36,662.66	155,287.38	104,412.94	121,755.96	133,730.46	137,072.57	140,475.76
Flux de numer actualizat cu ajutor	0.00	-3,900.28	-36,002.62	-33,896.69	138,049.92	89,252.62	100,074.52	105,689.13	104,163.89	102,644.26
Indicatori										
VANE/K	1,476,457.59									
RIRF/K	105.03%									
VANE/C	1,089,810.31									
Fluxuri	0.00	-26.00	-249.62	-244.42	196,466.52	151,179.56	167,620.22	179,472.43	184,063.33	188,746.27
VANE/C	1,848,299.10									

STUDIUL DE FEZABILITATE
Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență
Implementare proiect la sursă CETH Arad
Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.2



IV.Materii	Anexa 14.IV.2										
Costuri cu materiile prime -5%											
An	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Rata de actualizare (%)	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
Coefficient de actualizare	0.7026	0.6756	0.6496	0.6246	0.6006	0.5775	0.5553	0.5339	0.5134	0.4936	0.4746
Costuri investitii (mii lei)											
Cheltuieli fara proiect (mii lei)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Cheltuieli Scenariul S2, din care:	329,351.86	336,617.05	344,071.35	351,708.22	359,546.55	367,580.11	375,823.11	384,279.77	392,959.59	401,862.15	410,997.35
Materii prime	239,307.35	244,090.86	248,975.51	253,951.18	259,033.04	264,210.97	269,495.08	274,885.39	280,386.94	285,994.68	291,713.66
Operare si mentenanta	46,636.68	48,348.32	50,132.52	51,992.57	53,931.86	55,953.98	58,062.66	60,261.82	62,555.55	64,948.14	67,444.08
Alte cheltuieli	43,407.83	44,177.87	44,963.32	45,764.47	46,581.65	47,415.17	48,265.36	49,132.56	50,017.10	50,919.33	51,839.60
Cheltuieli incremental	329,351.86	336,617.05	344,071.35	351,708.22	359,546.55	367,580.11	375,823.11	384,279.77	392,959.59	401,862.15	410,997.35
Cheltuieli actualizate	231,398.25	227,406.42	223,502.19	219,675.92	215,934.34	212,268.36	208,681.23	205,170.11	201,734.94	198,370.46	195,076.78
TOTAL CHELTUIELI incremental	329,351.86	336,617.05	344,071.35	351,708.22	359,546.55	367,580.11	375,823.11	384,279.77	392,959.59	401,862.15	410,997.35
Cheltuieli totale actualizate	231,398.25	227,406.42	223,502.19	219,675.92	215,934.34	212,268.36	208,681.23	205,170.11	201,734.94	198,370.46	195,076.78
Venituri fara proiect (mii lei)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Venituri Scenariul 2	473,294.02	484,090.91	495,134.18	506,429.45	517,982.46	529,799.11	541,885.41	554,247.51	566,891.71	579,824.46	593,052.32
Venituri incremental	473,294.02	484,090.91	495,134.18	506,429.45	517,982.46	529,799.11	541,885.41	554,247.51	566,891.71	579,824.46	593,052.32
Venituri actualizate	332,530.10	327,034.48	321,629.72	316,314.34	311,086.84	305,945.79	300,889.73	295,917.28	291,027.04	286,217.66	281,487.79
Flux de numerar net increm.	143,942.16	147,473.86	151,062.83	154,721.23	158,435.92	162,219.00	166,062.30	169,967.74	173,932.13	177,962.31	182,054.98
Flux de numerar net increm. actualizat	101,131.85	99,628.06	98,127.53	96,638.42	95,152.51	93,677.43	92,208.50	90,747.17	89,292.10	87,847.20	86,411.02
Ajutorul comunitar											
Ajutorul comunitar actualizat											
Flux de numer cu ajutor neact.	143,942.16	147,473.86	151,062.83	154,721.23	158,435.92	162,219.00	166,062.30	169,967.74	173,932.13	177,962.31	182,054.98
Flux de numer actualizat cu ajutor	101,131.85	99,628.06	98,127.53	96,638.42	95,152.51	93,677.43	92,208.50	90,747.17	89,292.10	87,847.20	86,411.02
Indicatori											
VANF/K											
RIRF/K											
VANF/C											
Fluxuri	193,526.84	198,410.78	203,396.73	208,498.13	213,710.44	219,047.67	224,509.53	230,103.45	235,833.61	241,711.97	247,743.70
VANF/C											

STUDIU DE FEZABILITATE
Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență
Implementare proiect la sursă CETH Arad
Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.2



IV.Materii	Anexa 14.IV.3										
Costuri cu materiile prime -1%											
An	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
Rata de actualizare (%)	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	
Coefficient de actualizare		1.0000	0.9615	0.9246	0.8890	0.8548	0.8219	0.7903	0.7599	0.7307	
Costuri investiții (mii lei)	0.00	26,001.89	249,618.14	244,417.76	0.00	0.00					
Cheltuieli fara proiect (mii lei)		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
Cheltuieli Scenariul S2, din care:	0.00	0.00	0.00	0.00	307,218.82	305,086.69	311,513.65	318,091.60	325,029.68	332,140.76	
Materii prime	0.00	0.00	0.00	0.00	230,398.71	226,245.75	230,582.39	234,997.76	239,698.14	244,493.37	
Operare si mentenanta	0.00	0.00	0.00	0.00	37,725.63	39,062.68	40,455.55	41,906.72	43,418.80	44,994.51	
Alte cheltuieli	0.00	0.00	0.00	0.00	39,094.48	39,778.25	40,475.71	41,187.11	41,912.74	42,652.88	
Cheltuieli incremental		0.00	0.00	0.00	307,218.82	305,086.69	311,513.65	318,091.60	325,029.68	332,140.76	
Cheltuieli actualizate		0.00	0.00	0.00	273,116.41	260,789.38	256,041.51	251,392.41	246,995.85	242,692.00	
TOTAL CHELTUIELI incremental	0.00	26,001.89	249,618.14	244,417.76	307,218.82	305,086.69	311,513.65	318,091.60	325,029.68	332,140.76	
Cheltuieli totale actualizate	0.00	26,001.89	240,017.44	225,977.96	273,116.41	260,789.38	256,041.51	251,392.41	246,995.85	242,692.00	
Venituri fara proiect (mii lei)		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
Venituri Scenariul 2		0.00	0.00	0.00	453,197.16	400,358.39	423,953.15	442,327.20	452,417.48	462,738.00	
Venituri incremental		0.00	0.00	0.00	453,197.16	400,358.39	423,953.15	442,327.20	452,417.48	462,738.00	
Venituri actualizate		0.00	0.00	0.00	402,890.63	342,228.03	348,458.59	349,577.61	343,800.10	338,118.12	
Flux de numerar net increm.	0.00	-26,001.89	-249,618.14	-244,417.76	145,978.34	95,271.70	112,439.50	124,235.61	127,387.80	130,597.24	
Flux de numerar net increm. actualizat	0.00	-26,001.89	-240,017.44	-225,977.96	129,774.22	81,438.65	92,417.07	98,185.20	96,804.26	95,426.13	
Ajutorul comunitar		22,101.61	212,175.42	207,755.10	0.00	0.00					
Ajutorul comunitar actualizat		22,101.61	204,014.83	192,081.27	0.00	0.00					
Flux de numer cu ajutor neact.	0.00	-3,900.28	-37,442.72	-36,662.66	145,978.34	95,271.70	112,439.50	124,235.61	127,387.80	130,597.24	
Flux de numer actualizat cu ajutor	0.00	-3,900.28	-36,002.62	-33,896.69	129,774.22	81,438.65	92,417.07	98,185.20	96,804.26	95,426.13	
Indicatori											
VANE/K	1,368,627.45										
RIRF/K	99.80%										
VANE/C	981,980.16										
Fluxuri	0.00	-26.00	-249.62	-244.42	189,728.19	144,574.84	160,888.84	172,612.09	177,065.78	181,608.73	
VANE/C	1,779,095.55										

STUDIU DE FEZABILITATE
Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență
Implementare proiect la sursă CETH Arad
Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.2



IV.Materii	Anexa 14.IV.3										
Costuri cu materiile prime -1%											
An	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Rata de actualizare (%)	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
Coefficient de actualizare	0.7026	0.6756	0.6496	0.6246	0.6006	0.5775	0.5553	0.5339	0.5134	0.4936	0.4746
Costuri investitii (mii lei)											
Cheltuieli fara proiect (mii lei)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Cheltuieli Scenariul S2, din care:	339,427.96	346,894.56	354,554.53	362,400.90	370,453.20	378,704.79	387,170.27	395,853.89	404,765.35	413,904.03	423,280.03
Materii prime	249,383.45	254,368.37	259,458.69	264,643.86	269,939.69	275,335.64	280,842.25	286,459.51	292,192.71	298,036.56	303,996.34
Operare si mentenanta	46,636.68	48,348.32	50,132.52	51,992.57	53,931.86	55,953.98	58,062.66	60,261.82	62,555.55	64,948.14	67,444.08
Alte cheltuieli	43,407.83	44,177.87	44,963.32	45,764.47	46,581.65	47,415.17	48,265.36	49,132.56	50,017.10	50,919.33	51,839.60
Cheltuieli incremental	339,427.96	346,894.56	354,554.53	362,400.90	370,453.20	378,704.79	387,170.27	395,853.89	404,765.35	413,904.03	423,280.03
Cheltuieli actualizate	238,477.58	234,349.54	230,311.86	226,354.53	222,484.59	218,692.58	214,981.91	211,349.63	207,795.70	204,314.67	200,906.66
TOTAL CHELTUIELI incremental	339,427.96	346,894.56	354,554.53	362,400.90	370,453.20	378,704.79	387,170.27	395,853.89	404,765.35	413,904.03	423,280.03
Cheltuieli totale actualizate	238,477.58	234,349.54	230,311.86	226,354.53	222,484.59	218,692.58	214,981.91	211,349.63	207,795.70	204,314.67	200,906.66
Venituri fara proiect (mii lei)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Venituri Scenariul 2	473,294.02	484,090.91	495,134.18	506,429.45	517,982.46	529,799.11	541,885.41	554,247.51	566,891.71	579,824.46	593,052.32
Venituri incremental	473,294.02	484,090.91	495,134.18	506,429.45	517,982.46	529,799.11	541,885.41	554,247.51	566,891.71	579,824.46	593,052.32
Venituri actualizate	332,530.10	327,034.48	321,629.72	316,314.34	311,086.84	305,945.79	300,889.73	295,917.28	291,027.04	286,217.66	281,487.79
Flux de numerar net increm.	133,866.06	137,196.35	140,579.65	144,028.55	147,529.26	151,094.32	154,715.14	158,393.62	162,126.36	165,920.43	169,772.30
Flux de numerar net increm. actualizat	94,052.52	92,684.94	91,317.86	89,959.81	88,602.25	87,253.21	85,907.83	84,567.65	83,231.34	81,902.99	80,581.14
Ajutorul comunitar											
Ajutorul comunitar actualizat											
Flux de numer cu ajutor neact.	133,866.06	137,196.35	140,579.65	144,028.55	147,529.26	151,094.32	154,715.14	158,393.62	162,126.36	165,920.43	169,772.30
Flux de numer actualizat cu ajutor	94,052.52	92,684.94	91,317.86	89,959.81	88,602.25	87,253.21	85,907.83	84,567.65	83,231.34	81,902.99	80,581.14
Indicatori											
VANF/K											
RIRF/K											
VANF/C											
Fluxuri	186,246.54	190,984.96	195,822.30	200,772.33	205,830.04	211,009.74	216,310.85	221,740.79	227,303.57	233,011.33	238,869.08
VANF/C											

STUDIU DE FEZABILITATE
Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență
Implementare proiect la sursă CETH Arad
Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.2



IV.Materii	Anexa 14.IV.4										
Costuri cu materiile prime +1%											
An	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
Rata de actualizare (%)	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	
Coefficient de actualizare		1.0000	0.9615	0.9246	0.8890	0.8548	0.8219	0.7903	0.7599	0.7307	
Costuri investiții (mii lei)	0.00	26,001.89	249,618.14	244,417.76	0.00	0.00					
Cheltuieli fara proiect (mii lei)		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
Cheltuieli Scenariul S2, din care:	0.00	0.00	0.00	0.00	311,873.34	309,657.31	316,171.88	322,839.03	329,872.07	337,080.02	
Materii prime	0.00	0.00	0.00	0.00	235,053.23	230,816.37	235,240.62	239,745.19	244,540.53	249,432.63	
Operare si mentenanta	0.00	0.00	0.00	0.00	37,725.63	39,062.68	40,455.55	41,906.72	43,418.80	44,994.51	
Alte cheltuieli	0.00	0.00	0.00	0.00	39,094.48	39,778.25	40,475.71	41,187.11	41,912.74	42,652.88	
Cheltuieli incremental		0.00	0.00	0.00	311,873.34	309,657.31	316,171.88	322,839.03	329,872.07	337,080.02	
Cheltuieli actualizate		0.00	0.00	0.00	277,254.26	264,696.37	259,870.24	255,144.37	250,675.66	246,301.07	
TOTAL CHELTUIELI incremental	0.00	26,001.89	249,618.14	244,417.76	311,873.34	309,657.31	316,171.88	322,839.03	329,872.07	337,080.02	
Cheltuieli totale actualizate	0.00	26,001.89	240,017.44	225,977.96	277,254.26	264,696.37	259,870.24	255,144.37	250,675.66	246,301.07	
Venituri fara proiect (mii lei)		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
Venituri Scenariul 2		0.00	0.00	0.00	453,197.16	400,358.39	423,953.15	442,327.20	452,417.48	462,738.00	
Venituri incremental		0.00	0.00	0.00	453,197.16	400,358.39	423,953.15	442,327.20	452,417.48	462,738.00	
Venituri actualizate		0.00	0.00	0.00	402,890.63	342,228.03	348,458.59	349,577.61	343,800.10	338,118.12	
Flux de numerar net increm.	0.00	-26,001.89	-249,618.14	-244,417.76	141,323.82	90,701.08	107,781.27	119,488.18	122,545.41	125,657.98	
Flux de numerar net increm. actualizat	0.00	-26,001.89	-240,017.44	-225,977.96	125,636.37	77,531.66	88,588.35	94,433.24	93,124.44	91,817.06	
Ajutorul comunitar		22,101.61	212,175.42	207,755.10	0.00	0.00					
Ajutorul comunitar actualizat		22,101.61	204,014.83	192,081.27	0.00	0.00					
Flux de numer cu ajutor neact.	0.00	-3,900.28	-37,442.72	-36,662.66	141,323.82	90,701.08	107,781.27	119,488.18	122,545.41	125,657.98	
Flux de numer actualizat cu ajutor	0.00	-3,900.28	-36,002.62	-33,896.69	125,636.37	77,531.66	88,588.35	94,433.24	93,124.44	91,817.06	
Indicatori											
VANE/K	1,314,712.37										
RIRF/K	97.11%										
VANE/C	928,065.09										
Fluxuri	0.00	-26.00	-249.62	-244.42	186,359.02	141,272.49	157,523.16	169,181.92	173,567.00	178,039.96	
VANE/C	1,744,493.77										

STUDIU DE FEZABILITATE
Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență
Implementare proiect la sursă CETH Arad
Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.2



IV.Materii	Anexa 14.IV.4											
Costuri cu materiile prime +1%												
An	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	
Rata de actualizare (%)	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
Coefficient de actualizare	0.7026	0.6756	0.6496	0.6246	0.6006	0.5775	0.5553	0.5339	0.5134	0.4936	0.4746	
Costuri investitii (mii lei)												
Cheltuieli fara proiect (mii lei)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Cheltuieli Scenariul S2, din care:	344,466.01	352,033.32	359,796.12	367,747.24	375,906.53	384,267.12	392,843.85	401,640.95	410,668.24	419,924.97	429,421.37	
Materii prime	254,421.50	259,507.13	264,700.28	269,990.20	275,393.02	280,897.97	286,515.83	292,246.57	298,095.59	304,057.50	310,137.68	
Operare si mentenanta	46,636.68	48,348.32	50,132.52	51,992.57	53,931.86	55,953.98	58,062.66	60,261.82	62,555.55	64,948.14	67,444.08	
Alte cheltuieli	43,407.83	44,177.87	44,963.32	45,764.47	46,581.65	47,415.17	48,265.36	49,132.56	50,017.10	50,919.33	51,839.60	
Cheltuieli incremental	344,466.01	352,033.32	359,796.12	367,747.24	375,906.53	384,267.12	392,843.85	401,640.95	410,668.24	419,924.97	429,421.37	
Cheltuieli actualizate	242,017.25	237,821.10	233,716.70	229,693.84	225,759.72	221,904.69	218,132.24	214,439.39	210,826.09	207,286.77	203,821.60	
TOTAL CHELTUIELI incremental	344,466.01	352,033.32	359,796.12	367,747.24	375,906.53	384,267.12	392,843.85	401,640.95	410,668.24	419,924.97	429,421.37	
Cheltuieli totale actualizate	242,017.25	237,821.10	233,716.70	229,693.84	225,759.72	221,904.69	218,132.24	214,439.39	210,826.09	207,286.77	203,821.60	
Venituri fara proiect (mii lei)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Venituri Scenariul 2	473,294.02	484,090.91	495,134.18	506,429.45	517,982.46	529,799.11	541,885.41	554,247.51	566,891.71	579,824.46	593,052.32	
Venituri incremental	473,294.02	484,090.91	495,134.18	506,429.45	517,982.46	529,799.11	541,885.41	554,247.51	566,891.71	579,824.46	593,052.32	
Venituri actualizate	332,530.10	327,034.48	321,629.72	316,314.34	311,086.84	305,945.79	300,889.73	295,917.28	291,027.04	286,217.66	281,487.79	
Flux de numerar net increm.	128,828.01	132,057.59	135,338.06	138,682.21	142,075.94	145,531.99	149,041.56	152,606.56	156,223.48	159,899.49	163,630.96	
Flux de numerar net increm. actualizat	90,512.85	89,213.38	87,913.02	86,620.50	85,327.13	84,041.10	82,757.49	81,477.89	80,200.95	78,930.88	77,666.19	
Ajutorul comunitar												
Ajutorul comunitar actualizat												
Flux de numer cu ajutor neact.	128,828.01	132,057.59	135,338.06	138,682.21	142,075.94	145,531.99	149,041.56	152,606.56	156,223.48	159,899.49	163,630.96	
Flux de numer actualizat cu ajutor	90,512.85	89,213.38	87,913.02	86,620.50	85,327.13	84,041.10	82,757.49	81,477.89	80,200.95	78,930.88	77,666.19	
Indicatori												
VANF/K												
RIRF/K												
VANF/C												
Fluxuri	182,606.39	187,272.05	192,035.09	196,909.43	201,889.84	206,990.78	212,211.51	217,559.45	223,038.55	228,661.01	234,431.77	
VANE/C												

STUDIU DE FEZABILITATE
Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență
Implementare proiect la sursă CETH Arad
Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.2



IV.Materii	Anexa 14.IV.5										
Costuri cu materiile prime +5%											
An	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
Rata de actualizare (%)	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	
Coefficient de actualizare		1.0000	0.9615	0.9246	0.8890	0.8548	0.8219	0.7903	0.7599	0.7307	
Costuri investiții (mii lei)	0.00	26,001.89	249,618.14	244,417.76	0.00	0.00					
Cheltuieli fara proiect (mii lei)		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
Cheltuieli Scenariul S2, din care:	0.00	0.00	0.00	0.00	321,182.37	318,798.55	325,488.34	332,333.89	339,556.84	346,958.54	
Materii prime	0.00	0.00	0.00	0.00	244,362.27	239,957.62	244,557.08	249,240.05	254,225.30	259,311.15	
Operare si mentenanta	0.00	0.00	0.00	0.00	37,725.63	39,062.68	40,455.55	41,906.72	43,418.80	44,994.51	
Alte cheltuieli	0.00	0.00	0.00	0.00	39,094.48	39,778.25	40,475.71	41,187.11	41,912.74	42,652.88	
Cheltuieli incremental		0.00	0.00	0.00	321,182.37	318,798.55	325,488.34	332,333.89	339,556.84	346,958.54	
Cheltuieli actualizate		0.00	0.00	0.00	285,529.96	272,510.34	267,527.69	262,648.30	258,035.29	253,519.20	
TOTAL CHELTUIELI incremental	0.00	26,001.89	249,618.14	244,417.76	321,182.37	318,798.55	325,488.34	332,333.89	339,556.84	346,958.54	
Cheltuieli totale actualizate	0.00	26,001.89	240,017.44	225,977.96	285,529.96	272,510.34	267,527.69	262,648.30	258,035.29	253,519.20	
Venituri fara proiect (mii lei)		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
Venituri Scenariul 2		0.00	0.00	0.00	453,197.16	400,358.39	423,953.15	442,327.20	452,417.48	462,738.00	
Venituri incremental		0.00	0.00	0.00	453,197.16	400,358.39	423,953.15	442,327.20	452,417.48	462,738.00	
Venituri actualizate		0.00	0.00	0.00	402,890.63	342,228.03	348,458.59	349,577.61	343,800.10	338,118.12	
Flux de numerar net increm.	0.00	-26,001.89	-249,618.14	-244,417.76	132,014.79	81,559.84	98,464.81	109,993.32	112,860.64	115,779.46	
Flux de numerar net increm. actualizat	0.00	-26,001.89	-240,017.44	-225,977.96	117,360.66	69,717.69	80,930.90	86,929.32	85,764.81	84,598.92	
Ajutorul comunitar		22,101.61	212,175.42	207,755.10	0.00	0.00					
Ajutorul comunitar actualizat		22,101.61	204,014.83	192,081.27	0.00	0.00					
Flux de numer cu ajutor neact.	0.00	-3,900.28	-37,442.72	-36,662.66	132,014.79	81,559.84	98,464.81	109,993.32	112,860.64	115,779.46	
Flux de numer actualizat cu ajutor	0.00	-3,900.28	-36,002.62	-33,896.69	117,360.66	69,717.69	80,930.90	86,929.32	85,764.81	84,598.92	
Indicatori											
VANE/K	1,206,882.22										
RIRF/K	91.58%										
VANE/C	820,234.94										
Fluxuri	0.00	-26.00	-249.62	-244.42	179,620.69	134,667.78	150,791.78	162,321.59	166,569.45	170,902.42	
VANE/C	1,675,290.22										

STUDIU DE FEZABILITATE
Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență
Implementare proiect la sursă CETH Arad
Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.2



IV.Materii	Anexa 14.IV.5										
Costuri cu materiile prime +5%											
An	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Rata de actualizare (%)	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
Coefficient de actualizare	0.7026	0.6756	0.6496	0.6246	0.6006	0.5775	0.5553	0.5339	0.5134	0.4936	0.4746
Costuri investitii (mii lei)											
Cheltuieli fara proiect (mii lei)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Cheltuieli Scenariul S2, din care:	354,542.11	362,310.83	370,279.30	378,439.92	386,813.18	395,391.79	404,191.01	413,215.07	422,474.00	431,966.85	441,704.05
Materii prime	264,497.59	269,784.64	275,183.46	280,682.88	286,299.67	292,022.65	297,862.99	303,820.69	309,901.36	316,099.38	322,420.37
Operare si mentenanta	46,636.68	48,348.32	50,132.52	51,992.57	53,931.86	55,953.98	58,062.66	60,261.82	62,555.55	64,948.14	67,444.08
Alte cheltuieli	43,407.83	44,177.87	44,963.32	45,764.47	46,581.65	47,415.17	48,265.36	49,132.56	50,017.10	50,919.33	51,839.60
Cheltuieli incremental	354,542.11	362,310.83	370,279.30	378,439.92	386,813.18	395,391.79	404,191.01	413,215.07	422,474.00	431,966.85	441,704.05
Cheltuieli actualizate	249,096.58	244,764.21	240,526.37	236,372.46	232,309.97	228,328.91	224,432.92	220,618.90	216,886.85	213,230.99	209,651.48
TOTAL CHELTUIELI incremental	354,542.11	362,310.83	370,279.30	378,439.92	386,813.18	395,391.79	404,191.01	413,215.07	422,474.00	431,966.85	441,704.05
Cheltuieli totale actualizate	249,096.58	244,764.21	240,526.37	236,372.46	232,309.97	228,328.91	224,432.92	220,618.90	216,886.85	213,230.99	209,651.48
Venituri fara proiect (mii lei)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Venituri Scenariul 2	473,294.02	484,090.91	495,134.18	506,429.45	517,982.46	529,799.11	541,885.41	554,247.51	566,891.71	579,824.46	593,052.32
Venituri incremental	473,294.02	484,090.91	495,134.18	506,429.45	517,982.46	529,799.11	541,885.41	554,247.51	566,891.71	579,824.46	593,052.32
Venituri actualizate	332,530.10	327,034.48	321,629.72	316,314.34	311,086.84	305,945.79	300,889.73	295,917.28	291,027.04	286,217.66	281,487.79
Flux de numerar net increm.	118,751.91	121,780.08	124,854.88	127,989.53	131,169.28	134,407.32	137,694.40	141,032.44	144,417.71	147,857.60	151,348.28
Flux de numerar net increm. actualizat	83,433.52	82,270.26	81,103.35	79,941.88	78,776.87	77,616.88	76,456.81	75,298.37	74,140.19	72,986.67	71,836.31
Ajutorul comunitar											
Ajutorul comunitar actualizat											
Flux de numer cu ajutor neact.	118,751.91	121,780.08	124,854.88	127,989.53	131,169.28	134,407.32	137,694.40	141,032.44	144,417.71	147,857.60	151,348.28
Flux de numer actualizat cu ajutor	83,433.52	82,270.26	81,103.35	79,941.88	78,776.87	77,616.88	76,456.81	75,298.37	74,140.19	72,986.67	71,836.31
Indicatori											
VANF/K											
RIRF/K											
VANF/C											
Fluxuri	175,326.09	179,846.22	184,460.66	189,183.63	194,009.44	198,952.85	204,012.83	209,196.79	214,508.52	219,960.37	225,557.15
VANE/C											

STUDIU DE FEZABILITATE
Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență
Implementare proiect la sursă CETH Arad
Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.2



IV.Materii	Anexa 14.IV.6									
Costuri cu materiile prime +10%										
An	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Rata de actualizare (%)	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
Coefficient de actualizare		1.0000	0.9615	0.9246	0.8890	0.8548	0.8219	0.7903	0.7599	0.7307
Costuri investiții (mii lei)	0.00	26,001.89	249,618.14	244,417.76	0.00	0.00				
Cheltuieli fara proiect (mii lei)		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Cheltuieli Scenariul S2, din care:	0.00	0.00	0.00	0.00	332,818.67	330,225.11	337,133.92	344,202.46	351,662.81	359,306.69
Materii prime	0.00	0.00	0.00	0.00	255,998.57	251,384.17	256,202.66	261,108.63	266,331.27	271,659.30
Operare si mentenanta	0.00	0.00	0.00	0.00	37,725.63	39,062.68	40,455.55	41,906.72	43,418.80	44,994.51
Alte cheltuieli	0.00	0.00	0.00	0.00	39,094.48	39,778.25	40,475.71	41,187.11	41,912.74	42,652.88
Cheltuieli incremental		0.00	0.00	0.00	332,818.67	330,225.11	337,133.92	344,202.46	351,662.81	359,306.69
Cheltuieli actualizate		0.00	0.00	0.00	295,874.59	282,277.80	277,099.51	272,028.20	267,234.83	262,541.88
TOTAL CHELTUIELI incremental	0.00	26,001.89	249,618.14	244,417.76	332,818.67	330,225.11	337,133.92	344,202.46	351,662.81	359,306.69
Cheltuieli totale actualizate	0.00	26,001.89	240,017.44	225,977.96	295,874.59	282,277.80	277,099.51	272,028.20	267,234.83	262,541.88
Venituri fara proiect (mii lei)		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Venituri Scenariul 2		0.00	0.00	0.00	453,197.16	400,358.39	423,953.15	442,327.20	452,417.48	462,738.00
Venituri incremental		0.00	0.00	0.00	453,197.16	400,358.39	423,953.15	442,327.20	452,417.48	462,738.00
Venituri actualizate		0.00	0.00	0.00	402,890.63	342,228.03	348,458.59	349,577.61	343,800.10	338,118.12
Flux de numerar net increm.	0.00	-26,001.89	-249,618.14	-244,417.76	120,378.49	70,133.28	86,819.23	98,124.74	100,754.67	103,431.31
Flux de numerar net increm. actualizat	0.00	-26,001.89	-240,017.44	-225,977.96	107,016.04	59,950.22	71,359.08	77,549.41	76,565.27	75,576.25
Ajutorul comunitar		22,101.61	212,175.42	207,755.10	0.00	0.00				
Ajutorul comunitar actualizat		22,101.61	204,014.83	192,081.27	0.00	0.00				
Flux de numer cu ajutor neact.	0.00	-3,900.28	-37,442.72	-36,662.66	120,378.49	70,133.28	86,819.23	98,124.74	100,754.67	103,431.31
Flux de numer actualizat cu ajutor	0.00	-3,900.28	-36,002.62	-33,896.69	107,016.04	59,950.22	71,359.08	77,549.41	76,565.27	75,576.25
Indicatori										
VANE/K	1,072,094.54									
RIRF/K	84.36%									
VANE/C	685,447.26									
Fluxuri	0.00	-26.00	-249.62	-244.42	171,197.77	126,411.89	142,377.57	153,746.17	157,822.50	161,980.49
VANE/C	1,588,785.79									

STUDIU DE FEZABILITATE
Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență
Implementare proiect la sursă CETH Arad
Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.2



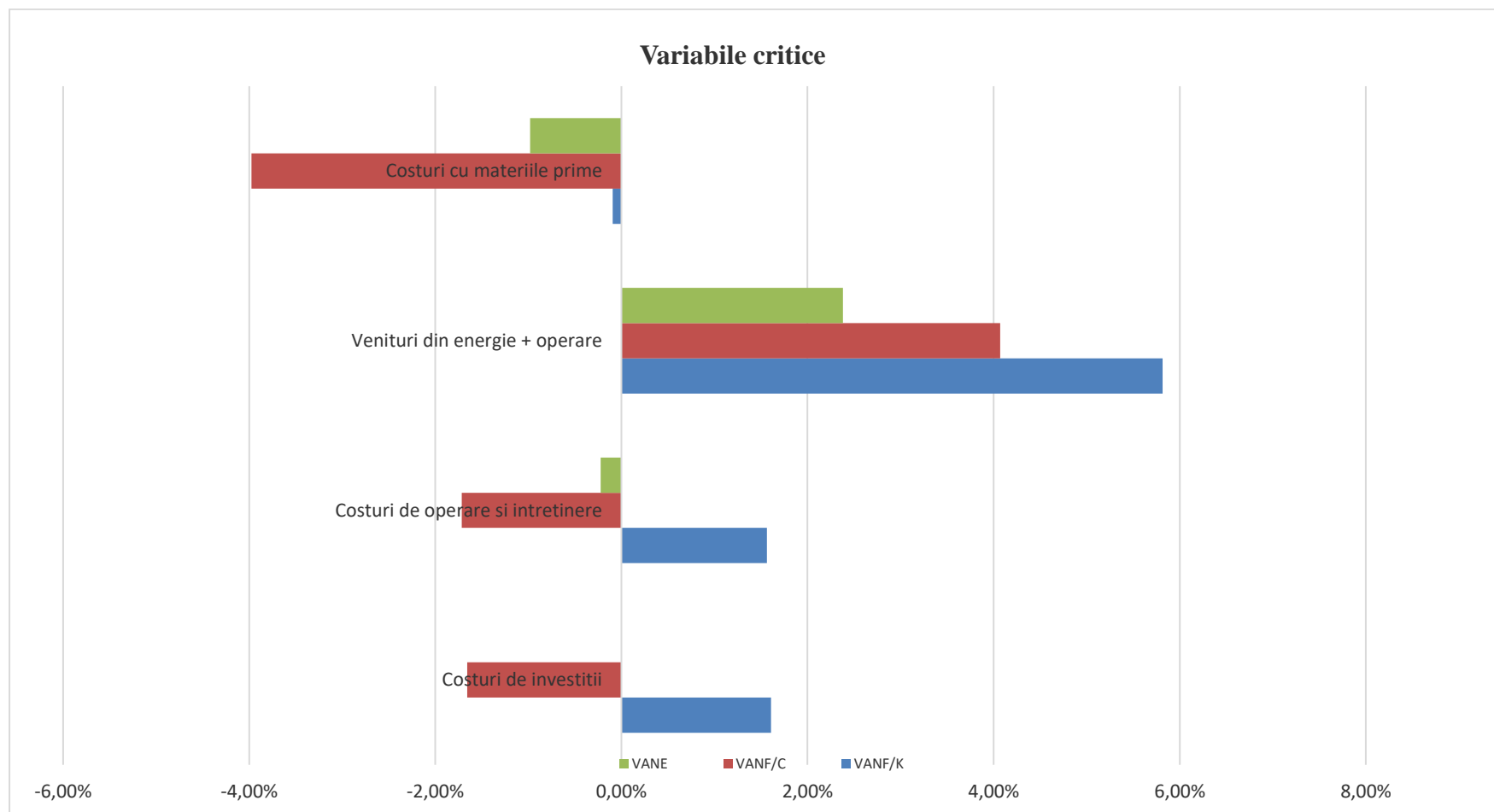
IV.Materii	Anexa 14.IV.6										
Costuri cu materiile prime +10%											
An	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Rata de actualizare (%)	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
Coefficient de actualizare	0.7026	0.6756	0.6496	0.6246	0.6006	0.5775	0.5553	0.5339	0.5134	0.4936	0.4746
Costuri investitii (mii lei)											
Cheltuieli fara proiect (mii lei)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Cheltuieli Scenariul S2, din care:	367,137.23	375,157.72	383,383.28	391,805.77	400,446.50	409,297.64	418,374.96	427,682.72	437,231.21	447,019.20	457,057.40
Materii prime	277,092.72	282,631.53	288,287.44	294,048.74	299,932.99	305,928.49	312,046.94	318,288.35	324,658.56	331,151.74	337,773.72
Operare si mentenanta	46,636.68	48,348.32	50,132.52	51,992.57	53,931.86	55,953.98	58,062.66	60,261.82	62,555.55	64,948.14	67,444.08
Alte cheltuieli	43,407.83	44,177.87	44,963.32	45,764.47	46,581.65	47,415.17	48,265.36	49,132.56	50,017.10	50,919.33	51,839.60
Cheltuieli incremental	367,137.23	375,157.72	383,383.28	391,805.77	400,446.50	409,297.64	418,374.96	427,682.72	437,231.21	447,019.20	457,057.40
Cheltuieli actualizate	257,945.75	253,443.11	249,038.47	244,720.73	240,497.79	236,359.19	232,308.76	228,343.30	224,462.81	220,661.25	216,938.83
TOTAL CHELTUIELI incremental	367,137.23	375,157.72	383,383.28	391,805.77	400,446.50	409,297.64	418,374.96	427,682.72	437,231.21	447,019.20	457,057.40
Cheltuieli totale actualizate	257,945.75	253,443.11	249,038.47	244,720.73	240,497.79	236,359.19	232,308.76	228,343.30	224,462.81	220,661.25	216,938.83
Venituri fara proiect (mii lei)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Venituri Scenariul 2	473,294.02	484,090.91	495,134.18	506,429.45	517,982.46	529,799.11	541,885.41	554,247.51	566,891.71	579,824.46	593,052.32
Venituri incremental	473,294.02	484,090.91	495,134.18	506,429.45	517,982.46	529,799.11	541,885.41	554,247.51	566,891.71	579,824.46	593,052.32
Venituri actualizate	332,530.10	327,034.48	321,629.72	316,314.34	311,086.84	305,945.79	300,889.73	295,917.28	291,027.04	286,217.66	281,487.79
Flux de numerar net increm.	106,156.79	108,933.20	111,750.90	114,623.67	117,535.96	120,501.48	123,510.45	126,564.79	129,660.50	132,805.25	135,994.93
Flux de numerar net increm. actualizat	74,584.35	73,591.36	72,591.26	71,593.61	70,589.05	69,586.60	68,580.97	67,573.98	66,564.23	65,556.41	64,548.96
Ajutorul comunitar											
Ajutorul comunitar actualizat											
Flux de numer cu ajutor neact.	106,156.79	108,933.20	111,750.90	114,623.67	117,535.96	120,501.48	123,510.45	126,564.79	129,660.50	132,805.25	135,994.93
Flux de numer actualizat cu ajutor	74,584.35	73,591.36	72,591.26	71,593.61	70,589.05	69,586.60	68,580.97	67,573.98	66,564.23	65,556.41	64,548.96
Indicatori											
VANF/K											
RIRF/K											
VANF/C											
Fluxuri	166,225.72	170,563.94	174,992.62	179,526.38	184,158.94	188,905.44	193,764.48	198,743.45	203,845.97	209,084.57	214,463.87
VANF/C											

Anexa 15					
Anexa 15a					
VANF/K	-10%	-5%	0%	5%	10%
Costuri de investitii	1.348.493.096	1.345.081.502	1.315.955.749	1.318.925.950	1.296.181.992
Costuri de operare si intretinere	1.392.977.491	1.367.323.700	1.315.955.749	1.316.016.117	1.290.362.325
Venituri din energie + operare	833.612.045	1.087.640.977	1.315.955.749	1.595.698.840	1.849.727.771
Costuri cu materiile prime	1.611.245.277	1.476.457.592	1.315.955.749	1.206.882.224	1.072.094.540
Anexa 15b					
VANF/C	-10%	-5%	0%	5%	10%
Costuri de investitii	1.000.510.540	977.766.583	966.480.804	932.278.667	909.534.709
Costuri de operare si intretinere	1.006.330.207	980.676.416	966.480.804	929.368.833	903.715.042
Venituri din energie + operare	446.964.762	700.993.693	966.480.804	1.209.051.556	1.463.080.488
Costuri cu materiile prime	1.224.597.993	1.089.810.309	966.480.804	820.234.941	685.447.256
Anexa 15c					
VANE/C	-10%	-5%	0%	5%	10%
Costuri de investitii	1.761.838.689	1.761.816.674	1.761.794.659	1.761.772.644	1.761.750.630
Costuri de operare si intretinere	1.801.323.247	1.781.558.953	1.761.794.659	1.742.030.366	1.722.266.072
Venituri din energie + operare	1.345.383.045	1.553.721.830	1.761.794.659	1.970.399.400	2.178.738.184
Costuri cu materiile prime	1.934.803.533	1.848.299.096	1.761.794.659	1.675.290.223	1.588.785.786
Anexa 15d					
RIRF/K	-10%	-5%	0%	5%	10%
Costuri de investitii	106,26%	102,20%	104,07%	79,51%	67,02%
Costuri de operare si intretinere	100,70%	99,58%	104,07%	97,32%	96,41%
Venituri din energie + operare	90,88%	99,04%	104,07%	110,57%	121,84%
Costuri cu materiile prime	111,34%	105,03%	104,07%	91,58%	86,05%

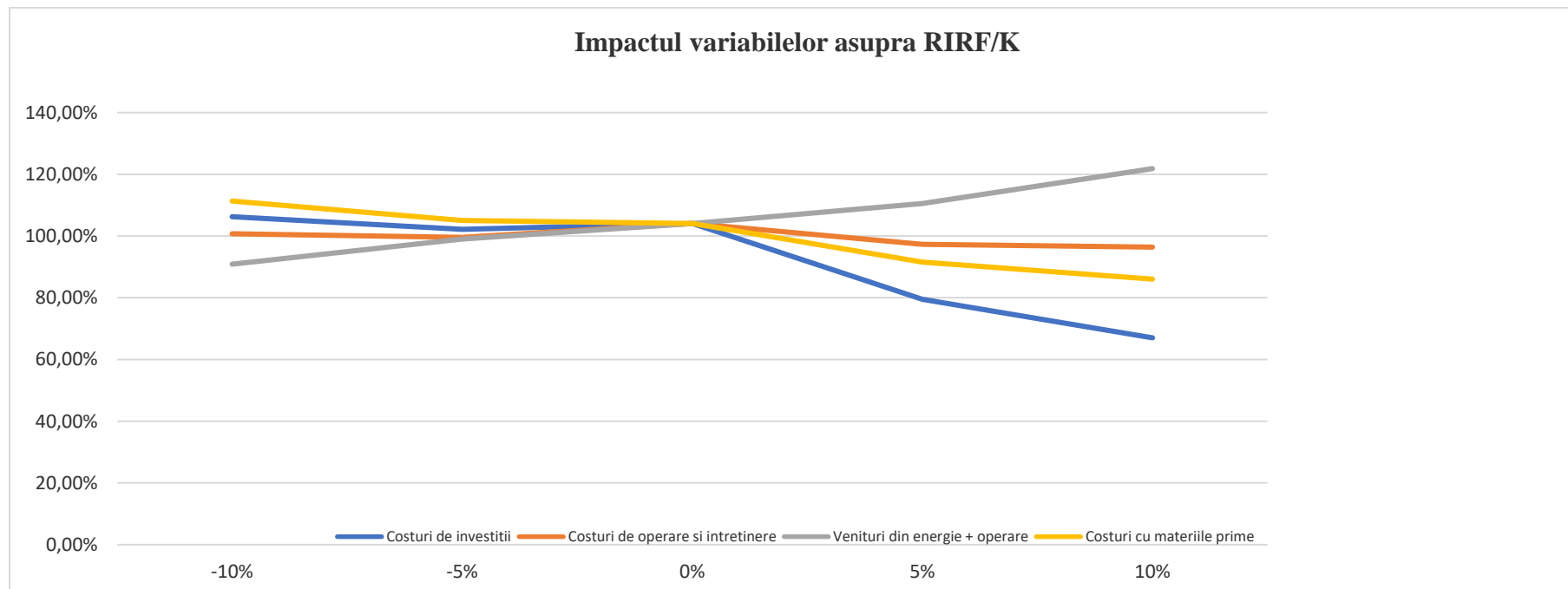
Anexa 16				
Variabila	Costuri de investitii	Costuri de operare si intretinere	Venituri din energie + operare	Costuri cu materiile prime
VANF/K	1,61%	1,56%	5,81%	-0,09%
VANF/C	-1,66%	-1,72%	4,07%	-3,97%
VANE	0,00%	-0,22%	2,38%	-0,98%

Anexa 17				
Variabila	VANF/K	RIRF/K	VANF/C	VANE/C
Costuri de investitii	1,61%	-9,76%	-1,66%	0,00%
Costuri de operare si intretinere	1,56%	-5,61%	-1,72%	-0,22%
Venituri din energie + operare	5,81%	-3,00%	4,07%	2,38%
Costuri cu materiile prime	-0,09%	-6,69%	-3,97%	-0,98%

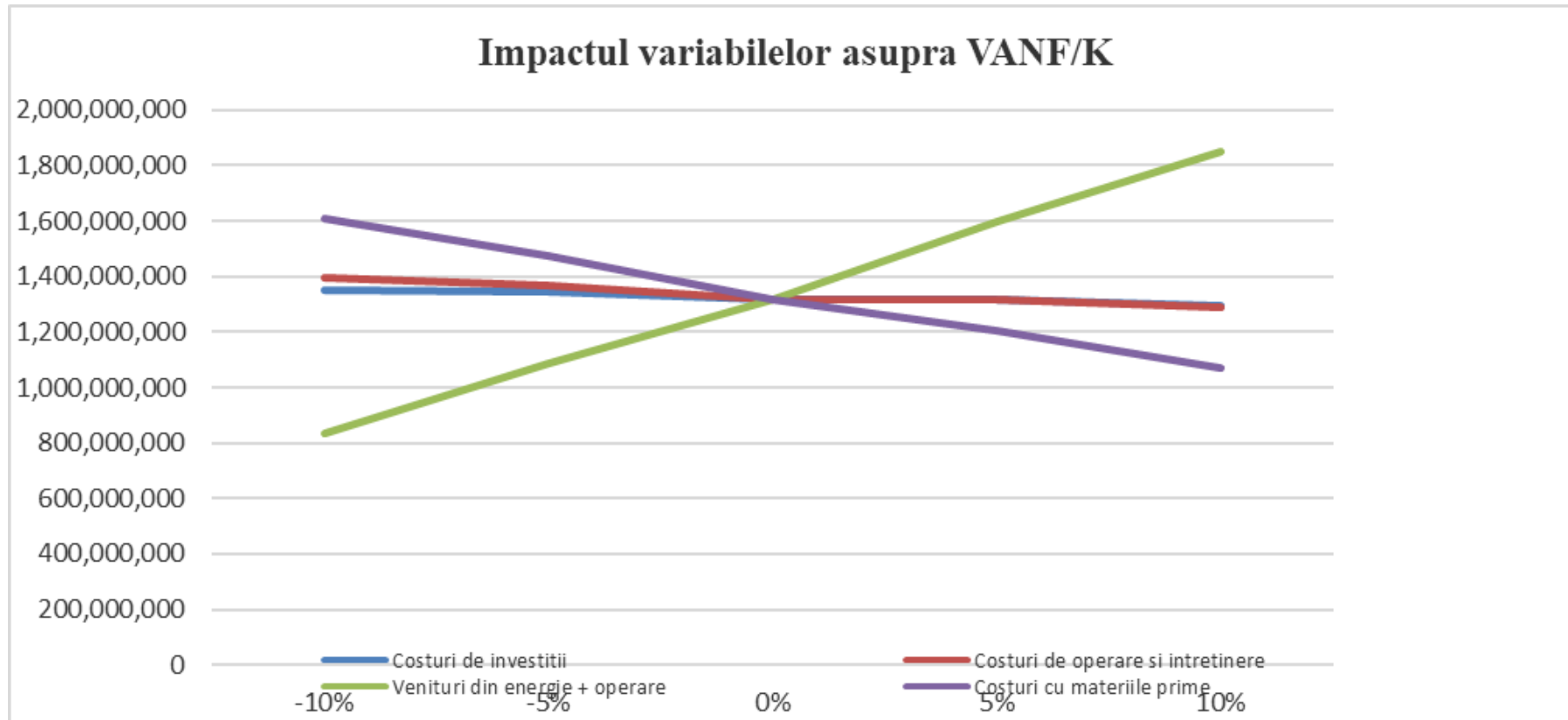
Anexa 17a



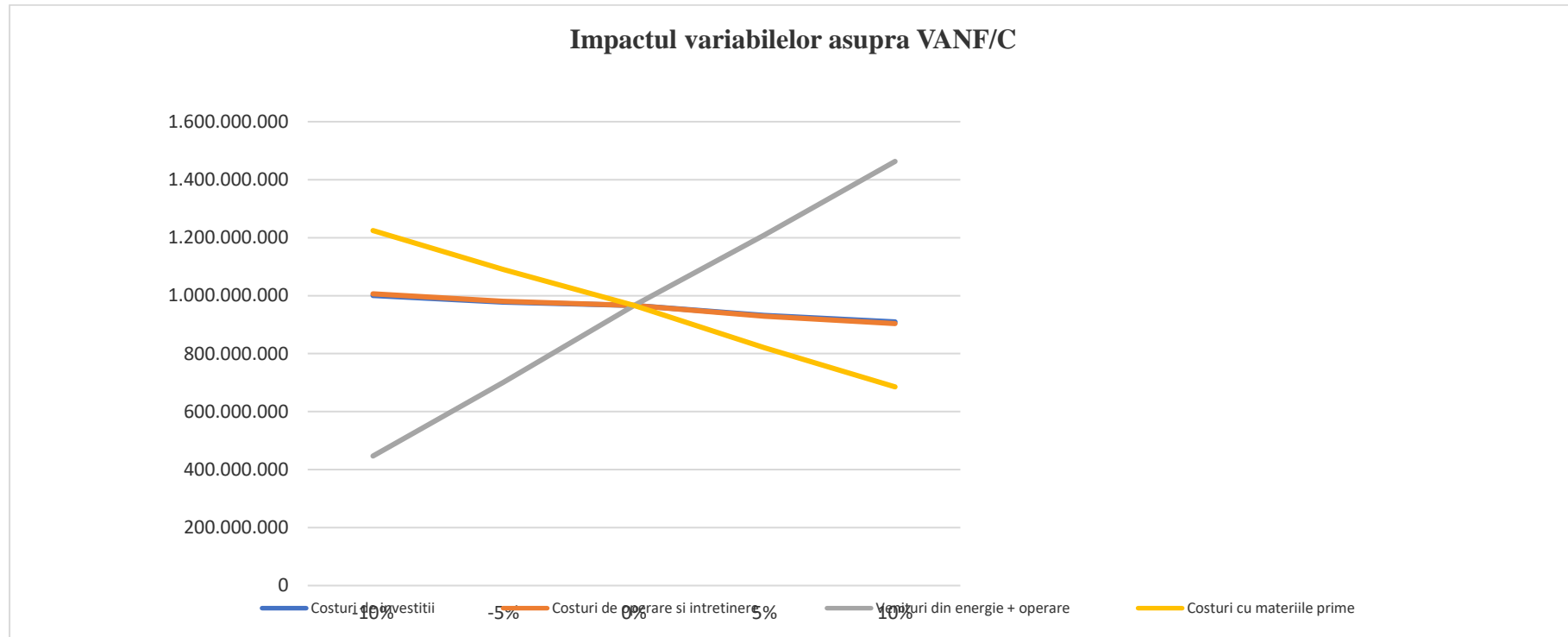
Anexa 18a



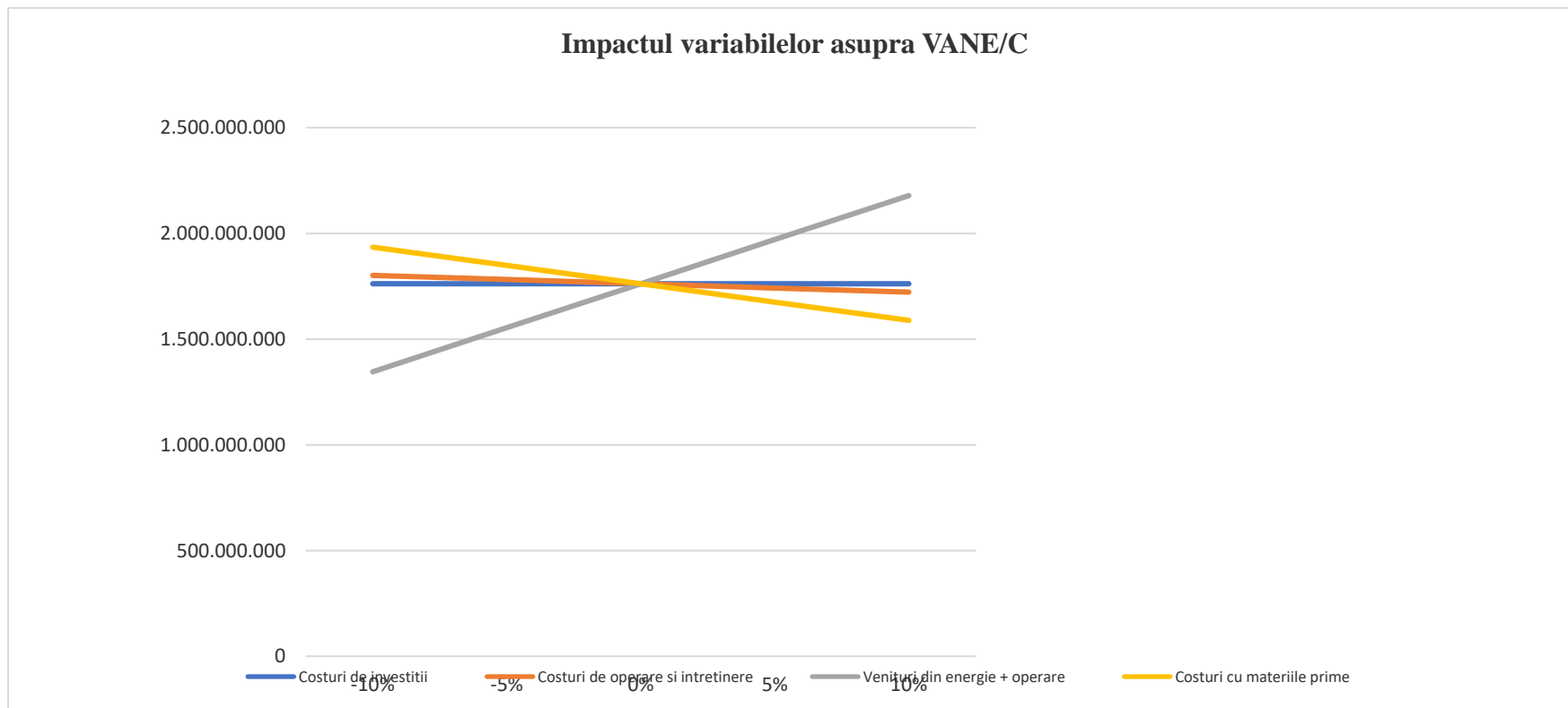
Anexa 18b



Anexa 18c



Anexa 18d



STUDIU DE FEZABILITATE
Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență
Implementare proiect la sursă CETH Arad
Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.2



Anexa 19 Analiza de suportabilitate

Anexa 19	Analiza de suportabilitate											
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	
Impactul proiectului pe tarife (cons. casnici)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
Tarif (lei/MWh)	220,86	251,03	256,85	262,71	268,62	274,80	285,60	302,96	321,38	340,92	361,65	
Cost total al energiei termice (pretul de referinta) lei/MWh	11.243,69	11.243,69	11.472,58	13.039,29	12.921,99	12.743,60	857,13	845,87	864,25	883,11	902,45	
Gradul de acoperire al costului din tarif (%)								0,36	0,37	0,39	0,40	
Suportabilitatea tarifelor												
Decila 1												
Venit mediu pe gospodarie (lei/an)	21.221,44	22.511,71	23.880,42	25.332,35	26.872,55	28.506,40	30.239,59	32.078,16	34.028,51	36.097,45	38.292,17	
Consum mediu anual agent termic/gospodarie (MWh/an)	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	
Valoare max. agent termic pe gosp.	1.987,74	2.259,27	2.311,69	2.364,39	2.417,59	2.473,19	2.570,37	2.726,64	2.892,42	3.068,28	3.254,83	
% max. factura energie termica din venit	9,37%	10,04%	9,68%	9,33%	9,00%	8,50%	8,50%	8,50%	8,50%	8,50%	8,50%	
Decila 2												
Venit mediu pe gospodarie	25.079,89	26.604,74	28.222,31	29.938,23	31.758,47	33.689,39	35.737,70	37.910,55	40.215,52	42.660,62	45.254,39	
Consum max. agent termic/gospodarie	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	
Valoare max. agent termic pe gosp.	1.987,74	2.259,27	2.311,69	2.364,39	2.417,59	2.473,19	2.570,37	2.726,64	2.892,42	3.068,28	3.254,83	
% max. factura energie termica din venit	7,93%	8,49%	8,19%	7,90%	7,61%	7,34%	7,19%	7,19%	7,19%	7,19%	7,19%	

Anexa 19	Analiza de suportabilitate										
	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	
Impactul proiectului pe tarife (cons. casnici)	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	
Tarif (lei/MWh)	383,64	406,96	431,70	457,95	485,80	515,33	546,66	579,90	615,16	652,56	
Cost total al energiei termice (pretul de referinta) lei/MWh	922,28	942,65	963,54	985,00	1.007,01	1.029,62	1.052,85	1.076,71	1.101,21	1.126,38	
Gradul de acoperire al costului din tarif (%)	42%	43%	45%	46%	48%	50%	52%	54%	56%	58%	
Suportabilitatea tarifelor											
Decila 1											
Venit mediu pe gospodarie (lei/an)	40.620,34	43.090,05	45.709,93	48.489,09	51.437,23	54.564,61	57.882,14	61.401,37	65.134,58	69.094,76	
Consum mediu anual agent termic/gospodarie (MWh/an)	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	
Valoare max. agent termic pe gosp.	3.452,73	3.662,65	3.885,34	4.121,57	4.372,16	4.637,99	4.919,98	5.219,12	5.536,44	5.873,05	
% max. factura energie termica din venit	8,50%	8,50%	8,50%	8,50%	8,50%	8,50%	8,50%	8,50%	8,50%	8,50%	
Decila 2											
Venit mediu pe gospodarie	48.005,85	50.924,61	54.020,82	57.305,29	60.789,45	64.485,45	68.406,17	72.565,26	76.977,23	81.657,44	
Consum max. agent termic/gospodarie	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	
Valoare max. agent termic pe gosp.	3.452,73	3.662,65	3.885,34	4.121,57	4.372,16	4.637,99	4.919,98	5.219,12	5.536,44	5.873,05	
% max. factura energie termica din venit	7,19%	7,19%	7,19%	7,19%	7,19%	7,19%	7,19%	7,19%	7,19%	7,19%	

Analize de risc (Anexa 20, 21, 22, 23)

Anexa 20

Nr. crt.	Risc	Probabilitatea de apariție		Impactul		Grad de expunere al riscului	
		Probabilitate	Scor	Probabilitate	Scor	Probabilitate	Scor
1	Conditii meteorologice nefavorabile pentru realizarea lucrarilor de constructii (la implemmentarea proiectului)	medie	50	mic	25	mediu	37.5
2	Intarzieri in implementarea proiectului datorate procedurilor de achizitie: perioade prea lungi de verificare a documentelor la ANAP, clarificari, modificari, contestatii	medie	70	mediu	50	mediu	60

3	Contractarea unor executanti si prestatori incapabili sa implementeze solutiile prevazute in Studiul de Fezabilitate	medie	50	semnificativ	90	mediu	70
4	Modificari tehnologice (de fabricatie) ale echipamentelor prevazute in proiect	mica	20	mediu	60	mediu	40
5	Proiectarea neadaptata la conditiile specifice infrastructurii actuale si a situatiei din teren, ca urmare a evaluarii incorecte a starii actuale a infrastructurii	mica	20	semnificativ	90	mediu	55
6	Intarzieri in realizarea lucrarilor, datorita alocarilor defectuoase de resurse din partea executantului	mica	30	mediu	40	mediu	35
7	Nerespectarea specificatiilor tehnice si a standardelor de calitate in executia lucrarilor	mica	25	semnificativ	70	mediu	47.5
8	Variabilitatea calitatii materialelor cu mentinerea pretului	mica	25	mediu	35	mic	30

9	Indisponibilitatea temporara a unor materiale/echipamente ca urmare a cresterii cererii pe piata a materialelor de constructii	mica	30	mediu	35	mediu	32.5
10	Aparitia necesitatii realizarii de lucrari suplimentare	medie	40	semnificativ	95	mediu	67.5
11	Potentiale modificari ale solutiilor tehnice, ce pot duce la anulara/diminuarea platilor din fonduri nerambursabile	mica	30	semnificativ	95	mediu	62.5
12	Riscuri de poluare a aerului pe parcursul executiei lucrarilor	mica	5	mediu	50	mic	27.5
13	Neincadrarea efectuarii lucrarilor de catre constructor in graficul de timp aprobat si in quantumul financiar stipulat in contractul de lucrari	mica	30	mediu	70	mediu	50
14	Furnizarea unor dotari/echipamente neconforme	mica	10	mediu	70	mediu	40

15	Modificarea cadrului legislativ, care poate afecta structura si activitatea echipei de implementare a proiectului, cheltuielile prevazute in bugetul proiectului, etc.	mica	5	mediu	40	mic	22.5
16	Cresterea taxelor si impozitelor	mica	10	mic	20	mic	15
17	Nerespectarea clauzelor contractuale de catre furnizori, prestatori, executanti, sau subcontractanti	mica	20	mediu	40	mic	30
18	Necorelarea graficului investitiei cu alte proiecte de dezvoltare (ex. reparatii drumuri, apa si canalizare, etc.)	mica	5	mic	20	mic	12.5
19	Resurse financiare ale institutiei insuficiente	medie	40	semnificativ	80	mediu	60
20	Imposibilitatea asigurarii resurselor umane necesare implementarii proiectului	mica	30	semnificativ	90	mediu	60
21	Instabilitatea angajatilor care poate afecta echipa de implementare a proiectului	mica	30	mic	30	mic	30

22	Indisponibilitatea/insuficienta resurselor financiare pentru acoperirea cheltuielilor eligibile ale proiectului pana la rambursare	medie	35	semnificativ	90	mediu	62.5
23	Indisponibilitatea/insuficienta resurselor financiare pentru co-finanțare și pentru acoperirea cheltuielilor neeligibile	medie	35	semnificativ	95	mediu	65
24	Intârzieri în rambursarea/plata cheltuielilor	medie	40	mediu	70	mediu	55
25	Neîncadrarea în costurile prevăzute în proiect	mica	30	mediu	70	mediu	50
26	Intârzieri în desfășurarea unor activități care duc la deficit de fluxuri de numerar	medie	45	mediu	70	mediu	57.5
27	Lipsa resurselor umane corespunzator pregatite pentru implementarea proiectului	mica	20	mediu	65	mediu	42.5
28	Necunoașterea legislației în domeniile vizate de proiect	mica	5	mediu	40	mic	22.5
29	Riscuri de conflict în cadrul echipei de proiect	mica	15	mic	10	mic	12.5

30	Lipsă de comunicare, comunicare ambiguă, defectuoasă, inefficientă între membrii echipei de proiect	mica	15	mic	20	mic	17.5
31	Lipsa procedurilor și a instrucțiunilor de lucru	mica	5	mic	30	mic	17.5
32	Coordonare defectuoasă în realizarea fazelor (ordonare și monitorizare ineficientă, planificare defectuoasă)	mica	30	mediu	70	mediu	50
33	Riscuri legate de contractarea unui operator cu capacitate reală de operare a infrastructurii create	mica	30	mediu	60	mediu	45
34	Modificări tehnologice; imposibilitatea asigurării mentenanței sistemului la parametrii programati	medie	40	mediu	70	mediu	55
35	Nerespectarea producției de energie calculate în proiect	medie	40	mediu	40	mediu	40

36	Imposibilitatea asigurării unui număr suficient de consumatori	mica	20	semnificativ	80	mediu	50
37	Imposibilitatea asigurării biomasei utilizate ca materie primă, la parametri calitativi și cantitativi stabiliți	mica	20	semnificativ	90	mediu	55
38	Modificări legislative care pot afecta condițiile de operare, încasarile și plățile	medie	50	mediu	40	mediu	45
39	Cresterea prețurilor la materia primă, materiale și servicii necesare pentru operare	mica	30	semnificativ	75	mediu	52.5
40	Imposibilitatea asigurării resurselor umane necesare operării proiectului	mica	30	semnificativ	90	mediu	60
41	Insuficiența/alocarea defectuoasă a resurselor financiare	mica	30	mediu	40	mediu	35
42	Coordonare defectuoasă în activitățile de exploatare a investiției	mica	30	mediu	50	mediu	40

STUDIU DE FEZABILITATE

Sursă de producere a energiei termice și electrice
 prin cogenerare de înaltă eficiență

Implementare proiect la sursă CETH Arad

Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.2

Anexa 21

Probabilitatea de apariție	Scor
Mică	0-30
Medie	31-70
Semnificativa	71-100

Anexa 22

Risc	Interpretare	Clasificare
Impact mare/ Probabilitate mare	Foarte mare Sunt cele mai mari riscuri cărora întreprinzătorii trebuie să le acorde o atenție deosebită.	A
Impact mare/ Probabilitate medie Impact mediu/ Probabilitate mare	Mare Aceste riscuri au fie o probabilitate mare de apariție, fie un impact semnificativ	B
Impact mediu/ Probabilitate medie	Mediu Există o șansă medie ca riscurile un impact sesizabil să apară.	C
Impact mediu/ Probabilitate scăzută Impact scăzut/ Probabilitate medie	Mic Aceste riscuri pot apărea în unele situații și au un impact scăzut sau mediu.	D
Impact scăzut/ Probabilitate scăzută	Neglijabil Sunt riscuri cu probabilitate mică de apariție și cu un impact scăzut. De aceea pot fi neglijate.	E

Anexa 23

IMPACTUL				
PROBABILITATE A		Scăzut	Mediu	Mare

STUDIU DE FEZABILITATE

Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență

Implementare proiect la sursă CETH Arad

Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.2



		(neseemnificativ, trebuie doar notat)	(impact rezonabil, necesită monitorizare)	(va avea un impact semnificativ)
	Scăzută	E	D	C
	(puțin probabil să se întâmple)			
	Medie	D	C	B
	(se poate produce la un moment dat)			
	Mare	C	B	A
	(probabil se va produce)			

Anexa 24 – Analiza financiară

Anexa 24a

E.1.2 Principalele elemente și parametri utilizați în analiza financiară

	Principalele elemente și parametri	Valoare neactualizată	Valoare actualizată (NPV)
1	Perioada de referință (ani)	20	
2	Rata de actualizare financiară (%)	4,0%	
3	Costurile de investiție totale, fără neprevăzute (lei) neactualizate	520.037,80	
4	Costurile de investiție totale, fără neprevăzute (lei) actualizate		540.839,31
5	Valoarea reziduală (lei) neactualizată	0,00	
6	Valoarea reziduală (lei) actualizată		0,00
7	Venituri (lei) actualizate		5.556.869.325,01
8	Costuri operaționale (lei) actualizate		4.015.277.304,41
9	Venituri nete (lei) actualizate = (7) - (8) + (6) dacă (7) > (8)		1.541.592.020,60
10	Costuri de investiție minus venituri nete [Art 55 (2)] (lei, actualizate)		-1.541.051.181,29

Anexa 24b

E.1.3 Principalele rezultate ale analizei financiare

	Principalele elemente și parametri	Fără asistență comunitară FRR/C		Cu asistență comunitară FRR/K	
1	Rata de rentabilitate financiară IRR (%)	20,58%	(IRRF/C)	104,07%	(IRRF/K)
2	Valoarea actualizată netă (lei)	966.480.804,48	(VANF/C) lei	1.315.955.749,23	(VANF/K) lei
3	Valoarea actualizată netă (euro)	195.248.647,37	(VANF/C) euro	265.849.646,31	(VANF/K) euro

STUDIU DE FEZABILITATESursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență

Implementare proiect la sursă CETH Arad

Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.2

**Anexa 25 – Analiza economică**

Anexa 25a					
E.2.2 Beneficii si costuri economice					
	Beneficii	Valoare unitara (unde se aplica)	Valoare totala (in lei, actualizata)	% din total beneficii	Valoare totala (in €, actualizata)
1	Beneficii Conversie Venit		4.166.775.697	96,74%	841.772.868,13
2	Beneficii externalitati		140.454.601	3,26%	28.374.666,86
	Costuri	Valoare unitara (unde se aplica)	Valoare totala (in lei, actualizata)	% din total costuri	
1	Costuri economice de investitie		440.297	0,02%	88.948,91
2	Costuri de operare economice		2.544.729.386	99,98%	514.086.744,73

Anexa 25b		
E.2.3 Principalii indicatori ai analizei economice		
	Principalii parametri si indicatori	Values
1	Rata de actualizare sociala (%)	5,00%
2	Rata de rentabilitate economica (RIRE) (%)	1577,77%
3	Valoarea actualizata neta (lei)	1.761.794.659,27
3	Valoarea actualizata neta (euro)	355.918.112,98
4	Raportul cost-beneficiu	0,59

Anexa 26a Indicatori financiari

Anexa 26a				
Indicatori financiari				
Indicatori financiari	Inainte de asistenta comunitara		Dupa asistenta comunitara	
	1. Rată de rentabilitate financiară	20,58%	RIRF/C	104,07%
2. Valoare actualizată netă (lei)	966.480.804,48	VAN/C	1.315.955.749,23	VAN/K
3. Valoare actualizată netă (euro)	195.248.647,37	VAN/C	265.849.646,31	VAN/K
4. Raportul Cost/Beneficiu	0,72	C/B	0,69	C/B

Anexa 26b Indicatori economici

Anexa 26b				
Indicatori economici				
Indicatori economici	Inainte de asistenta comunitara		Dupa asistenta comunitara	
1. Rată de rentabilitate economica	1577,77%	RIRE/C	88,70%	RIRE/K
2. Valoare actualizată netă (lei)	1.761.794.659,27	VANE/C	1.762.077.269,27	VANE/K
3. Valoare actualizată netă (euro)	355.918.112,98	VANE/C	355.975.205,91	VANE/K
4. Raportul Cost/Beneficiu	0,59	C/B	0,66	C/B

STUDIUL DE FEZABILITATE
Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență
Implementare proiect la sursă CETH Arad
Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.2



Anexa 27: Grafic esalonare investitie

GRAFIC DE EȘALONARE A INVESTIȚIEI Sursa cogenerare Arad					An	2022																							
"CONSTRUIRE SURSA NOUA"					Lună	sep			oct				noi				dec												
C = Consultant, AC = Autoritate Contractantă, CL = Consiliul Local al Municipiului, EPC = Ofertant/Contractor					Săpt	8	9	10	11	12	13	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3			
Nr	Fază / Etapă / Activitate / Sarcină	Responsabil	Data începerii	Data finalizare	Durată	22	29	5	12	19	26	3	10	17	24	31	7	14	21	28	5	12	19	26					
I CONSULTANȚĂ ACHIZIȚIE																													
1	Predare SF	C	24/08/2022	31/08/2022	7																								
2	Decizie HCL aprobare indicatori SF	CLM	03/09/2022	07/09/2022	4																								
II ACHIZIȚIE PUBLICĂ						#	#	#	#	#	#	#	#	#	#	#	#	#	#	#	#	#	#	#					
1	Elaborare, aprobare și încărcare DA în SEAP (CS + FDA)	AC	03/09/2022	15/09/2022	12																								
2	Publicare anunț de participare în SEAP	AC+ANAP	15/09/2022	19/09/2022	4																								
3	Elaborare oferte	EPC	19/09/2022	14/11/2022	56																								
4	Depunere oferte în SEAP	EPC	14/11/2022	14/11/2022	0																								
5	Evaluare oferte	AC	14/11/2022	02/01/2023	49																								
6	Adjudecare ofertă câștigătoare	AC	02/01/2023	23/01/2023	21																								
7	Semnare contract de achiziție publică	AC+EPC	23/01/2023	30/01/2023	7																								
III IMPLEMENTARE PROIECT																													
A Proiectare																													
1	Ordin începere lucrări	EPC	02/02/2023	02/02/2023	3																								
2	Organizare șantier	EPC	03/01/2023	30/01/2023	27																								
3	Pregătire documentație tehnică obținere avize	EPC	02/02/2023	04/03/2023	30																								
4	Proiect tehnic	EPC	00/01/1900	14/04/1900	105																								
4.1	Proiect tehnic obiect 1	EPC																											
5	Detalii de execuție	EPC	00/01/1900	14/04/1900	105																								
6	Obținere autorizație de construire	EPC	14/04/1900	19/04/1900	5																								
B Execuție lucrări																													
1	Achiziție și livrare echipamente	EPC			10 luni																								
2	Lucrări de construcții	EPC			4 luni																								
3	Lucrări de instalații aferente construcțiilor	EPC			3 luni																								
4	Lucrări de racorduri mecanice (gaz, apă, termoficare, canalizare)	EPC			3 luni																								
5	Lucrări de instalații tehnologice mecanice	EPC			3 luni																								
6	Lucrări de racord electric de alimentare	EPC			3 luni																								
7	Lucrări de instalații tehnologice electrice	EPC			3 luni																								
8	Lucrări de instalații tehnologice de automatizare	EPC			3 luni																								
9	Recepție la terminarea lucrărilor	AC+EPC			2 săpt																								
10	Teste, probe, instruire, punere în funcțiune	EPC			3 luni																								
11	Recepție la punerea în funcțiune	AC+EPC			2 săpt																								
12	Achiziție și livrare echipamente	EPC			10 luni																								
13	Lucrări de construcții	EPC			4 luni																								
14	Lucrări de instalații aferente construcțiilor	EPC			3 luni																								
15	Lucrări de racorduri mecanice (gaz, apă, termoficare, canalizare)	EPC			3 luni																								
16	Lucrări de instalații tehnologice mecanice	EPC			5 luni																								
17	Lucrări de racord electric de alimentare	EPC			3 luni																								
18	Lucrări de instalații tehnologice electrice	EPC			5 luni																								
19	Lucrări de instalații tehnologice de automatizare	EPC			4 luni																								
20	Recepție la terminarea lucrărilor	AC+EPC			2 săpt																								
21	Teste, probe, instruire, punere în funcțiune	EPC			3 luni																								
22	Recepție la punerea în funcțiune	AC+EPC			2 săpt																								

STUDIU DE FEZABILITATE

Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență

Implementare proiect la sursă CETH Arad

Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.2



Anexa 28: Deviz general scenariu S1

Nr. Crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Cotă	Valoare	Valoare	Valoare
			(fără TVA)	TVA	(cu TVA)
			lei	lei	lei
1	2	2a	3	4	5
CAPITOLUL 1	Cheltuieli pentru Obținerea și Amenajarea terenului				
1.1	Obținerea terenului		0,00	0,00	0,00
1.2	Amenajarea terenului		24.974.136,00	4.745.085,84	29.719.221,84
1.3	Amenajări pentru protecția mediului și aducerea terenului la starea inițială		102.465,00	19.468,35	121.933,35
1.4	Cheltuieli pentru relocarea/protecția utilităților		409.860,00	77.873,40	487.733,40
	Total capitol 1		25.486.461,00	4.842.427,59	30.328.888,59
CAPITOLUL 2	Cheltuieli pentru Asigurarea utilităților necesare obiectivului de investiții				
2.1	Asigurarea utilităților necesare obiectivului de investiții		0,00	0,00	0,00
	Total capitol 2		0,00	0,00	0,00
CAPITOLUL 3	Cheltuieli pentru Proiectare și Asistență tehnică				
3.1	Studii		212.850,00	40.441,50	253.291,50
3.1.1	Studii de teren		123.750,00	23.512,50	147.262,50
3.1.1.1	Studiu topografic		59.400,00	11.286,00	70.686,00
3.1.1.2	Studiu geotehnic		59.400,00	11.286,00	70.686,00
3.1.1.3	Studiu hidrologic		4.950,00	940,50	5.890,50
3.1.2	Raport privind impactul asupra mediului		89.100,00	16.929,00	106.029,00
3.1.3	Alte studii specifice		0,00	0,00	0,00
3.2	Documentații-suport și cheltuieli pentru obținerea de avize, acorduri și autorizații, asigurate de investitor/achizitor în faza de studii (3.5.2, 3.5.3)		29.000,00	5.510,00	34.510,00

STUDIU DE FEZABILITATESursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență

Implementare proiect la sursă CETH Arad

Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.2



3.3	Expertizare tehnică	118.800,00	22.572,00	141.372,00
3.4	Certificarea performanței energetice și auditul energetic al clădirilor	0,00	0,00	0,00
3.5	Proiectare	4.857.250,00	922.877,50	5.780.127,50
3.5.1	Temă de proiectare (TP)	0,00	0,00	0,00
3.5.2	Studiu de fezabilitate (SPF)	0,00	0,00	0,00
3.5.3	Studiu de fezabilitate (SF) / Documentație de avizare lucrări de intervenție (DALI) + Deviz general (DG)	130.000,00	24.700,00	154.700,00
3.5.4	Documentațiile tehnice necesare în vederea Obținerii avizelor, acordurilor și autorizațiilor (DTA), asigurate de contractor prin proiectant general în faza de proiectare a implementării	356.400,00	67.716,00	424.116,00
3.5.5	Verificarea tehnică de calitate a Proiectului tehnic și a Detaliilor de execuție (VP PTE)	39.600,00	7.524,00	47.124,00
3.5.6	Proiect tehnic și Detalii de execuție (PTE, sau PT+DE)	4.331.250,00	822.937,50	5.154.187,50
3.6	Organizarea procedurilor de achiziție	119.000,00	22.610,00	141.610,00
3.7	Consultanță	208.095,00	39.538,05	247.633,05
3.7.1	Servicii de consultanță la elaborarea cererii de finanțare și a tuturor studiilor necesare	130.000,00	24.700,00	154.700,00
3.7.2	Managementul de proiect pentru obiectivul de investiții, asigurat de investitor/achizitor	62.750,00	11.922,50	74.672,50
3.7.3	Auditul financiar	15.345,00	2.915,55	18.260,55
3.8	Asistență tehnică	549.450,00	104.395,50	653.845,50
3.8.1	Asistență tehnică din partea proiectantului	267.300,00	50.787,00	318.087,00
3.8.1.1	<i>Asistență tehnică din partea proiectantului, pe perioada de execuție a lucrărilor</i>	207.900,00	39.501,00	247.401,00

STUDIU DE FEZABILITATE

Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență

Implementare proiect la sursă CETH Arad

Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.2



3.8.1.2	<i>Asistență tehnică din partea proiectantului, pentru participarea proiectantului la fazele incluse în programul de control al lucrărilor de execuție, avizat de către Inspectoratul de Stat în Construcții</i>	59.400,00	11.286,00	70.686,00
3.8.2	Dirigenție de șantier	282.150,00	53.608,50	335.758,50
	Total capitol 3	6.094.445,00	1.157.944,55	7.252.389,55
CAPITOLUL 4	Cheltuieli pentru investiția de bază			
4.1	Construcții și instalații	48.403.700,73	9.196.703,14	57.600.403,87
4.1.01	Obiect 1 - MT : Instalație de cogenerare de înaltă eficiență cu motoare termice pe gaz natural	8.381.978,55	1.592.575,92	9.974.554,47
4.1.02	Obiect 2 - CB : Centrală pe biomasă cu instalație de cogenerare	9.864.647,10	1.874.282,95	11.738.930,05
4.1.03	Obiect 3 - CA : Cazane de apă caldă	5.424.210,00	1.030.599,90	6.454.809,90
4.1.04	Obiect 4 - AC : Acumulator de căldură	3.036.379,50	576.912,11	3.613.291,61
4.1.05	Obiect 5 - SP : Stație de pompare	4.310.361,00	818.968,59	5.129.329,59
4.1.06	Obiect 6 - DT : Degazor termic	0,00	0,00	0,00
4.1.07	Obiect 7 - SE : Stație electrică și sistem de conducere	8.197.883,10	1.557.597,79	9.755.480,89
4.1.08	Obiect 8 - SG : Lucrari generale, demolări, rețele și racorduri în incintă	9.188.241,48	1.745.765,88	10.934.007,36
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	98.141.423,49	18.646.870,46	116.788.293,95
4.2.01	Obiect 1 - MT : Instalație de cogenerare de înaltă eficiență cu motoare termice pe gaz natural	13.919.118,84	2.644.632,58	16.563.751,42
4.2.02	Obiect 2 - CB : Centrală pe biomasă cu instalație de cogenerare	13.400.372,70	2.546.070,81	15.946.443,51
4.2.03	Obiect 3 - CA : Cazane de apă caldă	7.065.135,00	1.342.375,65	8.407.510,65
4.2.04	Obiect 4 - AC : Acumulator de căldură	6.571.422,00	1.248.570,18	7.819.992,18
4.2.05	Obiect 5 - SP : Stație de pompare	8.168.509,80	1.552.016,86	9.720.526,66
4.2.06	Obiect 6 - DT : Degazor termic	464.508,00	88.256,52	552.764,52

STUDIU DE FEZABILITATE

 Sursă de producere a energiei termice și electrice
 prin cogenerare de înaltă eficiență

Implementare proiect la sursă CETH Arad

Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.2



4.2.07	Obiect 7 - SE : Stație electrică și sistem de conducere	23.602.539,51	4.484.482,51	28.087.022,02
4.2.08	Obiect 8 - SG : Lucrari generale, demolări, rețele și racorduri în incintă	24.949.817,64	4.740.465,35	29.690.282,99
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	#####	#####	#####
4.3.01	Obiect 1 - MT : Instalație de cogenerare de înaltă eficiență cu motoare termice pe gaz natural	#####	#####	#####
4.3.02	Obiect 2 - CB : Centrală pe biomasă cu instalație de cogenerare	64.441.946,25	#####	76.685.916,04
4.3.03	Obiect 3 - CA : Cazane de apă caldă	41.514.165,00	7.887.691,35	49.401.856,35
4.3.04	Obiect 4 - AC : Acumulator de căldură	16.212.012,30	3.080.282,34	19.292.294,64
4.3.05	Obiect 5 - SP : Stație de pompare	12.260.278,80	2.329.452,97	14.589.731,77
4.3.06	Obiect 6 - DT : Degazor termic	752.776,20	143.027,48	895.803,68
4.3.07	Obiect 7 - SE : Stație electrică și sistem de conducere	29.415.447,27	5.588.934,98	35.004.382,25
4.3.08	Obiect 8 - SG : Lucrari generale, demolări, rețele și racorduri în incintă	503.444,70	95.654,49	599.099,19
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport	1.523.996,10	289.559,26	1.813.555,36
4.4.02	Obiect 2 - CB : Centrală pe biomasă cu instalație de cogenerare	1.523.996,10	289.559,26	1.813.555,36
4.5	Dotări	0,00	0,00	0,00
4.6	Active necorporale	0,00	0,00	0,00
	Total capitol 4	485.500.304,52	92.245.057,86	577.745.362,38
CAPITOLUL 5	Alte cheltuieli			
5.1	Organizare de șantier	2.366.941,50	449.718,89	2.816.660,39
5.1.1	Lucrări de construcții și instalații aferente organizării de șantier	136.620,00	25.957,80	162.577,80
5.1.2	Cheltuieli conexe organizării șantierului	2.230.321,50	423.761,09	2.654.082,59

STUDIU DE FEZABILITATE

 Sursă de producere a energiei termice și electrice
 prin cogenerare de înaltă eficiență

Implementare proiect la sursă CETH Arad

Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.2



5.2	Comisioane, cote, taxe, costul creditului		1.023.830,93	0,00	1.023.830,93
5.2.1	Comisioanele și dobânzile aferente creditului băncii finanțatoare		0,00	0,00	0,00
5.2.2	Cota aferentă ISC pentru controlul calității lucrărilor de construcții și instalații (procent din valoarea cheltuielilor 4.1 și 5.1.1)	0,50%	242.701,60	0,00	242.701,60
5.2.3	Cota aferentă ISC pentru controlul statului în amenajarea teritoriului, urbanism și pentru autorizarea lucrărilor de construcții și instalații (procent din valoarea cheltuielilor 4.1)	0,10%	48.403,70	0,00	48.403,70
5.2.4	Cota aferentă Casei Sociale a Constructorilor, din valoarea lucrărilor de construcții, instalații și montaj (procent din valoarea cheltuielilor 4.1 și 4.2)	0,50%	732.725,62	0,00	732.725,62
5.2.5	Taxe pentru avize conforme, acorduri și autorizații de construire și/sau desființare		0,00	0,00	0,00
5.3	Cheltuieli diverse și neprevăzute (procent din valoarea cheltuielilor 1.2, 1.3, 1.4, 2.1, 3.1, 3.3, 3.5.4, 3.5.5, 3.5.6, 3.8.1, 4, 5.1, 6)	5,00%	25.999.699,18	4.939.942,84	30.939.642,02
5.4	Cheltuieli pentru informare și publicitate		35.000,00	6.650,00	41.650,00
	Total capitol 5		29.425.471,60	5.396.311,73	34.821.783,33
CAPITOLUL 6	Cheltuieli pentru instruire, probe tehnologice și teste				
6.1	Pregătirea personalului de exploatare		166.468,50	31.629,02	198.097,52
6.2	Probe tehnologice și teste		1.147.608,00	218.045,52	1.365.653,52
	Total capitol 6		1.314.076,50	249.674,54	1.563.751,04
	TOTAL DEVIZ GENERAL		547.820.758,62	103.891.416,26	651.712.174,88

STUDIU DE FEZABILITATE**Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență****Implementare proiect la sursă CETH Arad****Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.2**

1.2 + 1.3 + 1.4 + 2.1 + 4.1 + 4.2 + 5.1.1	din care: TOTAL LUCRĂRI "C+M"	172.168.205,22	32.711.958,99	204.880.164,21
--	--	-----------------------	----------------------	-----------------------

STUDIU DE FEZABILITATE

 Sursă de producere a energiei termice și electrice
 prin cogenerare de înaltă eficiență

Implementare proiect la sursă CETH Arad

Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.2


Anexa 29: Deviz general Scenariu S2

Nr. Crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Cotă	Valoare (fără TVA)	Valoare TVA	Valoare (cu TVA)
			lei	lei	lei
1	2	2a	3	4	5
CAPIT 1	Cheltuieli pentru Obținerea și Amenajarea terenului				
1.1	Obținerea terenului		0,00	0,00	0,00
1.2	Amenajarea terenului		24.974.136,00	4.745.085,84	29.719.221,84
1.3	Amenajări pentru protecția mediului și aducerea terenului la starea inițială		102.465,00	19.468,35	121.933,35
1.4	Cheltuieli pentru relocarea/protecția utilităților		409.860,00	77.873,40	487.733,40
	Total capitol 1		25.486.461,00	4.842.427,59	30.328.888,59
CAPIT 2	Cheltuieli pentru Asigurarea utilităților necesare obiectivului de investiții				
2.1	Asigurarea utilităților necesare obiectivului de investiții		0,00	0,00	0,00
	Total capitol 2		0,00	0,00	0,00
CAPIT 3	Cheltuieli pentru Proiectare și Asistență tehnică				
3.1	Studii		212.850,00	40.441,50	253.291,50
3.1.1	Studii de teren		123.750,00	23.512,50	147.262,50
3.1.1.1	Studiu topografic		59.400,00	11.286,00	70.686,00
3.1.1.2	Studiu geotehnic		59.400,00	11.286,00	70.686,00
3.1.1.3	Studiu hidrologic		4.950,00	940,50	5.890,50
3.1.2	Raport privind impactul asupra mediului		89.100,00	16.929,00	106.029,00
3.1.3	Alte studii specifice		0,00	0,00	0,00
3.2	Documentații-suport și cheltuieli pentru obținerea de avize, acorduri și autorizații, asigurate de investitor/achizitor în faza de studii (3.5.2, 3.5.3)		29.000,00	5.510,00	34.510,00
3.3	Expertizare tehnică		118.800,00	22.572,00	141.372,00
3.4	Certificarea performanței energetice și auditul energetic al clădirilor		0,00	0,00	0,00
3.5	Proiectare		4.857.250,00	922.877,50	5.780.127,50
3.5.1	Temă de proiectare (TP)		0,00	0,00	0,00
3.5.2	Studiu de prefezabilitate (SPF)		0,00	0,00	0,00

STUDIU DE FEZABILITATE

Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență

Implementare proiect la sursă CETH Arad

Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.2



3.5.3	Studiu de fezabilitate (SF) / Documentație de avizare lucrări de intervenție (DALI) + Deviz general (DG)	130.000,00	24.700,00	154.700,00
3.5.4	Documentațiile tehnice necesare în vederea Obținerii avizelor, acordurilor și autorizațiilor (DTA), asigurate de contractor prin proiectant general în faza de proiectare a implementării	356.400,00	67.716,00	424.116,00
3.5.5	Verificarea tehnică de calitate a Proiectului tehnic și a Detaliilor de execuție (VP PTE)	39.600,00	7.524,00	47.124,00
3.5.6	Proiect tehnic și Detalii de execuție (PTE, sau PT+DE)	4.331.250,00	822.937,50	5.154.187,50
3.6	Organizarea procedurilor de achiziție	119.000,00	22.610,00	141.610,00
3.7	Consultanță	318.595,00	60.533,05	379.128,05
3.7.1	Servicii de consultanță la elaborarea cererii de finanțare și a tuturor studiilor necesare	130.000,00	24.700,00	154.700,00
3.7.2	Managementul de proiect pentru obiectivul de investiții, asigurat de investitor/achizitor	173.250,00	32.917,50	206.167,50
3.7.3	Auditul financiar	15.345,00	2.915,55	18.260,55
3.8	Asistență tehnică	1.266.050,00	240.549,50	1.506.599,50
3.8.1	Asistență tehnică din partea proiectantului	267.300,00	50.787,00	318.087,00
3.8.1.1	<i>Asistență tehnică din partea proiectantului, pe perioada de execuție a lucrărilor</i>	207.900,00	39.501,00	247.401,00
3.8.1.2	<i>Asistență tehnică din partea proiectantului, pentru participarea proiectantului la fazele incluse în programul de control al lucrărilor de execuție, avizat de către Inspectoratul de Stat în Construcții</i>	59.400,00	11.286,00	70.686,00
3.8.2	Dirigenție de șantier	998.750,00	189.762,50	1.188.512,50
	Total capitol 3	6.921.545,00	1.315.093,55	8.236.638,55
CAPIT 4	Cheltuieli pentru investiția de bază			
4.1	Construcții și instalații	46.061.145,90	8.751.617,72	54.812.763,62
4.1.01	Obiect 1 - MT : Instalație de cogenerare de înaltă eficiență cu motoare termice pe gaz natural	7.619.980,50	1.447.796,30	9.067.776,80
4.1.02	Obiect 2 - CB : Centrală pe biomasă cu instalație de cogenerare	9.864.647,10	1.874.282,95	11.738.930,05
4.1.03	Obiect 3 - CA : Cazane de apă caldă	5.424.210,00	1.030.599,90	6.454.809,90
4.1.04	Obiect 4 - AC : Acumulator de căldură	3.036.379,50	576.912,11	3.613.291,61
4.1.05	Obiect 5 - SP : Stație de pompare	4.310.361,00	818.968,59	5.129.329,59

STUDIU DE FEZABILITATE

Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență

Implementare proiect la sursă CETH Arad

Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.2



4.1.06	Obiect 6 - DT : Degazor termic	0,00	0,00	0,00
4.1.07	Obiect 7 - SE : Stație electrică și sistem de conducere	7.452.621,00	1.415.997,99	8.868.618,99
4.1.08	Obiect 8 - SG : Lucrari generale, demolări, rețele și racorduri în incintă	8.352.946,80	1.587.059,89	9.940.006,69
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	92.462.198,40	17.567.817,70	110.030.016,10
4.2.01	Obiect 1 - MT : Instalație de cogenerare de înaltă eficiență cu motoare termice pe gaz natural	12.653.744,40	2.404.211,44	15.057.955,84
4.2.02	Obiect 2 - CB : Centrală pe biomasă cu instalație de cogenerare	13.400.372,70	2.546.070,81	15.946.443,51
4.2.03	Obiect 3 - CA : Cazane de apă caldă	7.065.135,00	1.342.375,65	8.407.510,65
4.2.04	Obiect 4 - AC : Acumulator de căldură	6.571.422,00	1.248.570,18	7.819.992,18
4.2.05	Obiect 5 - SP : Stație de pompare	8.168.509,80	1.552.016,86	9.720.526,66
4.2.06	Obiect 6 - DT : Degazor termic	464.508,00	88.256,52	552.764,52
4.2.07	Obiect 7 - SE : Stație electrică și sistem de conducere	21.456.854,10	4.076.802,28	25.533.656,38
4.2.08	Obiect 8 - SG : Lucrari generale, demolări, rețele și racorduri în incintă	22.681.652,40	4.309.513,96	26.991.166,36
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	319.044.820,05	60.618.515,81	379.663.335,86
4.3.01	Obiect 1 - MT : Instalație de cogenerare de înaltă eficiență cu motoare termice pe gaz natural	156.664.648,80	29.766.283,27	186.430.932,07
4.3.02	Obiect 2 - CB : Centrală pe biomasă cu instalație de cogenerare	64.441.946,25	12.243.969,79	76.685.916,04
4.3.03	Obiect 3 - CA : Cazane de apă caldă	41.514.165,00	7.887.691,35	49.401.856,35
4.3.04	Obiect 4 - AC : Acumulator de căldură	16.212.012,30	3.080.282,34	19.292.294,64
4.3.05	Obiect 5 - SP : Stație de pompare	12.260.278,80	2.329.452,97	14.589.731,77
4.3.06	Obiect 6 - DT : Degazor termic	752.776,20	143.027,48	895.803,68
4.3.07	Obiect 7 - SE : Stație electrică și sistem de conducere	26.741.315,70	5.080.849,98	31.822.165,68
4.3.08	Obiect 8 - SG : Lucrari generale, demolări, rețele și racorduri în incintă	457.677,00	86.958,63	544.635,63
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport	1.523.996,10	289.559,26	1.813.555,36
4.4.02	Obiect 2 - CB : Centrală pe biomasă cu instalație de cogenerare	1.523.996,10	289.559,26	1.813.555,36
4.5	Dotări	0,00	0,00	0,00

STUDIU DE FEZABILITATE

Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență

Implementare proiect la sursă CETH Arad

Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.2



4.6	Active necorporale		0,00	0,00	0,00
	Total capitol 4		459.092.160,45	87.227.510,49	546.319.670,94
CAPIT 5	Alte cheltuieli				
5.1	Organizare de șantier		2.366.941,50	449.718,89	2.816.660,39
5.1.1	Lucrări de construcții și instalații aferente organizării de șantier		136.620,00	25.957,80	162.577,80
5.1.2	Cheltuieli conexe organizării șantierului		2.230.321,50	423.761,09	2.654.082,59
5.2	Comisioane, cote, taxe, costul creditului		969.666,70	0,00	969.666,70
5.2.1	Comisioanele și dobânzile aferente creditului băncii finanțatoare		0,00	0,00	0,00
5.2.2	Cota aferentă ISC pentru controlul calității lucrărilor de construcții și instalații (procent din valoarea cheltuielilor 4.1 și 5.1.1)	0,50%	230.988,83	0,00	230.988,83
5.2.3	Cota aferentă ISC pentru controlul statului în amenajarea teritoriului, urbanism și pentru autorizarea lucrărilor de construcții și instalații (procent din valoarea cheltuielilor 4.1)	0,10%	46.061,15	0,00	46.061,15
5.2.4	Cota aferentă Casei Sociale a Constructorilor, din valoarea lucrărilor de construcții, instalații și montaj (procent din valoarea cheltuielilor 4.1 și 4.2)	0,50%	692.616,72	0,00	692.616,72
5.2.5	Taxe pentru avize conforme, acorduri și autorizații de construire și/sau desființare		0,00	0,00	0,00
5.3	Cheltuieli diverse și neprevăzute (procent din valoarea cheltuielilor 1.2, 1.3, 1.4, 2.1, 3.1, 3.3, 3.5.4, 3.5.5, 3.5.6, 3.8.1, 4, 5.1, 6)	4,83%	23.852.180,18	4.531.914,23	28.384.094,41
5.4	Cheltuieli pentru informare și publicitate		35.000,00	6.650,00	41.650,00
	Total capitol 5		27.223.788,38	4.988.283,12	32.212.071,50
CAPIT 6	Cheltuieli pentru instruire, probe tehnologice și teste				
6.1	Pregătirea personalului de exploatare		166.232,79	31.584,23	197.817,01
6.2	Probe tehnologice și teste		1.147.608,00	218.045,52	1.365.653,52
	Total capitol 6		1.313.840,79	249.629,75	1.563.470,53
	TOTAL DEVIZ GENERAL		520.037.795,62	98.622.944,49	618.660.740,11

STUDIU DE FEZABILITATE**Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență****Implementare proiect la sursă CETH Arad****Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.2**

1.2 +				
1.3 +				
1.4 +				
2.1 +				
4.1 +	din care: TOTAL LUCRĂRI "C+M"	164.146.425,30	31.187.820,81	195.334.246,11
4.2 +				
5.1.1				

STUDIU DE FEZABILITATESursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență

Implementare proiect la sursă CETH Arad

Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.2

Anexa 30 Date SACET

SACET Arad				
Perioada	Cantitate de energie termică vandută	Cantitate de energie termică pierdută în rețele termice	Cantitate de energie termică pierdută în rețele termice	Cantitate de energie termică produsă în SACET
	MWh/an	MWh/an	%	MWh/an
2021	184,419	134,244	42.13%	318,679
2022	184,419	134,259	42.13%	318,679
2023	207,141	111,538	35.00%	318,679
2024	223,075	95,604	30.00%	318,679
2025	239,009	79,670	25.00%	318,679
2026	254,943	63,736	20.00%	318,679
2027	270,877	47,802	15.00%	318,679
2028	280,437	38,241	12.00%	318,679
2029	280,437	38,241	12.00%	318,679
2030	280,437	38,241	12.00%	318,679
2031	280,437	38,241	12.00%	318,679
2032	280,437	38,241	12.00%	318,679
2033	280,437	38,241	12.00%	318,679
2034	280,437	38,241	12.00%	318,679
2035	280,437	38,241	12.00%	318,679
2036	280,437	38,241	12.00%	318,679
2037	280,437	38,241	12.00%	318,679
2038	280,437	38,241	12.00%	318,679
2039	280,437	38,241	12.00%	318,679
2040	280,437	38,241	12.00%	318,679

STUDIU DE FEZABILITATESursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență

Implementare proiect la sursă CETH Arad

Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.2

Anexa 31 Date Devize pe obiect**Anexa 31 Date Devize pe obiect**

DEVIZE PE OBIECT - CHELTUIELI PENTRU INVESTIȚIA DE BAZĂ (CAP.4)				
	SCENARIU 1		SCENARIU 2	
Denumire obiect	Cheltuieli pentru investiția de bază	Cheltuieli pentru investiția de bază	Cheltuieli pentru investiția de bază	Cheltuieli pentru investiția de bază
Obiect 1 - MT : Instalație de cogenerare de înaltă eficiență cu motoare termice pe gaz natural	39.319.639 €	194.632.211 RON	35.745.126 €	176.938.374 RON
Obiect 2 - CB : Centrală pe biomasă cu instalație de cogenerare	18.026.457 €	89.230.962 RON	18.026.457 €	89.230.962 RON
Obiect 3 - CA : Cazane de apă caldă	10.909.800 €	54.003.510 RON	10.909.800 €	54.003.510 RON
Obiect 4 - AC : Acumulator de căldură	5.216.124 €	25.819.814 RON	5.216.124 €	25.819.814 RON
Obiect 5 - SP : Stație de pompare	4.997.808 €	24.739.150 RON	4.997.808 €	24.739.150 RON
Obiect 6 - DT : Degazor termic	245.916 €	1.217.284 RON	245.916 €	1.217.284 RON
Obiect 7 - SE : Stație electrică și sistem de conducere	12.366.842 €	61.215.870 RON	11.242.584 €	55.650.791 RON
Obiect 8 - SG : Servicii generale, demolări, rețele și racorduri în incintă	6.998.284 €	34.641.504 RON	6.362.076 €	31.492.276 RON
TOTAL INVESTIȚIE DE BAZĂ	98.080.870 €	485.500.305 RON	92.745.891 €	459.092.160 RON

STUDIU DE FEZABILITATE

Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență

Implementare proiect la sursă CETH Arad

Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.2



Anexa 32

Anexa 32 Centralizator Deviz general S1/S2

CENTRALIZATOR DEVIZ GENERAL S1+S2				
	SCENARIU 1		SCENARIU 2	
Cheltuieli pentru Obținerea și Amenajarea terenului	5.148.780 €	25.486.461 RON	5.148.780 €	25.486.461 RON
Cheltuieli pentru Asigurarea utilităților necesare obiectivului de investiții	- €	- RON	- €	- RON
Cheltuieli pentru Proiectare și Asistență tehnică	1.231.201 €	6.094.445 RON	1.231.201 €	6.094.445 RON
Cheltuieli pentru investiția de bază	98.080.870 €	485.500.305 RON	92.745.891 €	459.092.160 RON
Alte cheltuieli	5.944.540 €	29.425.472 RON	5.666.799 €	28.050.653 RON
Cheltuieli pentru instruire, probe tehnologice și teste	265.470 €	1.314.077 RON	265.470 €	1.314.077 RON
	110.670.860 €	547.820.759 RON	105.058.141 €	520.037.796 RON

STUDIU DE FEZABILITATESursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență

Implementare proiect la sursă CETH Arad

Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.2

Anexa 33 Date Finantare PNRR**Anexa 33 Date Finantare PNRR**

<i>Nr. crt.</i>	<i>Surse de finantare</i>	<i>Valoare lei</i>
I.	<i>Valoarea totala a proiectului, din care:</i>	520.037.796
I.a.	<i>Valoarea neeligibila a proiectului</i>	36209250
I.b.	<i>Valoarea eligibila a proiectului</i>	483.828.546
I.c.	<i>TVA</i>	98.807.181
II.	<i>Contributia proprie in proiect, din care:</i>	36209250
II.a.	<i>Contributia solicitantului la cheltuielile eligibile</i>	0
II.b.	<i>Contributia solicitantului la cheltuielile neeligibile</i>	36209250
II.c.	<i>Autofinantarea proiectului</i>	0
II.d.	<i>TVA</i>	6879757
III.	<i>Asistenta financiara nerambursabila solicitata</i>	483.828.546

Anexa 34 Tabel eficiență – indicatori de emisii

	UM/ AN	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Emisii CO2										
S2	tCO2	0	0	0	98362	95430	95313	95197	95197	95197
SR+prod.separata energie	tCO2	0	0	0	153158	148942	148773	148607	148607	148607
Reduceri	tCO2	0	0	0	54796	53512	53460	53409	53409	53409
Emisii NOx										
S2	kgNOx	0	0	0	83831	81612	81524	81436	81436	81436
SR+prod.separata energie	kgNOx	0	0	0	85376	83685	83617	83550	83550	83550
Reduceri	kgNOx	0	0	0	1545	2073	2094	2115	2115	2115
Energie primara Consum										
S2	tep	0	0	0	48271	46993	46942	46891	46891	46891
SR+prod.separata energie	tep	0	0	0	63425	61631	61559	61488	61488	61488
Reduceri	tep	0	0	0	15155	14638	14617	14596	14596	14596
Emisii GES										
S2	t ech CO2	0	0	0	123176	119588	119444	119302	119302	119302
SR+prod.separata energie	t ech CO2	0	0	0	178514	173797	173608	173421	173421	173421
Reduceri	t ech CO2	0	0	0	42870	41743	41698	41653	41653	41653

STUDIU DE FEZABILITATE
Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență
Implementare proiect la sursă CETH Arad
Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.2



	UM/ AN	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	Total
Emisii CO2													20 ani
S2	tCO2	95197	95197	95197	95197	95197	95197	95197	95197	95197	95197	95197	1832394.84
SR+prod.separata energie	tCO2	148607	148607	148607	148607	148607	148607	148607	148607	148607	148607	148607	2531364
Reduceri	tCO2	53409	53409	53409	53409	53409	53409	53409	53409	53409	53409	53409	4363759
Emisii NOx													
S2	kgNOx	81436	81436	81436	81436	81436	81436	81436	81436	81436	81436	81436	1387068
SR+prod.separata energie	kgNOx	83550	83550	83550	83550	83550	83550	83550	83550	83550	83550	83550	1422385
Reduceri	kgNOx	2115	2115	2115	2115	2115	2115	2115	2115	2115	2115	2115	2809453
Energie primara Consum													
S2	tep	46891	46891	46891	46891	46891	46891	46891	46891	46891	46891	46891	798685
SR+prod.separata energie	tep	61488	61488	61488	61488	61488	61488	61488	61488	61488	61488	61488	1047444
Reduceri	tep	14596	14596	14596	14596	14596	14596	14596	14596	14596	14596	14596	1846129
Emisii GES													
S2	t ech CO2	119302	119302	119302	119302	119302	119302	119302	119302	119302	119302	119302	2244354
SR+prod.separata energie	t ech CO2	173421	173421	173421	173421	173421	173421	173421	173421	173421	173421	173421	2953813
Reduceri	t ech CO2	41653	41653	41653	41653	41653	41653	41653	41653	41653	41653	41653	5198167

Anexa 35 Cheltuieli de investitie Scenariu S1

Cheltuieli de investitie Scenariu S1	Valoare (fără TVA)	Valoare TVA	Valoare (cu TVA)
	lei	lei	lei
TOTAL DEVIZ GENERAL	547.820.758,62	103.891.416,26	651.712.174,88
din care: "C+M"	172.168.205,22	32.711.958,99	204.880.164,21

Anexa 36 Cheltuieli de investitie Scenariu S2

Cheltuieli de investitie Scenariu S2	Valoare (fără TVA)	Valoare TVA	Valoare (cu TVA)
--------------------------------------	-----------------------	----------------	---------------------

	lei	lei	lei
TOTAL DEVIZ GENERAL	520.037.795,62	98.622.944,50	618.660.740,11
din care: "C+M"	164.146.425,30	31.187.820,81	195.334.246,11

Anexa 37 Praguri emisii PNRR

Anexa 37											
	UM/ AN	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Consum gaz natural	MWh	0	0	0	495.855,78	481341,1	480760,5	480185,8	480185,8	480185,8	480185,8
Energia produsa	MWh	0	0	0	517344,12	506281,4	505838,9	505400,9	505400,9	505400,9	505400,9
0											
Anexa 37	tCO2	0	0	0	98362	95430	95313	95197	95197	95197	95197
Energia produsa											
Emisii CO2	kgNOx	0	0	0	83831	81612	81524	81436	81436	81436	81436
S2											
Energie primara Consum	tep	0	0	0	48271	46993	46942	46891	46891	46891	46891
S2											
Prag PNRR 250gCO2eq/kWh	t ech CO2	0	0	0	123176	119588	119444	119302	119302	119302	119302
Prag PNRR 250gCO2eq/kWh	t ech CO2	0	0	0	238,09	236,21	236,13	236,05	236,05	236,05	236,05

STUDIU DE FEZABILITATE
Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență
Implementare proiect la sursă CETH Arad
Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.2



Anexa 37												
	tech CO2	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	Total
Consum gaz natural	MWh	480185,8	480185,8	480185,8	480185,77	480185,8	480185,8	480185,8	480185,8	480185,8	480185,8	8180558
Energia produsa	MWh	505400,9	505400,9	505400,9	505400,86	505400,9	505400,9	505400,9	505400,9	505400,9	505400,9	8605077
Emisii CO2												
S2	0	95197	95197	95197	95197	95197	95197	95197	95197	95197	95197	1621864
Emisii NOx												
S2	UM/ AN	81436	81436	81436	81436	81436	81436	81436	81436	81436	81436	1387068
Energie primara Consum												
S2	tCO2	46891	46891	46891	46891	46891	46891	46891	46891	46891	46891	798685
Emisii GES												
S2	tep	119302	119302	119302	119302	119302	119302	119302	119302	119302	119302	2032436
Prag PNRR 250gCO2eq/kWh	tech CO2	236,05	236,05	236,05	236,05	236,05	236,05	236,05	236,05	236,05	236,05	236,19

Anexa 38

Calcul randament energia termica		An operare 1
Randament Cogenerare	%	88,45
Randament CAF	%	95,70
Energie termica		
Cogenerare incl.biomasa	MWh/an	194.052,33
UfCog. Cazane	MWh/an	131.000,00
Total produs	MWh/an	325.052,33
Combustibil	MWh/an	356.278,23
Randament	%	91,24
Calcul randament sursa		
Energia Electrica		
En.El.produsa inclusiv biomasa	MWh/an	198.665,36
Combustibil	MWh/an	224.607,53

STUDIU DE FEZABILITATE

Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență

Implementare proiect la sursă CETH Arad

Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.2



Total produs	MWh/an	523.717,69
Total combustibil	MWh/an	580.885,76
Randament global sursa	%	90,16

Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9 Studiu de fezabilitate) Memoriu justificativ - Volum 2.1-

Proiect:

**„Sursă de producere a energiei termice și electrice prin
cogenerare de înaltă eficiență”**

Implementare proiect la sursă CETH Arad

Nr/Dată contract Proiect:

MA-P2-SACET-SF2-2022 / 17.08.2022

R01 / 01.09.2022

Beneficiar:

UAT Municipiul Arad

Beneficiar final/ Operator

S.C. „Centrala Electrică de Termoficare Hidrocarburi S.A.“

Elaborator:

Proarcor SRL

Contract:

26D/ 17.08.2022

Notă explicativă

Prezenta documentie reprezintă VOLUMUL 2 a documentației tehnice predate în cadrul contractului de prestări servicii nr. 26D din 17.08.2022: Servicii de elaborare studiu de fezabilitate (SF) pentru proiectul de investiții:

„ Sursă de producere energie termică și electrică prin cogenerare de înaltă eficiență”

Volumul 1 : Studiu de fezabilitate (Piese scrise, piese desenate și anexe)

Volumul 2 : Analiza cost beneficiu (Capitol 9 Studiu de fezabilitate),

Cuprins din 2 documente distincte:

Volum 2.1- Memoriu justificativ

Volum 2.2- Anexe

CUPRINS:

Notă explicativă	2
0 Sumar executiv	4
1 Introducere, CONTEXT	8
1.1 Scopul si structura analizei Cost-Beneficiu	10
1.2 Prezentarea contextului	11
2 Zona la care se refera proiectul si beneficiarii acestuia.....	17
2.1 Locația proiectului	17
2.2 Definirea obiectivelor proiectului	20
2.3 Identificarea Proiectului	22
2.4 Rezultatele Studiului de Fezabilitate. Analiza cererii si a optiunilor.....	23
3 COSTURILE ESTIMATIVE ALE INVESTIȚIEI	38
3.1 Introducere si metodologie	38
3.2 Costurile eligibile ale proiectului	39
4 ANALIZA financiara	41
4.1 Metodologie si premise generale	41
4.2 Evaluarea rentabilității financiare a investiției.....	42
4.2.1 Iesiri de numerar.....	43
4.2.1.1 Costurile de investiție totale	43
4.2.1.2 Costurile de înlocuire.....	45
4.2.1.3 Costurile de operare.....	45
4.2.2 Intrări de numerar	46
4.3 Sustenabilitatea financiara	49
4.4 Indicatori financiari.....	51
5 Analiza economica	54
5.1 Introducere, metodologie si ipoteze de lucru	54
5.2 Costurile si beneficiile economice ale proiectului	54
5.3 Indicatorii economici ai proiectului. Concluzii	59
6 Analiza riscului si a senzitivității	61
6.1 Analiza de senzitivitate	61
6.2 Analiza riscului	66
7 Concluzii	94

STUDIU DE FEZABILITATE

Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență

Implementare proiect la sursă CETH Arad

Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.1



0 Sumar executiv

Scopul proiectului este asigurarea serviciului public de alimentare cu energie termică SACET Arad cogenerării de înalta eficiența cu ajutorul combustibilului de tranziție _ gazul natural _ și prin utilizarea de surse regenerabile de energie.

Modelul financiar a fost întocmit în conformitate cu cerințele Ghidului privind Analiza Cost Beneficiu a proiectelor de investiții, întocmit de Comisia Europeană.

Componentele principale ale analizei Cost-Beneficiu sunt:

- a) Prezentarea contextului;
- b) Definirea obiectivelor;
- c) Identificarea proiectului;
- d) Rezultatele studiilor de fezabilitate, însoțite de o analiză a cererii și a opțiunilor;
- e) Analiza financiară;
- f) Analiza economică;
- g) Evaluarea riscurilor.

Investitia propusa consta in realizarea unui unei surse de producere a energiei termice si electrice in cogenerare de inalta eficiența folosind gazul natural si o sursa de alimentare cu biomasa lemnoasa.

Prin realizarea acestui obiectiv de investiție se urmărește construirea unei surse noi de producere a energiei termice în cogenerare de înaltă eficiență, cu obiectivul general de modernizare a sistemului de alimentare centralizată cu energie termică a Municipiului Arad, pentru creșterea eficienței energetice și conformarea la reglementările de mediu, respectiv pentru asigurarea continuității și creșterii calității serviciului public de alimentare cu energie termică a consumatorilor racordați.

Scenariul optim recomandat pe baza analizei tehnice, financiare și economice este în concordanță cu strategia generală de dezvoltare a SACET Arad. Scenariul prevede implementarea unei instalații de producere a energiei termice (ET) și electrice (EE) în cogenerare de înaltă eficiență (CHP), împreună cu toate echipamentele și instalațiile auxiliare necesare.

Prin configurația propusă, se asigură atingerea cerințelor obligatorii pentru sistemele eficiente de termoficare centralizată stabilite în cadrul Directivei 27/2012/EU (EED) privind Eficiența Energetică, astfel încât să se asigure 50% ET livrată din surse regenerabile, sau 50% ET livrată din căldură reziduală, sau 75 % ET livrată din surse în cogenerare de înaltă eficiență cu gaz natural, sau 50% ET livrată dintr-o combinație de surse astfel descrise mai sus.

În cazul acestui proiect de investiție, este vizată livrarea ET în rețeaua termică primară SACET în următoarea proporție, în perioada de exploatare bazată pe combustibilul gaz natural:

- > 45 ... 75 % ET produsă de sursa de cogenerare de înaltă eficiență bazată pe gazul natural
- > 10 ... 5 % ET produsă cu surse regenerabile, respectiv valorificarea biomasei;
- < 50 % ET produsă cu cazane de apă caldă pe gaz natural.

STUDIU DE FEZABILITATE

Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență

Implementare proiect la sursă CETH Arad

Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.1



De asemenea, soluția de cogenerare propusă satisface toate cerințele impuse prin Directiva de eficiență energetică privitoare la randamentul global, economia de energie primară și reducerea emisiilor în atmosferă a gazelor cu efect de seră și a celor poluante, precum și toate exigențele prevăzute în programele de finanțare actuale, inclusiv încadrarea sub limita de emisie specifică raportată la energia utilă produsă, de **250 gCO₂/kWh**, fără a fi necesar aportul vreunui gaz combustibil cu emisii de CO₂ scăzute (cum ar fi hidrogenul verde).

Toate echipamentele propuse pentru operarea pe gaz natural (atât motoarele cât și cazanele) sunt capabile să opereze cu un amestec de hidrogen în gazul natural având un conținut de până la 20%vol. H₂, iar pentru viitor, în momentul în care hidrogenul va fi disponibil pentru utilizarea facilă, echipamentele pot fi ajustate și/sau upgrdate corespunzător pentru creșterea conținutului de hidrogen.

În momentul în care va fi utilizat hidrogen verde, ponderea ET din resurse regenerabile, produsă cu ajutorul surselor bazate pe arderea amestecului de gaz natural cu hidrogen, va crește, fiind posibilă adaptarea la cerințele viitoare ce vor fi adoptate cu privire la eficiența energetică.

Noua sursă va include următoarele:

- instalație de cogenerare de înaltă eficiență formată dintr-un număr de 3 motoare termice cu ardere internă pe gaz natural
- instalație de producere a aburului, apei calde și energiei electrice bazată pe biomasă
- instalație de producere a apei calde și aburului formată dintr-un număr de 4 cazane de apă caldă pe gaz natural și 1 cazan de abur pe gaz natural
- echipamentele, sistemele și instalațiile auxiliare necesare noii surse, respectiv:
 - o sistemele de pompare a fluidelor
 - o schimbătoarele de căldură pentru transferul termic
 - o degazoarele termice pentru tratarea apei de alimentare a cazanelor și a apei de adaos în rețeaua de termoficare
 - o cazanele de producere a aburului necesar în cadrul proceselor tehnologice ale noii surse (degazare, inertizare, curățire, etc)
 - o sisteme de monitorizare a emisiilor la coș
 - o sisteme de reducere a emisiilor poluante
 - o stația electrică de transformare aferentă noii surse
 - o acumulatorul de căldură pentru maximizarea eficienței de exploatare a instalației de cogenerare de înaltă eficiență

În vederea proiectării și realizării, s-a realizat o structurare a obiectivului de investiție pe următoarele obiecte:

Obiect 01 – MT : Instalație de cogenerare de înaltă eficiență cu motoare pe gaz natural
Obiect 02 – CB : Centrală termo-electrică pe biomasă
Obiect 03 – CA : Cazane de apă caldă
Obiect 04 – AC : Acumulator de căldură
Obiect 05 – SP : Stație de pompare agent termic
Obiect 06 – DT : Degazor termic pentru termoficare
Obiect 07 – SE : Stație electrică și sistem de control distribuit

STUDIU DE FEZABILITATE

Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență

Implementare proiect la sursă CETH Arad

Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.1

Obiect 08 – SG : Lucrări generale, demolări, rețele în incintă și racorduri

Analiza financiara a fost elaborata conform Ghidului privind Analiza Cost Beneficiu, fiind realizata prin metoda analizei incrementale. Varianta fara proiect a fost considerata cea in care nu se realizează investiția – scenariu fără proiect SR , iar varianta cu proiect este cea in care se realizeaza investitia propusa S2 .

Indicatorii financiari obținuți sunt prezentați mai jos:

Indicatorii financiari				
Indicatori financiari	Inainte de asistenta comunitara		Dupa asistenta comunitara	
	1. Rată de rentabilitate financiară	20,58%	RIRF/C	104,07%
2. Valoare actualizată netă (lei)	966.480.804,48	VAN/C	1.315.955.749,23	VAN/K
3. Valoare actualizată netă (euro)	195.248.647,37	VAN/C	265.849.646,31	VAN/K
4. Raportul Cost/Beneficiu	0,72	C/B	0,69	C/B

Analiza economica a fost realizata conform ghidului de analiza ACB in vigoare, valorile obtinute ale indicatorilor economici fiind urmatoarele:

Indicatorii economici				
Indicatori economici	Inainte de asistenta comunitara		Dupa asistenta comunitara	
	1. Rată de rentabilitate economica	1577,77%	RIRE/C	88,70%
2. Valoare actualizată netă (lei)	1.761.794.659,27	VANE/C	1.762.077.269,27	VANE/K
3. Valoare actualizată netă (euro)	355.918.112,98	VANE/C	355.975.205,91	VANE/K
4. Raportul Cost/Beneficiu	0,59	C/B	0,66	C/B

STUDIU DE FEZABILITATE

Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență

Implementare proiect la sursă CETH Arad

Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.1



Proiectul arata indicatori economici satisfacatori cu beneficii economice care depasesc semnificativ costurile economice.

Cuquantumul de finantare a fost calculat conform Ghidului specific pentru finantarea prin PNRR si este peezentat sintetic in tabelul urmator:

<i>Nr. crt.</i>	<i>Surse de finanțare</i>	<i>Valoare (lei)</i>
<i>I.</i>	<i>Valoarea totala a proiectului, din care:</i>	<i>520.037.796</i>
<i>I.a.</i>	<i>Valoarea neeligibila a proiectului</i>	<i>36209250</i>
<i>I.b.</i>	<i>Valoarea eligibila a proiectului</i>	<i>483.828.546</i>
<i>I.c.</i>	<i>TVA</i>	<i>98.807.181</i>
<i>II.</i>	<i>Contribuția proprie in proiect, din care:</i>	<i>36209250</i>
<i>II.a.</i>	<i>Contribuția solicitantului la cheltuielile eligibile</i>	<i>0</i>
<i>II.b.</i>	<i>Contribuția solicitantului la cheltuielile neeligibile</i>	<i>36209250</i>
<i>II.c.</i>	<i>Autofinanțarea proiectului</i>	<i>0</i>
<i>II.d.</i>	<i>TVA</i>	<i>6879757,5</i>
<i>III.</i>	<i>Asistența financiară nerambursabilă solicitată</i>	<i>483.828.546</i>

Analiza de risc s-a realizat la nivel calitativ si cantitativ , in conformitate cu cerințele ghidului de analiza cost beneficiu, in cazul proiectelor care beneficiază de un ajutor de finanțare.

Analiza de senzitivitate financiara a identificat ca variabilele cu cel mai mare grad de senzitivitate sunt veniturile din energia termica si electrica furnizata, costurile cu materiile prime (biomasa) si costurile de operare si intretinere a noilor investitii.

Analiza Cost Beneficiu (ACB) trebuie să fie elaborată prin raportare la cerințele Ghidului privind Analiza Cost Beneficiu a proiectelor de investiții, întocmit de Comisia Europeană.

In conformitate cu Manualul CE privind ACB (Guide to Cost-benefit Analysis of Investment Projects - Economic appraisal tool for Cohesion Policy 2014 - 2020) componentele prezentei analize Cost-Beneficiu sunt:

- a) Prezentarea contextului;
- b) Definirea obiectivelor;
- c) Identificarea proiectului;
- d) Rezultatele studiilor de fezabilitate, însoțite de o analiză a cererii și a opțiunilor;
- e) Analiza financiară;
- f) Analiza economică;
- g) Evaluarea riscurilor.

STUDIU DE FEZABILITATE

Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență

Implementare proiect la sursă CETH Arad

Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.1



1 Introducere, CONTEXT

Municipiul Arad este unul din orașele în care s-a păstrat în funcțiune sistemul de alimentare caldura și energie termică, chiar dacă în ultimii 10-15 ani a apărut tendința deconectării consumatorilor finali de la sistemul de termoficare. Majoritatea consumatorilor deconectați de la sistemul de termoficare au trecut ca și consumatori la rețeaua de gaze naturale și au montat în apartamente cazane pe gaz, individuale.

Sistemul integrat de termoficare, prin intermediul căruia se realizează în prezent alimentarea cu energie termică a consumatorilor situați în municipiul Arad, este un sistem complex, alcătuit din:

- surse de producere a energiei termice ;
- rețelele de transport a agentului termic (rețele termice primare);
- rețelele de distribuție a agentului termic la consumatori (rețele termice secundare)
- puncte și module termice;
- consumatorii de energie termică;

furnizarea agentului termic de la sursă către punctele / modulele termice, se utilizează un sistem de 2 conducte primare, tur și retur. Pentru furnizarea agentului termic din punctele termice, se utilizează un sistem de 4 conducte: conducte de încălzire tur și retur, respectiv conducta de furnizare a apei calde menajere și conducta de recirculare a apei calde menajere.

Sistemul de încălzire centralizată din Arad, este compus din două surse de producție de energie termică, CET Arad (CET-L) și CET Hidrocarburi (CET-H), care funcționează interconectate prin conducta de furnizare DN 900. Traseul conductei de interconectare trece în principal pe terenuri private, ceea ce crează nemulțumiri. Sistemul de transport și distribuție a energiei termice, este compus din rețeaua termică de agent primar sau rețeaua de transport, puncte termice, module termice, rețeaua termică de distribuție pentru apă caldă și încălzire.

Centrala de termoficare, CET-L, este administrată de Societatea Comercială „Centrala Electrică de Termoficare Arad”, o societate pe acțiuni înființată în luna aprilie 2002 sub autoritatea Consiliului Local al Municipiului Arad, care gestionează în concesiune fosta Sucursală a Centralei Electrice Arad de la S.C. Termoelectrica S.A. București, pe baza H.G. 105/2002. Aceasta produce energie electrică și energie termică.

Centrala electrică de termoficare CET Arad localizată în nordul municipiului Arad, a fost proiectată să funcționeze pe combustibil solid (cărbune brun, lignit), având ca suport de flacără, gazul natural. Din anul 2015 această centrală funcționează doar pe gaz natural. Cu începerea din sezonul de încălzire 2018/2019, centrala electrică de termoficare CET a încetat să mai funcționeze, trecând printr-un proces de insolvență, dar începând cu luna octombrie 2019 societatea și-a reluat activitatea.

Centrala de termoficare, CET Hidrocarburi Arad (CET - H), este o societate pe acțiuni, în care acționarul majoritar, este Consiliul Local al Municipiului Arad și este localizată în municipiul Arad. CET - H funcționează în prezent cu două CAF-uri (116MW fiecare) - unul în funcțiune și unul de rezervă.

Până în sezonul de încălzire (2018/2019) SC CET Hidrocarburi producea energie termică doar vara, în timp ce iarna prelua energie termică de la SC CET Arad SA și asigura acoperirea încălzirii maxime în sezonul de iarnă. Din octombrie 2018 până în decembrie 2019, SC CET Hidrocarburi SA a fost singurul producător de căldură pentru sistemul de termoficare al orașului Arad asigurând furnizarea de căldură și apă caldă populației, instituțiilor bugetare și altor consumatori.

Începând cu luna octombrie 2019, a fost încheiat un contract de vânzare -cumpărare a energiei termice produse de agenții economici, aflați în competența de reglementare a ANRE între CET Arad, ca producător de energie termică în centrale electrice de cogenerare, și CET H, ca furnizor de energie termică. În anul 2019, CET Arad, a furnizat energie termică către CET -H doar 18 zile.

STUDIU DE FEZABILITATE

Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență

Implementare proiect la sursă CETH Arad

Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.1



În același timp, SC CET Hidrocarburi SA, este operatorul serviciului public de furnizare a căldurii și a apei calde în sistemul de termoficare către toți consumatorii conectați la SACET și administrează rețeaua de agent termic primar (58 km de traseu de rețea primară). De la Municipality orașului Arad, SC CET Hidrocarburi SA, are în concesiune 39 de puncte termice și 103,50 km de traseu de rețea de distribuție și 90 de module termice.

Prin contractul de delegare, prin concesiunea serviciului public de alimentare cu energie termică, SC CET Hidrocarburi SA Arad, gestionează SACET ARAD având în administrare:

- Sursele proprii de producere a energiei termice
- Rețelele termice primare de transport (magistrale), cu o lungime de traseu de cca. 57,6 km, din care 11,12% sunt reabilitate sau în curs de reabilitare (4 magistrale, plus magistrala de interconexiune între CETL și CETH);
- 39 puncte termice (PT);
- 90 module termice (MT);
- 1 centrală termică Aradul Nou (CT), formată din 3 cazane de apă caldă pe gaz natural fiecare cu o capacitate de 900 kWt și 1 cazan de apă caldă pe biomasă de 150 kWt.
- Rețele termice secundare de distribuție, cu o lungime de traseu de cca. 92,7 km, din care 18,34% sunt reabilitate sau în curs de reabilitare

Clienții SACET Arad sunt:

- 39 de clienți alimentați din rețeaua termică primară;
- 2.330 consumatori alimentați din rețeaua secundară, din care 2.281 de asociații de proprietari și persoane fizice respectiv 644 de agenți economici și instituții publice;
- 26.657 de apartamente din totalul de 44.893 de apartamente din oraș (59,38%).

Contorizarea consumatorilor este realizată în proporție de peste 98%.

La momentul elaborării studiului, CETH operează cu două cazane, CAF4 și CAF5, unul în funcțiune și unul de rezervă.

Infrastructura existentă la CETH este deținută de Municipiul Arad și operată de către CET Hidrocarburi SA, prin intermediul contractului de delegare nr. 77559/2018 aprobat prin HCLM Arad nr. 423/2018. Serviciul public de alimentare cu energie termică este reglementat prin ROF aprobat prin HCLM Arad nr. 59/2008. CETH deține Licența ANRE nr. 2109/21.11.2018 pentru operarea SACET Arad, respectiv deține Autorizația Integrată de Mediu valabilă până în 2023.

Atribuțiile și responsabilitățile ce revin administrației publice locale în domeniul alimentării cu energie termică a localităților sunt reglementate de Legea serviciului public de alimentare cu energie termică nr. 325/2006. Conform acestui act legislativ, autoritatea administrației publice locale are competență exclusivă, în tot ceea ce privește înființarea, organizarea, coordonarea, monitorizarea și controlul funcționării serviciilor de utilități publice, precum și în ceea ce privește crearea, dezvoltarea, modernizarea, administrarea și exploatarea bunurilor proprietate publică sau privată a unităților administrativ-teritoriale, aferente sistemelor de utilități publice.

Centrala de termoficare CET Hidrocarburi Arad, localizată în municipiul Arad funcționează acum cu două CAF-uri – unul în funcțiune și unul de rezervă.

Municipiul Arad este proprietarul infrastructurii, iar prin Hotărârea Consiliului Local al Municipiului Arad nr. 423/2018 se aproba documentația de atribuire a gestiunii serviciului public de alimentare cu energie termică în sistem centralizat, în Municipiul Arad astfel:

STUDIU DE FEZABILITATE

Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență

Implementare proiect la sursă CETH Arad

Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.1



Art. 1. Se aprobă atribuirea directă a contractului de delegare a gestiunii serviciului public de alimentare cu energie termică în sistem centralizat în Municipiul Arad, către operatorul de termoficare SC CET Hidrocarburi SA Arad.

Art. 2. (1) Se aprobă Contractul de delegare prin concesiune a gestiunii serviciului public de alimentare cu energie termică în sistem centralizat în Municipiul Arad, în forma prevăzută în anexa la prezenta hotărâre.

Atribuțiile și responsabilitățile ce revin administrației publice locale în domeniul alimentării cu energie termică a localităților, sunt reglementate de Legea serviciului public de alimentare cu energie termică nr. 325/2006.

Conform acestui act legislativ, autoritatea administrației publice locale are competență exclusivă, în tot ceea ce privește înființarea, organizarea, coordonarea, monitorizarea și controlul funcționării serviciilor de utilități publice, precum și în ceea ce privește crearea, dezvoltarea, modernizarea, administrarea și exploatarea bunurilor proprietate publică sau privată a unităților administrativ-teritoriale, aferente sistemelor de utilități publice.

1.1 Scopul si structura analizei Cost-Beneficiu

Analiza Cost-Beneficiu (ACB) este un document justificativ al Aplicației de Finanțare, precum și, conform legislației romane, a oricărui Studiu de fezabilitate.

În conformitate cu Ghidurile Naționale Romane privind Analiza Cost-Beneficiu, cerințele articolului 40 din Regulamentul (CE) 1083/2006 și Ordonanța Guvernamentală Română HG 907/2016 precum și în conformitate cu Analiza Cost Beneficiu (ACB) care trebuie să fie elaborată prin raportare la cerințele Ghidului privind Analiza Cost Beneficiu a proiectelor de investiții, întocmit de Comisia Europeană (conform cu Manualul CE privind ACB (Guide to Cost-benefit Analysis of Investment Projects - Economic appraisal tool for Cohesion Policy 2014 - 2020) componentele prezentei analize Cost-Beneficiu sunt:

- a) Prezentarea contextului;
- b) Definierea obiectivelor;
- c) Identificarea proiectului;
- d) Rezultatele studiilor de fezabilitate, însoțite de o analiză a cererii și a opțiunilor;
- e) Analiza financiară;
- f) Analiza economică;
- g) Evaluarea riscurilor.

Studiile Analizei Cost-Beneficiu trebuie să parcurgă următoarele etape:

1. Definierea strategică a obiectivelor;
2. Analiza opțiunilor;
3. Analiza financiară;
4. Analiza economică și
5. Analiza riscului și sensibilității.

Rezultatele Analizei Cost-Beneficiu întocmite pentru acest proiect arată faptul că proiectul propus este viabil pentru a fi cofinanțat din fonduri europene.

Raportul este structurat pe următoarele capitole:

Secțiunea 1 – Introducere prezintă scopul și structura raportului, precum și contextul în care este finanțat proiectul.

Secțiunea 2 – Zona la care se referă proiectul și beneficiarii localizează proiectul din punct de vedere geografic și al beneficiarilor proiectului precum și al relațiilor proiectului cu proiecte în implementare sub POS Mediu.

Secțiunea 3 – Costurile proiectului prezintă metodologia, ipotezele și calculele costurilor investiției, costurile de operare, întreținere și administrative ale proiectului.

Secțiunea 4 – Analiza financiară prezintă ipotezele modelului financiar și rezultatele analizei financiare – valoare netă financiară curentă (FNPV) și rata financiară internă de rentabilitate (FIRR) înainte și după asistența comunitară; prezintă, de asemenea, calcularea decalajelor de finanțare și planul financiar detaliat pe ani și zone.

Secțiunea 5 – Analiza economică prezintă analiza cost-beneficiu din punct de vedere economic, arătând beneficiile economice ce rezultă din mediu și societate ca un întreg; rezultatele sunt centralizate la rezultatele economice ale ENPV, ERR și BCR (rata cost-beneficiu) indicând viabilitatea proiectului pentru finanțare.

Secțiunea 6 – Analiza riscului și a sensibilității prezintă o analiză calitativă a impactului asupra rezultatelor economice (ENPV, ERR și BCR) a variației parametrilor principali ai modelului și evaluează riscurile legate de variabilele cheie identificate la analiza sensibilității.

Secțiunea 7 – Concluzii prezintă principalele rezultate ale analizei cost-beneficiu

1.2 Prezentarea contextului

România este semnatară a protocolului de la Kyoto, privind reducerea emisiilor de gaze, cu efect de seră în atmosferă, implicit a dioxidului de carbon, prin urmare utilizarea energiilor neconvenționale paralel cu reducerea emisiilor actuale ar însemna un pas important în cazul acțiunilor susținute privind eliminarea factorilor generatori ai modificărilor climatice.

Necesitatea de asigurare a unei dezvoltări energetice durabile, concomitent cu realizarea unei protecții eficiente a mediului înconjurător a condus în ultimii ani la intensificarea preocupărilor privind promovarea resurselor regenerabile de energie și a tehnologiilor industriale suport. Politica UE în acest domeniu, exprimată prin Carta Alba și Directiva Europeană 2001/77/CE privind producerea de energie din surse regenerabile, prevede Uniunea Europeană lărgită va trebui să își asigure necesarul de energie în proporție cât mai

STUDIU DE FEZABILITATE

Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență

Implementare proiect la sursă CETH Arad

Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.1



mare prin valorificarea surselor regenerabile. În acest context, în multe țări europene dezvoltate (în special Germania și Austria), posesoare de resurse de energii similare cu cele ale României, preocupările s-au concretizat prin valorificarea pe plan local/regional, prin conceperea și realizarea unor tehnologii eficiente și durabile, care au condus la o exploatare profitabilă, atât în partea de exploatare a resurselor cât și în instalațiile utilizatoare .

Sectorul energetic contribuie în mod esențial la dezvoltarea UE și a României, prin influența profundă asupra competitivității economiei, a calității vieții și a mediului.

Pentru a susține pe termen lung așteptările consumatorilor, sectorul energetic românesc trebuie să devină mai robust din punct de vedere economic, mai avansat din punct de vedere tehnologic și mai puțin poluant.

Una din provocările majore pentru Uniunea Europeană se referă la modul în care se poate asigura securitatea energetică cu energie competitivă și „curată”, ținând cont de limitarea schimbărilor climatice, escaladarea cererii globale de energie și de viitorul nesigur al accesului la resursele energetice.

Viziunea politicii energetice europene de astăzi corespunde conceptului de dezvoltare durabilă și se referă la următoarele aspecte importante:

- accesul consumatorilor la sursele de energie la prețuri accesibile și stabile
- dezvoltarea durabilă a producției, transportului și consumului de energie
- siguranța în aprovizionarea cu energie și reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră.

UE elaborează o politică energetică ambițioasă, care acoperă toate sursele de energie, de la combustibili fosili (țigăi, gaz și cărbune) până la energia nucleară și cea regenerabilă (solară, eoliană, geotermală, hidroelectrică etc.), în încercarea de a declanșa o nouă revoluție industrială, care să ducă la o economie cu consum redus de energie și limitarea schimbărilor climatice asigurând că energia pe care o consumăm va fi mai curată, mai sigură, mai competitivă și durabilă.

Principalele direcții în domeniul energetic sunt date de Strategia Energetică a României 2016-2030, cu perspectiva anului 2050. Strategia trasează direcțiile de dezvoltare ale sectorului energetic național pentru următoarele decenii, oferind autorităților publice și investitorilor repere necesare în întemeierea deciziilor strategice.

Strategia Energetică are cinci obiective strategice fundamentale, care structurează întregul demers de analiză și planificare în orizontul de timp al anilor 2030, respectiv 2050:

- securitate energetică;
- piețe de energie competitive;

STUDIU DE FEZABILITATE

Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență

Implementare proiect la sursă CETH Arad

Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.1



- energie curată și sustenabilitatea sectorului energetic;
- modernizarea sistemului de guvernare energetică;
- protecția consumatorului vulnerabil și reducerea sărăciei energetice.

Pe plan instituțional, în România funcționează Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei electrice și termice produse în cogenerare, a gazelor naturale și conservării energiei (ANRE), operatorii de transport și operatorii de distribuție în domeniul energiei electrice și gazului natural, operatorul pieței de energie electrică Opcom.

Domeniul energiei termice este reglementat de Autoritatea Națională de Reglementare pentru Serviciile Comunitare de Utilități Publice (ANRSC). Se menține încă situația că producția de energie termică este coordonată de două Autorități – ANRE și ANRSC.

Legislația națională se regăsește pe două nivele:

- a. legislația primară: legi adoptate de Parlament, ordonanțe și hotărâri de guvern.
- b. legislația secundară (la nivel instituțional): ordine și reglementări ale autorităților de reglementare competente.

La aceste două nivele se adaugă legislația Uniunii Europene direct aplicabilă.

Cadrul legislativ aferent sectorului energiei și mediului a fost dezvoltat și adaptat legislației comunitare în domeniu, în perspectiva aderării României la UE și apoi ca stat membru, dar și în procesul trecerii la o economie de piață funcțională.

Sunt în vigoare legi ale energiei electrice, gazelor naturale, minelor, petrolului, activităților nucleare, serviciilor publice de gospodărire comunală și utilizării eficiente a energiei pentru stabilirea sistemului de promovarea producerii energiei electrice din surse regenerabile de energie, pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență, toate armonizate cu legislația UE în domeniu.

Cadrul Principal de reglementare al pieței de energie electrică din România cuprinde:

- Codul comercial al pieței angro de energie electrică (variante revizuită)
- Coduri de rețea (Codul rețelei de transport – varianta revizuită, Codul rețelei de distribuție)
- Codul de măsurare
- Reglementări tehnice și comerciale
- Metodologii de stabilire a tarifelor
- Autorizații și licențe
- Reguli privind conectarea la rețea.

STUDIU DE FEZABILITATE

Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență

Implementare proiect la sursă CETH Arad

Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.1



Pentru sectorul de producere energie, legislația comunitară în domeniul protecției mediului a fost transpusă în totalitate, fiind în curs de implementare prevederile Directivei 2001/80/CE privind instalațiile mari de ardere și ale Directivei 1999/31/CE privind depozitarea deșeurilor. Analiza situației existente la nivel local a fost efectuată având în vedere datele de intrare prelucrate și coroborate în conformitate cu :

- Actualizare - Strategia de Alimentare cu Energie Termică a Municipiului Arad 2020-2030
- Strategia de Alimentare cu Energie Termică a Municipiului Arad 2020-2030, aprobată conform HCLM nr. 95/28.02.2020;
- Studiu de Fezabilitate „Instalare unități de producere combinată de căldură și energie la CET HIDROCARBURI S.A. Arad” elaborator: S.C. MECATRON S.R.L. proiect: SF-92589-00 REV.0
- Strategia Integrată de Dezvoltare Urbană a Municipiului Arad pentru perioada 2014-2030, aprobată prin HCLM 258/2017;
- Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, actualizată;
- Legea serviciului public de alimentare cu energie termică nr. 325/2006, actualizată;
- Ordonanța de Urgență nr. 53/2019 privind aprobarea Programului multianual de finanțare a investițiilor pentru modernizarea, reabilitarea, re tehnologizarea și extinderea sau înființarea sistemelor de alimentare centralizată cu energie termică a localităților și pentru modificarea și completarea Legii serviciilor comunitare de utilități publice nr. 51/2006;
- Ordinul 3194/1084/3734/2019 pentru aprobarea Regulamentului privind implementarea Programului Termoficare.
- datele furnizate de proprietarul infrastructurii care face obiectul proiectului (Unitatea Administrativ Teritorială Srad/Primăria Municipiului Arad), și operatorul infrastructurii (SC CET Arad SA și SC CET Hidrocarburi Arad SA)
- Investițiile cuprinse în Planul Național, eligibilitatea investițiilor cuprinse în Planul National, eligibilitatea investițiilor din Planul National, echilibrul între valoarea de piață a cotelor de emisie cu titlu gratuit și valoarea investițiilor, cote non-transferabile

STUDIU DE FEZABILITATE

Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență

Implementare proiect la sursă CETH Arad

Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.1



- “Emissions Gap Report 2018” United Nations Environment Programme November 2018
- Ordinul nr. 3194/1084/3734/2019 pentru aprobarea Regulamentului privind implementarea Programului Termoficare
- Ghidul specific PNRR C6 I.3 CHP din 30.06.2022

De asemenea s-a ținut cont în special și de recomandările și instrucțiunile din următoarele documente:

- Manualul CE privind ACB (“Guide to Cost-benefit Analysis of Investment Projects - Economic appraisal tool for Cohesion Policy 2014-2020”);
- Regulamentul (UE) nr. 207/2015;
- Regulamentul (UE) nr. 408/2014;
- Ghidul Solicitantului – Dezvoltarea infrastructurii de termoficare – 2020.
- REGULAMENT din 20 noiembrie 2019 privind implementarea Programului Termoficare (MONITORUL OFICIAL nr. 988 din 9 decembrie 2019)

În cadrul programelor naționale și europene, începând cu perioada de finanțare 2021-2027, se vor bugeta și proiecte ce vizează sistemele de termoficare, cu condiția demonstrării că proiectul:

- este cuprins într-o strategie de dezvoltare;
- este complementar cu alte proiecte propuse; asigură producerea de energie și din surse de energie regenerabilă; asigură reducerea emisiilor de CO₂ și alte noxe.

Despre sistemul de termoficare:

Având în vedere funcționarea pe o perioadă îndelungată a SACET Arad, fără intervenții majore asupra rețelelor magistrale și de distribuție sau a surselor de producere energie termică, s-a constatat necesitatea de intervenție pentru reabilitarea și modernizarea sistemului de termoficare din municipiul Arad.

Pentru realizarea unei viziuni de dezvoltare, eficientizare și optimizare a sistemului de termoficare, în anul 2020 a fost aprobată conform HCLM nr. 95/28.02.2020 „Strategia de Alimentare cu Energie Termică a Municipiului Arad 2020-2030”.

STUDIU DE FEZABILITATE

Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență

Implementare proiect la sursă CETH Arad

Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.1



În cadrul programelor naționale și europene, începând cu perioada de finanțare 2021-2027, se vor bugeta și proiecte ce vizează sistemele de termoficare, cu condiția demonstrării că proiectul:

- este cuprins într-o strategie de dezvoltare;
- este complementar cu alte proiecte propuse; asigură producerea de energie și din surse de energie regenerabilă; asigură reducerea emisiilor de CO₂ și alte noxe.

În acest sens, pentru realizarea obiectivelor și îndeplinirea condițiilor de eligibilitate în cazul solicitării de finanțare, a fost necesară actualizarea Strategiei de Alimentare cu Energie Termică a Municipiului Arad 2020-2030.

Obiectivul principal al strategiei actualizate, a rămas, eficientizarea sistemului SACET Arad pentru ca populația, instituțiile publice și agenții economici să beneficieze de confort termic adecvat, costuri reduse pentru încălzirea locuințelor și mediu curat, cu cât mai puține noxe.

Conceptul de dezvoltare durabilă al Strategiei de dezvoltare SACET Arad se concentrează în special pe o serie de aspecte cheie cum sunt: accesul consumatorilor la sursele de energie la prețuri accesibile și stabile, dezvoltarea durabilă a producției, transportului și consumului de energie, siguranța în aprovizionarea cu energie, diversificarea surselor de energie locale, folosirea optimă a energiei regenerabile și reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră.

Document de actualizare a strategiei face o sinteză a situației actuale în SACET Arad precum și a impactului economic și de mediu generat de acesta. De asemenea face referiri la legislația în vigoare ținând cont de apartenența României la UE.

Autorul face și propuneri concrete tehnice, și organizatorice de îmbunătățirea imediată, precum și pe termen mediu, bazate pe statisticile existente, proiectele recent realizate, respectiv în desfășurare, precum și pe experiența proprie.

În viziunea consultantului, obiectivele energetice strategice, pentru îmbunătățirea procesului de încălzire a populației, trebuie bazate, în principal, pe folosirea unei energii cât mai curată din punct de vedere al emisiilor de gaze cu efect de seră produsă, cu o eficiență energetică maximă. Strategia elaborată, ține cont de posibilitățile tehnice cele mai eficiente pentru valorificarea resurselor existente pe plan local, de energii regenerabile, și folosirea intensivă a cogenerării de înaltă eficiență .

STUDIU DE FEZABILITATE

Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență

Implementare proiect la sursă CETH Arad

Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.1

2 Zona la care se refera proiectul si beneficiarii acestuia

2.1 Locația proiectului

Municipiul Arad este reședința județului Arad, județ localizat în partea de vest a României, care se întinde de la Munții Apuseni până la câmpia largă formată de râurile Mureș și Crișul Alb. Se învecinează la nord și nord-est cu județul Bihor, la est cu județul Alba, la sud-est cu județul Hunedoara, la sud cu județul Timiș și la vest cu Ungaria.



Locul propus pentru amplasarea noii configurații de producere a energiei termice și electrice este în **incinta actuală a CETH Arad, pe un teren situat în strada Ion Neculce, identificat prin numerele cadastrale de carte funciară nr. 307811, 307809, și 359603 (vezi anexele)**. Terenul propus se află în proprietatea publică a Municipiului Arad și administrat de CET Hidrocarburi SA (CETH).

Terenurile alocate proiectului de investiție au o suprafață totală de aproximativ **20.700 m²**, după cum se poate observa în cadrul planului de alocare propus. Terenul este împrejmuit la exterior cu gard de beton. Actualmente, terenul alocat include obiecte (clădiri, echipamente industriale) și instalații / rețele ale centralei termo-electrice existente în incintă; o parte din aceste obiecte sunt necesare să fie păstrate în noua configurație a centralei (stațiile electrice SE 6kV SI 1 și TP3, împreună cu cablurile aferente, magistrale de termoficare tur/retur și auxiliare aferente, conductă de gaz, etc.), în timp ce altă parte a obiectelor vor trebui desființate în vederea dezvoltării proiectului (stație pompe păcură și auxiliare, rezervoare de păcură subterane și supraterane, turn de răcire, cazanele CAF4 și CAF5, magazia de substanțe chimice, rezervor stocare HCl, conducte de păcură, etc) sau relocate acolo unde este cazul (rețele de apă).

Soluția propusă a ținut cont de accesul facil la noua centrală. Astfel, accesul rutier din exterior la amplasamentul propus, pentru execuția lucrărilor, pentru exploatare, pentru accesul mașinilor de intervenție a pompierilor, se poate realiza fie din strada Ion Neculce, fie din strada Voievod Moga. Totodată, accesul la terenul alocat dezvoltării noii surse se poate realiza și din interiorul incintei CETH, prin utilizarea accesului rutier disponibil din bulevardul Nicolae Titulescu sau din Calea Iuliu Maniu.

De asemenea, în imediata vecinătate a terenului se află o linie de cale ferată funcțională, care face legătura între gara CF Arad și gara CF Timișoara, pentru transport public de persoane și transport de marfă. Soluția propusă a ținut cont de gardul existent separator între terenul propus pentru alocare și terenul utilizat de calea ferată. În vederea realizării construcțiilor aferente noii centrale, se va ține cont în faza de proiectare PT+DE de toate condițiile tehnice, inclusiv obținerea de avize din partea CFR dacă este cazul.

STUDIU DE FEZABILITATE
Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență
Implementare proiect la sursă CETH Arad
Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.1



Plan amplasament propus

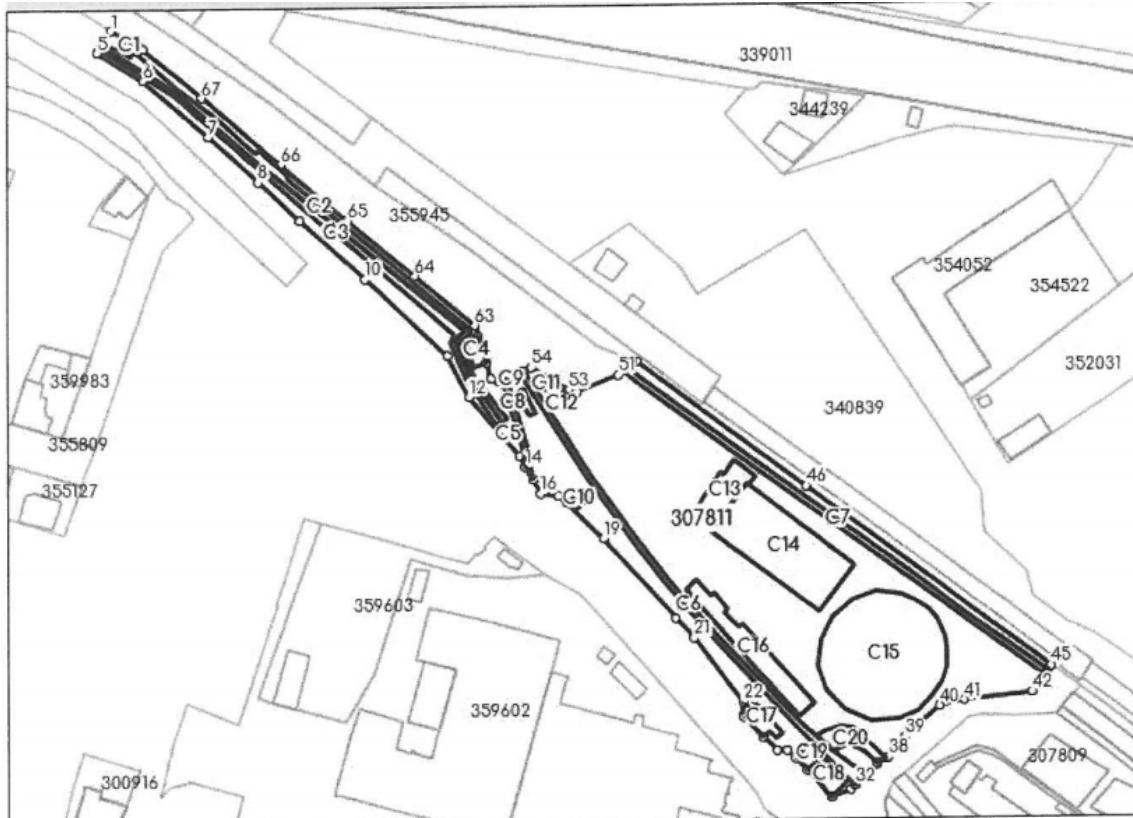
Zona S1, conform plan de amplasament anexat se compune din
Nr. cadastral 307811 – 9470 mp

STUDIU DE FEZABILITATE

Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență

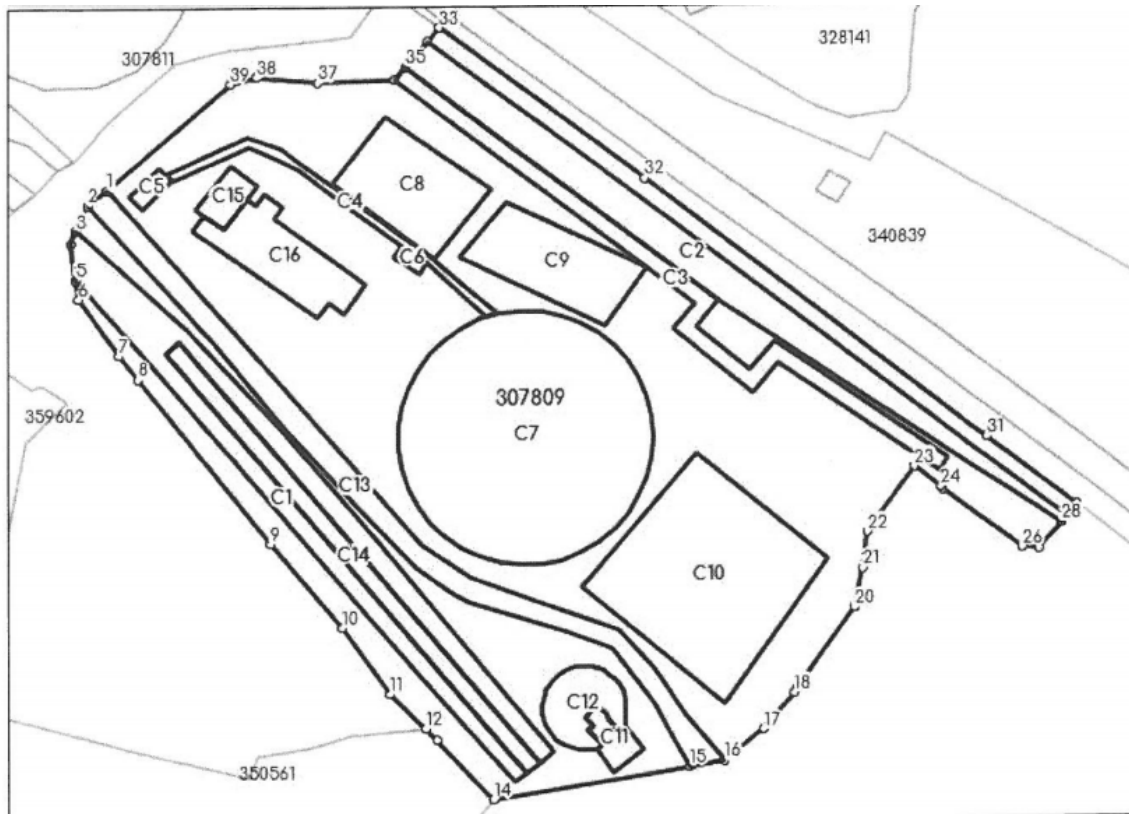
Implementare proiect la sursă CETH Arad

Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.1



și

Nr. cadastral 307809 – 9522 mp



Zona S2, conform plan de amplasament anexat se compune din

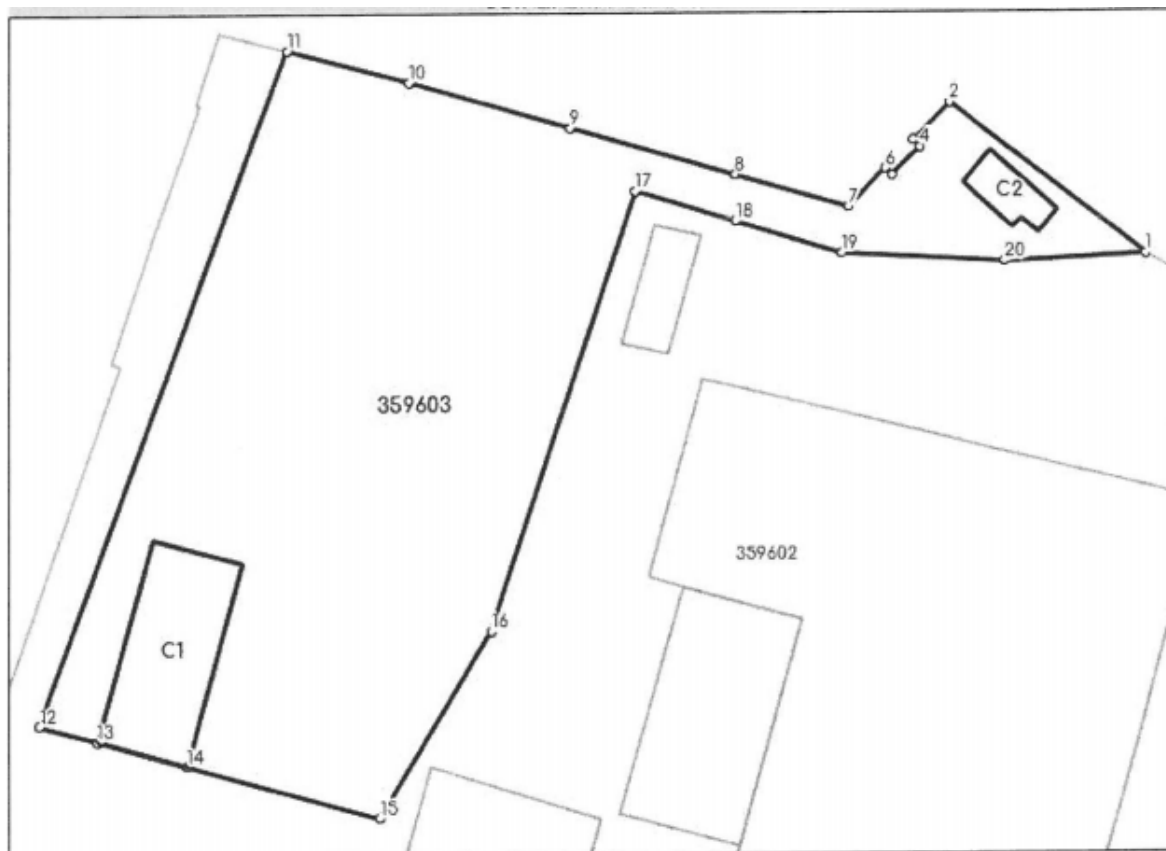
STUDIU DE FEZABILITATE

Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență

Implementare proiect la sursă CETH Arad

Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.1

Nr. cadastral 359603 – 1700 mp



În vederea realizării lucrărilor, Beneficiarul va asigura eliberarea amplasamentului de materialele și echipamentele care sunt în prezent depozitate pe teren.

2.2 Definirea obiectivelor proiectului

Obiective generale

Obiectivul general al proiectului este îmbunătățirea calității factorilor de mediu, ca urmare a investițiilor în infrastructură, impuse de politica de coeziune economico-socială a Uniunii Europene pentru atingerea obiectivului „Convergență”.

Obiectivul specific al proiectului constă în stabilirea investițiilor necesare măsurilor de restructurare și reabilitarea sistemului de alimentare centralizată cu energie termică din municipiul Arad, care să asigure conformarea — la cel mai mic cost — cu obligațiile de mediu stabilite prin Tratatul de Aderare, precum și cu obiectivele strategiilor și programelor naționale relevante pentru mediu (creșterea eficienței energetice, reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră, creșterea calității serviciului public de alimentare cu energie termică la tarife suportabile pentru populație).

Comisia Europeană a propus, în noiembrie 2021, mai multe modificări la directiva privind eficiența energetică cu scopul unei creșteri a eficienței energetice cu 9% până în anul 2030.

Directiva privind eficiența energetică se adresează în special sectorului public :

- obligație anuală de renovare de 3% pentru toate clădirile publice.
- 49% cota de energie regenerabilă în clădiri până în 2030

Randamente de producere în conformitate cu BAT pentru obiectul din scenariile propuse:

- Cazane apa fierbinte : $\geq 94 \%$

STUDIU DE FEZABILITATE

Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență

Implementare proiect la sursă CETH Arad

Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.1



- Motoare $\geq 85\%$
- Biomasa $\geq 83\%$

Eficiența rețelelor de termoficare

- Pierderi în rețele : $\leq 12\%$

Economice

- Reducerea semnificativă a consumului specific de combustibili
- Reducerea cheltuielilor de operare
- Reducerea costurilor specifice de producție pentru energia utilă

Sociale

- Creșterea accesibilității populației la SACET și sporirea confortului termic
- Mediu
- Emisiile poluante în atmosferă sunt ne semnificative;
- Reducerea consumului specific de energie primară pe MWh energie utilă

Având în vedere aspectele prezentate, soluțiile avute în vedere în analiza pentru implementarea unei surse de energie utilă la nivelul SACET Arad, prezentate în continuare, trebuie să se bazeze minimum pe obiective specifice prezentate în continuare.

Obiective specifice

Realizarea investiției cu unități de producție eficiente, moderne **prin găsirea unor soluții care să acopere necesarul de energie termică de perspectivă** pe total sistem de termoficare din Municipiul Arad , având în vedere:

- dinamica consumului de energie termică dată de reducerea consumului prin reabilitarea termică a clădirilor, racordarea de noi consumatori etc.
- creșterea ponderii producției de energie geotermală
- reducerea pierderilor de energie termică din sistemul de transport și distribuție.
- creșterea eficienței energetice prin producerea în cogenerare a unei părți cât mai mari din energia termică;
- creșterea veniturilor prin vânzarea de energie electrică (creșterea producției de energie electrică prin creșterea indicelui de cogenerare) și eliminarea costurilor de achiziție din sistem a energiei electrice pentru servicii proprii pe timp de vară când actuala ITG este indisponibilă;
- reducerea poluării mediului prin utilizarea unor tehnologii moderne și eficiente de producere a energiei.

Obiectivele de protecție a consumatorilor vulnerabili

Consumatorul vulnerabil de energie, este o persoană singură, sau familia care, din motive de sănătate, vârstă, venituri insuficiente sau izolare față de sursele de energie, necesită măsuri de protecție socială și servicii suplimentare pentru a-și asigura cel puțin nevoile energetice minimale. Pentru protecția consumatorilor vulnerabili un obiectiv principal îl constituie asigurarea accesibilității energiei din punctul de vedere al prețului precum și asigurarea disponibilității fizice neîntrerupte a resurselor energetice pentru toți consumatorii vulnerabili. După natura lor, măsurile de protecție socială pentru consumatorul vulnerabil de energie pot fi financiare și non financiare. Măsurile de protecție socială financiare constau în acordarea de ajutoare destinate asigurării nevoilor energetice minimale și sunt:

STUDIU DE FEZABILITATE

Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență

Implementare proiect la sursă CETH Arad

Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.1



- a) ajutor pentru încălzirea locuinței;
- b) ajutor pentru consumul de energie destinat acoperirii unei părți din consumul energetic al gospodăriei pe tot parcursul anului;
- c) ajutor pentru achiziționarea, în cadrul unei locuințe, de echipamente eficiente din punct de vedere energetic, necesare pentru iluminarea, răcirea, încălzirea și asigurarea apei calde de consum, pentru înlocuirea aparatelor de uz casnic depășite din punct de vedere tehnic și moral cu aparate de uz casnic eficiente din punct de vedere energetic, precum și pentru utilizarea mijloacelor de comunicare care presupun consum de energie;
- d) ajutor pentru achiziționarea de produse și servicii în vederea creșterii performanței energetice a clădirilor ori pentru conectarea la sursele de energie

Ajutorul pentru încălzirea locuinței se acordă pentru un singur sistem utilizat pentru încălzirea locuinței, pe perioada sezonului rece. În funcție de sistemul de încălzire utilizat în locuință, categoriile de ajutoare pentru încălzire sunt:

- a) ajutor pentru încălzirea locuinței cu energie termică în sistem centralizat, denumit în continuare ajutor pentru energie termică;
- b) ajutor pentru gaze naturale;
- c) ajutor pentru energie electrică;
- d) ajutor pentru combustibili solizi și/sau petrolieri.

În conformitate cu LEGEA nr. 226 din 16 septembrie 2021 privind stabilirea măsurilor de protecție socială pentru consumatorul vulnerabil de energie ajutorul se acordă în funcție de venitul mediu net lunar pe membru de familie sau al persoanei singure, după caz, iar suma aferentă pentru compensarea procentuală se suportă din bugetul de stat.

Autoritățile administrației publice locale pot acorda din bugetele proprii ajutor pentru încălzire familiilor și persoanelor singure. Scenariul de dezvoltare viitoare a SACET Arad trebuie să prevadă soluții care să asigure pentru o reducere la maximum a cotei proprii de acoperire a ajutorului de către UAT pentru consumatorii vulnerabili de energie în vederea de respectare a măsurilor de protecție socială pentru aceștia în ceea ce privește accesul la resursele energetice pentru satisfacerea nevoilor esențiale ale gospodăriei, în scopul prevenirii și combaterii sărăciei energetice. Pentru a satisface pe cât se poate de bine această cerință scenariul de dezvoltare propus asigură în conformitate cu oportunitățile actuale o eficiență optimă atât energetică cât și financiară în vederea reducerii la un minim a bugetului UAT de finanțare a activității SACET Arad.

2.3 Identificarea Proiectului

Proiectul „Sursă de producere a energiei termice și electrice prin cogenerare de înaltă eficiență”

este o unitate de analiză independentă, analiza cost-beneficiu trebuie elaborată pentru întregul proiect. Beneficiarul, Primăria Arad, asigură capacitatea financiară, tehnică și instituțională necesară realizării investiției.

Sistemul integrat de termoficare, prin intermediul căruia se realizează în prezent alimentarea cu energie termică a consumatorilor situați în municipiul Arad, este un sistem complex, alcătuit din:

- surse de producere a energiei termice;
- rețelele de transport a agentului termic (rețele termice primare);
- rețelele de distribuție a agentului termic la consumatori (rețele termice secundare)

STUDIU DE FEZABILITATE

Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență

Implementare proiect la sursă CETH Arad

Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.1



- puncte și module termice;
- consumatorii de energie termică;

Pentru furnizarea agentului termic de la sursă către punctele / modulele termice, se utilizează un sistem de 2 conducte primare, tur și retur. Pentru furnizarea agentului termic din punctele termice, se utilizează un sistem de 4 conducte: conducte de încălzire tur și retur, respectiv conducta de furnizare a apei calde menajere și conducta de recirculare a apei calde menajere.

Centrala de termoficare, CET Hidrocarburi Arad (CET - H), este o societate pe acțiuni, în care acționarul majoritar, este Consiliul Local al Municipiului Arad și este localizată în municipiul Arad. CET - H funcționează în prezent cu două CAF-uri (116MW fiecare) - unul în funcțiune și unul de rezervă.

Până în sezonul de încălzire (2018/2019) SC CET Hidrocarburi producea energie termică doar vara, în timp ce iarna prelua energie termică de la SC CET Arad SA și asigura acoperirea încălzirii maxime în sezonul de iarnă. Din octombrie 2018 până în decembrie 2019, SC CET Hidrocarburi SA a fost singurul producător de căldură pentru sistemul de termoficare al orașului Arad asigurând furnizarea de căldură și apă caldă populației, instituțiilor bugetare și altor consumatori.

Începând cu luna octombrie 2019, a fost încheiat un contract de vânzare -cumpărare a energiei termice produse de agenții economici, aflați în competența de reglementare a ANRE între CET Arad, ca producător de energie termică în centrale electrice de cogenerare, și CET H, ca furnizor de energie termică. În anul 2019, CET Arad, a furnizat energie termică către CET -H doar 18 zile. În același timp, SC CET Hidrocarburi SA, este operatorul serviciului public de furnizare a căldurii și a apei calde în sistemul de termoficare către toți consumatorii conectați la SACET și administrează rețeaua de agent termic primar (58 km de traseu de rețea primară). De la Municipalitatea orașului Arad, SC CET Hidrocarburi SA, are în concesiune 39 de puncte termice și 103,50 km de traseu de rețea de distribuție și 90 de module termice.

Grupul țintă vizat de implementarea proiectului:

Grupul ținta este format din numărul total de persoane care va beneficia de rezultatele proiectului, respectiv toți locuitorii municipiului , in special cei racordați actual la SACET Arad .

2.4 Rezultatele Studiului de Fezabilitate. Analiza cererii și a opțiunilor

Analiza cererii:

1. Estimarea necesarului de energie termica:

Consumul de energie pentru încălzirea locuințelor este estimat pe baza spațiului de încălzit, aproximat prin suprafața totală a locuințelor (m²); a necesarului de energie pentru încălzirea unității de suprafață (kWh/m²), care depinde, la rândul său, de calitatea izolării termice a locuinței și de numărul de grade-zile (temperatura exterioară); și a faptului că multe locuințe sunt încălzite doar parțial (temperatura în interior). Aceiași factori determină și necesarul de energie pentru încălzirea clădirilor ce găzduiesc spații comerciale, clădiri de birouri, școli,

STUDIUL DE FEZABILITATE

Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență

Implementare proiect la sursă CETH Arad

Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.1



spitale, instituții publice și alte clădiri aferente sectorului serviciilor, însă în acestea confortul termic este considerat asigurat integral.

În SACET Arad energia termică este „oferită” clienților săi (consumatorii casnici și non-casnici) sub formă de apă fierbinte pentru încălzire și sub formă de apă caldă de consum.

Din punct de vedere al consumatorilor, operatorul de termoficare are 39 de clienți alimentați din rețeaua termică primară și 3.255 consumatori alimentați din rețeaua secundară, din care 2.539 de asociații de proprietari și persoane fizice și 616 de agenți economici și instituții. CET-H Arad furnizează în prezent energie termică la 30.564 de apartamente din totalul de 44.893 de apartamente din oraș ceea ce reprezintă 68,08%.

Actual, în Municipiul Arad, 87,57 % din instituțiile publice, și (din păcate numai !) 5,07 % din operatorii economici, folosesc serviciile de livrare a energiei termice din SACET.

În privința instituțiilor publice, se așteaptă ca pe termen scurt, și mediu (până în 2027), să se ajungă la procent de bransare de cel puțin 95 % (excepție fac obiectele aflate în zone fără posibilitate de folosire eficientă a termoficării).

În baza estimărilor s-a calculat necesarul de încălzire (Acesta este detaliat în cadrul Studiului de Fezabilitate) .

Proiecția anuală pe orizontul strategic de timp privind evoluția necesarului local de încălzire, acc și răcire este redată mai jos:

Consum mediu anual	UM	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
incalzire	kWh/m ²	170	170	170	166	161	157	152	148	143	139	134	130
acc	kWh/m ²	42,5	42,5	42,5	42,5	42,5	42,5	42,5	42,5	42,5	42,5	42,5	42,5
Total	kWh/m ²	212,5	212,5	213	208	204	199	195	190	186	181	177	172,5

Estimarea cererii la nivelul municipiului Arad, bazată pe datele actuale, este prezentată sintetic în tabelul de mai jos:

	U.M	Energie termică vândută la consumatori (MWh)			
Cererea de energie termica		TOTAL	populație	instituții publice	operatori economici
actual	MWh/an	267493	188361	34699	22912
	%		68,08	87,57	5,07
Proiecție Municipiu	MWh/an	768214	276677	39625	451912
	%		100	100	100

Sursa : CETH ; calcule consultant

Necesarul de energie :

Pentru calculul necesarului de energie termica au fost luate în considerare:

- evoluția necesarului de energie termică la nivelul comunei pe anii precedenți;
- variația temperaturii medii pe perioada sezonului de iarnă;

STUDIUL DE FEZABILITATE

Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență

Implementare proiect la sursă CETH Arad

Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.1



- necesarul de energie pentru un apartament convențional corelat cu evoluția temperaturii medii anuale.

În Studiul de Fezabilitate este prezentată situația existentă în ceea ce privește consumatorii de energie termică precum și suprafața echivalentă termic utilizată pentru calculul consumului de energie.

Calculul necesarului de energie termică în zona analizată a fost efectuat, pe baza datelor puse la dispoziție de beneficiar, prin două metode diferite și controlat prin comparații de date statistice și de experiența consultantului.

Evoluția necesarului de energie termică pentru necesarul de căldură urbană este apreciat pentru SACET Arad corelat cu proiectele de rețehnologizare ale rețelelor prevăzute în anii următori pentru reducerea pierderilor actuale de la 42,13 % la pierderi „normale” de 12 % la nivelul anului 2028 este prezentată sintetic în tabelul de mai jos :

SACET Arad				
Perioada	Cantitate de energie termică vandută	Cantitate de energie termică pierdută în rețele termice	Cantitate de energie termică pierdută în rețele termice	Cantitate de energie termică produsă în SACET
	MWh/an	MWh/an	%	MWh/an
2021	184435	134.244	42,13%	318.679
2022	184419	134.259	42,13%	318.679
2023	207141	111.538	35,00%	318.679
2024	223075	95.604	30,00%	318.679
2025	239009	79.670	25,00%	318.679
2026	254943	63.736	20,00%	318.679
2027	270877	47.802	15,00%	318.679
2028	280437	38.241	12,00%	318.679
2029	280437	38.241	12,00%	318.679
2030	280437	38.241	12,00%	318.679
2031	280437	38.241	12,00%	318.679
2032	280437	38.241	12,00%	318.679
2033	280437	38.241	12,00%	318.679
2034	280437	38.241	12,00%	318.679
2035	280437	38.241	12,00%	318.679
2036	280437	38.241	12,00%	318.679

STUDIU DE FEZABILITATE

Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență

Implementare proiect la sursă CETH Arad

Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.1



2037	280437	38.241	12,00%	318.679
2038	280437	38.241	12,00%	318.679
2039	280437	38.241	12,00%	318.679
2040	280437	38.241	12,00%	318.679
2041	280437	38.241	12,00%	318.679

Se apreciază ca reducerea pierderilor va fi compensată de rebransări astfel ca la nivelul anului 2028 cantitatea de căldura vândută să ajungă la peste 280.437 MWh. În consecință se apreciază o cantitate de energie termică la nivelul anului 2021 pe toată durata de analiză

Scenariile și configurațiile tehnice fezabile identificate :

- **Scenariul SR “fără proiect” cu utilizarea instalației existente (scenariul contrafactual)** pornește de la presupunerea că proiectul propus nu se implementează și reprezintă scenariul de bază în realizarea analizei financiare și a analizei economice utilizând metoda incrementală. Acest scenariu nu este însă unul de dorit, deoarece situația existentă privind termoficarea nu poate asigura necesarul de energie termică pentru SACET Arad la parametrii cantitativi și calitativi urmăriți .
- **Scenariul/configurația S1 cu realizarea unei instalații noi de cogenerare de înaltă eficiență cu 4 motoare** . Această configurație include o instalație de cogenerare de înaltă eficiență cu 4 (patru) motoare pe gaz cu capacitatea nominală totală de 23,6 MWe + 26,7 MWt și capacitatea nominală individuală de cca. 5,9 MWe + 6,7 MWt, în condiții de referință ISO (aer cu 25 °C și 30 %RH, la altitudinea de 100 m, generator 10,5kV cu $\cos(\phi) = 1,0$). Soluția tehnică este completată cu o unitate de producție prin cogenerare U cog.bio cu funcționari pe biomasa cu capacitatea nominală de 1,8 MWe și maxim 5,5 MWt. De asemenea pentru necesarul de energie termică la vârful de sarcină este prevăzută o unitate de producție fără cogenerare U cog cu 4 cazane CAF de 25 MWt fiecare și un cazan cu abur CA cu 4,5 MWt.
- **Scenariul/configurația S2 cu realizarea unei instalații noi de cogenerare de înaltă eficiență cu 3 motoare** . Această configurație include o instalație de cogenerare de înaltă eficiență cu 3 (trei) motoare pe gaz cu capacitatea nominală totală de 31,2 MWe + 26,7 MWt și capacitatea nominală individuală de cca. 10,4 MWe + 8,9 MWt, în condiții de referință ISO (aer cu 25 °C și 30 %RH, la altitudinea de 100 m, generator 10,5kV cu $\cos(\phi) = 1,0$). În funcție de utilizarea temperaturii gazelor arse și de condițiile ambientale specifice amplasamentului, randamentul electric poate ajunge la peste cca. 49%. Motorul operează stabil pe un domeniu larg al sarcinii electrice, între 30% și 100%. Motorul pornește în decurs de cca. 10 minute, din stand-by la sarcina 0% până la sarcina nominală 100%. Soluția tehnică este completată cu o unitate de producție prin cogenerare U cog.bio cu funcționari pe biomasa cu capacitatea nominală de 1,8 MWe și maxim 5,5 MWt. De asemenea pentru necesarul de energie termică la vârful de sarcină este prevăzută o unitate de producție fără cogenerare U cog cu 4 cazane CAF de 25 MWt fiecare și un cazan cu abur CA cu 4,5 MWt.
- Soluția tehnică este completată cu o unitate de producție prin cogenerare U cog.bio cu funcționari pe biomasa cu capacitatea nominală de 1,8 MWe și maxim 5,5 MWt. De asemenea pentru necesarul de energie termică la vârful de sarcină este prevăzută o unitate de producție fără cogenerare U cog cu 4 cazane CAF de 25 MWt fiecare și un cazan cu abur CA cu 4,5 MWt.

Rezultatele Studiului de Fezabilitate:

Pentru selectarea scenariului optim fezabil, metodele de comparație, s-au bazat pe următoarele criterii de evaluare:

- a. calculul condiției de sistem eficient din punct de vedere energetic,

STUDIU DE FEZABILITATE

Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență

Implementare proiect la sursă CETH Arad

Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.1



b. reducerilor de GES și a energiei primară

Datele comparative de analiză pentru scenariile selectate sunt redactate sintetic în tabelele mai jos. Valorile de comparație se bazează pe date actuale pentru prețul energiei (gaz natural, energie electrică) și pentru certificatele de CO2.

nr. crt.	Denumirea	U.M	Scenariu 1	Scenariu 2
			4*5,9 MWe/6,675MWt +Ucogbio1,8MWe/5,5 MWt+Cazane 104,5MWt	3*10,4MWe/8,9MWt +Ucogbio1,8MWe/5,5 MWt
1	2	3	4	5
	Energia termică livrată, apă caldă pentru SACET	MWh/an	239009	239009
	Energia termică produsă , apă caldă pentru SACET	MWh/an	318.679	318.679
Cogenerare	Durata anuală de funcționare		6.026	6026
Motoare	Durata anuală de funcționare	ore/an	4.592	4.592
3	Sarcina termică instalată	MW	26,7	26,7
1	Energia termică produsă	MWh/an	147852	147.852
4	Puterea electrică instalată	MW	23,6	31,2
5	Energia electrică produsă	MWh/an	137.792	183.545
6	Consum servicii proprii (compresor gaz, auxiliare) - 3%	MW	0,708	0,624
		MWh/an	3.251	2.865
7	Energia electrică livrată	MWh/an	134.541	180.680
8	Energia termică la gard	MWh/an	147.852	147.852
	Energia termică livrată, apă caldă pentru SACET	MWh/an	147.852	147.852
9	Eficiență electrică	%	41,50%	49,00%
10	Randamentul mediu	%	88,00%	88,00%
	Energia utilă produsă	MWh/an	285.644	331.398
11	Consumul anual total de combustibil	MWh/an	324.596	376.588
Ucogbio	Durata anuală de funcționare	ore/an	8.400	8.400
12	Sarcina termică instalată	MW	5,50	5,50
13	Energia termică produsă	MWh/an	46.200	46.200
14	Puterea electrică instalată	MW	1,80	1,80
15	Energia electrică produsă	MWh/an	15.120	15.120
16	Consum servicii proprii (compresor gaz, auxiliare) - 3%	MW	0,04	0,04
		MWh/an	302	302
18	Energia electrică livrată	MWh/an	14.818	14.818
19	Energia termică la gard	MWh/an	46.200	46.200
20	Eficiență electrică	%	41,50	49,00
21	Randamentul mediu	%	88,00	88,45
22	Energia utilă produsă	MWh/an	61.320	61.320
23	Consumul anual total de combustibil	MWh/an	69.682	69.682

Total cogenerare	Energia termică produsă	MWh/an	194.052	194.052
Total cogenerare	Energia electrică produsă	MWh/an	152.912	198.665

STUDIU DE FEZABILITATE

Sursă de producere a energiei termice și electrice prin cogenerare de înaltă eficiență

Implementare proiect la sursă CETH Arad

Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.1



II. Productie fara cogenerare :Cazane	Durata anuală de funcționare	ore/an	2.734	2.734
24	Sarcina termică instalată	MW	104,5	104,5
25	Energia termică produsă	MWh/an	124.626	124.626
26	Energia termică la gard	MWh/an	124.626	124.626
27	Randamentul mediu	%	94,5	95,7
28	Energia utila produsă	MWh/an	124.626	124.626

III.Sursa de cogenerare de inalta eficienta	Consumul anual total de combustibil	MWh/an	526.157	578.150
--	-------------------------------------	--------	---------	---------

EMISII POLUANTE, conf. legii 278/2013				
20	Valori limita ale emisiilor (VLE) conf. legii 278/2013, anexa 5, partea 2			
	- NOx	mg/Nm3	50	75
	- CO	mg/Nm3	100	100

CRITERIILE DE INALTĂ EFICIENȚĂ ALE COGENERĂRII				
1	Randamentul termic al instalației de cogenerare	%	46,50%	39,45%
2	Randamentul global al instalației de cogenerare	%	88,00%	88,45%
3	Randamentul electric de referință față de producerea separată, conf. Regulamentului delegat al CE nr. 2402/2015, condiții ISO	%	53,00%	53,00%
4	Randamentul termic de referință față de producerea separată energiei termice sub formă de abur, conf. Regulamentului delegat al CE nr. 2402/2015	%	87,00%	87,00%
5	Consum energie primara la producerea separata	MWh/an	654.811	741.138
6	Consum energie primara sursa scenariu	MWh/an	526.157	578.150
7	Economia de energie primară (PES) față de producerea separată, conf. Regulamentului delegat al CE nr. 2402/2015	MWh/an	128.653	162.988
8	Economia de energie primară	%	19,65	21,99

9	Valori limita ale emisiilor (VLE) conf. legii 278/2013, anexa 5, partea 2			
	- NOx	mg/Nm3	50	75
	- CO	mg/Nm3	100	100

STUDIUL DE FEZABILITATE

Sursă de producere a energiei termice și electrice prin cogenerare de înaltă eficiență

Implementare proiect la sursă CETH Arad

Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.1

Date economice de producție				
nr. crt.	Denumirea	U.M.	S1	S2
1	2	3	4	5
	Energia termică produsă	MWh	147.852	147.852
	en. Termica SACET	MWh	147.852	147.852
	Energia electrică produsă	MWh	137.792	183.545
	Energia electrică livrată	MWh	134.541	180.680
2	Cheltuieli variabile, total din care:	lei	279.479.811	301.639.570
2,1	Cheltuieli cu combustibilul gaz natural	lei	191.760.620	209.299.500
	- preț combustibil	lei/MWh	420,24	420,24
	Cheltuieli cu combustibilul biomasa	MWh	23.481.483	23.426.470
	- preț combustibil	lei/MWh	336	336
2,3	Cheltuieli cu salarii	lei	20.886.391	20.886.391
2,4	Cheltuieli variabile de mentenanță	lei	2.295.461	2.427.502
2,5	Cheltuieli anuale cu CO ₂	lei	41.055.856	45.599.707
	- cantitatea anuală de emisii de CO ₂ (factor emisie=0,20196 tCO ₂ /MWh)	t/an	92.157	102.356
	- preț CO ₂ -	lei/t	466,68	466,68
3	Cheltuieli fixe de mentenanță	lei	14.543.777	14.543.777
4	Alte cheltuieli (asigurări, etc) - 1% din poz 2+poz 3	lei	2.760.136	2.966.934
5	TOTAL Cheltuieli	lei	296.783.724	319.150.281
7	Venituri din operare	lei	282.544.503	362.573.172
8	Energie electrica	lei	68.904.867	83.417.381
9	Energie termica	lei	213.639.636	279.155.791
10	Bonus cogenerare	lei	74.857.707	90.623.989
11	Total venituri	lei	357.402.210	453.197.161
12	Profit/pierderi	lei	60.618.485	134.046.880

Tabel 1. Date comparative de analiză ale scenariilor

O comparație directă cu date actuale (prețuri Bursa EEX din 24.02.2022) pentru soluții tehnice cu turbine cu gaz și motoare cu eficiență electrică maximă (TG : 40 % ; Motoare 50 %) este prezentată sintetic mai jos :

1		Cogenerare en.utila					preturi Bursa EEX 24.02.22			Analiza cheltuieli/ Venituri				Comparatie rand7/rand6
		Ef.Globala	Ef.Electrica	Ef.Termica	En.term. produsa	En. El. Produsa	En.El.	Gaz	CO2	Costuri	Venituri	Profit		
2		%	%	%	MWh	MWh	€/MWh	€/MWh	€/tCO2	Total	Total			
3							297	88	87					
4							euro	euro	euro	euro	euro	euro		
5														
6	Ucog1	88	40	48	100	83,3	24750,0	18333,3	3661,3	21994,6	24750,0	2755,4		
7	Ucog1	88	50	38	100	131,6	39078,9	23157,9	4624,7	27782,6	39078,9	11296,3	4,10	

Impactul de mediu comparativ cu situația existentă este prezentat sintetic în Anexa 34 de mai jos :

Anexa 34		UM/AN	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	Total	
Emisii CO ₂	S2	IC02	0	0	0	98362	95430	95313	95197	95197	95197	95197	95197	95197	95197	95197	95197	95197	95197	95197	95197	95197	20 ani	
SR+prod.separata energie	IC02	0	0	0	153158	148942	148773	148607	148607	148607	148607	148607	148607	148607	148607	148607	148607	148607	148607	148607	148607	148607	2531364	
Reduceri	IC02	0	0	0	54796	53512	53460	53409	53409	53409	53409	53409	53409	53409	53409	53409	53409	53409	53409	53409	53409	53409	909501	
Emisii NO _x	S2	kgNO _x	0	0	0	83831	81612	81524	81436	81436	81436	81436	81436	81436	81436	81436	81436	81436	81436	81436	81436	81436	81436	1367668
SR+prod.separata energie	kgNO _x	0	0	0	83376	83685	83617	83550	83550	83550	83550	83550	83550	83550	83550	83550	83550	83550	83550	83550	83550	83550	83550	1422385
Reduceri	kgNO _x	0	0	0	1545	2073	2094	2115	2115	2115	2115	2115	2115	2115	2115	2115	2115	2115	2115	2115	2115	2115	2115	35317
Energie primara Consum	S2	tsp	0	0	0	48271	46993	46942	46891	46891	46891	46891	46891	46891	46891	46891	46891	46891	46891	46891	46891	46891	46891	708685
SR+prod.separata energie	tsp	0	0	0	63425	61631	61559	61488	61488	61488	61488	61488	61488	61488	61488	61488	61488	61488	61488	61488	61488	61488	61488	1047444
Reduceri	tsp	0	0	0	15155	14638	14617	14596	14596	14596	14596	14596	14596	14596	14596	14596	14596	14596	14596	14596	14596	14596	14596	248759
Emisii GES	S2	t ech CO ₂	0	0	0	123176	119588	119444	119302	119302	119302	119302	119302	119302	119302	119302	119302	119302	119302	119302	119302	119302	119302	2032436
SR+prod.separata energie	t ech CO ₂	0	0	0	178514	173797	173608	173421	173421	173421	173421	173421	173421	173421	173421	173421	173421	173421	173421	173421	173421	173421	173421	2953813
Reduceri	t ech CO ₂	0	0	0	55339	54209	54164	54119	54119	54119	54119	54119	54119	54119	54119	54119	54119	54119	54119	54119	54119	54119	54119	921377

STUDIU DE FEZABILITATE

Sursă de producere a energiei termice și electrice prin cogenerare de înaltă eficiență

Implementare proiect la sursă CETH Arad

Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.1



Soluția tehnică recomandată asigură prin eficiențe energetice și economice asigură posibilități largi de folosire a unei finanțări optime inclusiv prin PNRR. Condiția de eficiență cerută în PNRR de respectare a unui „Prag” de maxim 250gCO₂eq/kWh pe toată perioada de analiză este îndeplinită. În Anexa 37 de mai jos este redat sintetic modul de calcul:

Anexa 37												
	tech CO2	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	Total
Consum gaz natural	MWh	480185,8	480185,8	480185,8	480185,77	480185,8	480185,8	480185,8	480185,8	480185,8	480185,8	8180558
Energia produsă	MWh	505400,9	505400,9	505400,9	505400,86	505400,9	505400,9	505400,9	505400,9	505400,9	505400,9	8605077
Emisii CO2												
	S2	0	95197	95197	95197	95197	95197	95197	95197	95197	95197	1621864
Emisii NOx												
	S2	UM/ AN	81436	81436	81436	81436	81436	81436	81436	81436	81436	1387068
Energie primară Consum												
	S2	tCO2	46891	46891	46891	46891	46891	46891	46891	46891	46891	798685
Emisii GES												
	S2	tep	119302	119302	119302	119302	119302	119302	119302	119302	119302	2032436
Prag PNRR 250gCO ₂ eq/kWh	tech CO2	236,05	236,05	236,05	236,05	236,05	236,05	236,05	236,05	236,05	236,05	236,19

Din analiza de mai sus reiese evident avantajul unui scenariu cu Ucog cu eficiența electrică cea mai mare posibilă. La alegerea opțiunii optime consultantul a propus implementarea unui BE _ Scenariul S2 _ cu motoare termice de ultimă generație.

Date de calcul

Nota : Anexele prezentate în textul actual al documentației se regăsesc lizibile în documentul atașat Anexa ACB !

Costurile (de operare, mentenanță și cele cu materiile prime) precum și veniturile actuale (din agent termic produs, din energia electrică produsă și de la bugetul local) sunt cele aferente SACET Arad care face obiectul prezentului studiu. Prognoza cheltuielilor și a veniturilor în scenariul fără proiect sunt prezentate în Anexa Cheltuieli și Venituri Scenariul SR.

În prognozarea veniturilor, a cheltuielilor cu materiile prime, a cheltuielilor cu utilitățile, întreținerea, a costurilor administrative și a reparațiilor capitale, pe orizontul de timp s-a prevăzut o majorare anuală după cum urmează :

Situația centralizatoare a costurilor pentru scenariul “fără proiect” SR este prezentată în Anexa 1

Anexa 1																					
Situația centralizatoare a costurilor - Variante fara proiect SR																					
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
Costuri variabile	0	0	0	0	281.799	285.323	288.915	292.566	296.285	299.972	303.726	307.448	311.144	314.818	318.473	322.108	325.726	329.328	332.915	336.488	340.048
taxe locale	0	0	0	0	157.555	160.788	164.023	167.261	170.502	173.746	177.003	180.263	183.526	186.792	190.061	193.332	196.606	199.883	203.163	206.446	209.732
CO2	0	0	0	0	33.732	34.107	34.482	34.857	35.232	35.606	35.981	36.356	36.731	37.106	37.480	37.855	38.230	38.605	38.980	39.355	39.730
Encl- En Term	0	0	0	0	10.512	10.512	10.512	10.512	10.512	10.512	10.512	10.512	10.512	10.512	10.512	10.512	10.512	10.512	10.512	10.512	10.512
Costuri fixe	0	0	0	0	31.491	32.823	34.155	35.487	36.819	38.151	39.483	40.815	42.147	43.479	44.811	46.143	47.475	48.807	50.139	51.471	52.803
Cheltuieli de exp. Maint	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Salarii	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
servicii ca serv	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
depreci	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
amortizari	0	0	0	0	6.264	6.264	6.264	6.264	6.264	6.264	6.264	6.264	6.264	6.264	6.264	6.264	6.264	6.264	6.264	6.264	6.264
Diferență	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL CURENTE (S1+S2)	0	0	0	0	232.990	237.346	241.701	246.056	250.411	254.766	259.121	263.476	267.831	272.186	276.541	280.896	285.251	289.606	293.961	298.316	302.671
Cheltuieli fara taxe locale	0	0	0	0	75.435	76.642	77.849	79.056	80.263	81.470	82.677	83.884	85.091	86.298	87.505	88.712	89.919	91.126	92.333	93.540	94.747

Evoluția indicelui mediu al preturilor energiei conform ordin ANRE 78/2022 - Scenariu S1, S2 este prezentată în Anexa 2 :

STUDIU DE FEZABILITATE
Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență
Implementare proiect la sursă CETH Arad
Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.1



Anexa 5f1		Energie termică - Scenariu S1																				
	Unit	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Consum	MWh/an	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cost natural	MWh/an	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	MWh/an	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Costurile cu materiile prime luate in calcul sunt prezentate in Anexele 5f 1, 2 si 3 de mai jos :

Anexa 5f1		Materii prime S1																				
	Unit	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Consum	mil lei/an	0,00	0,00	0,00	0,00	23.483,48	23.950,84	24.430,26	24.919,62	25.417,04	25.925,52	26.444,05	26.972,64	27.512,40	28.062,23	28.633,78	29.195,96	29.779,87	30.375,51	30.983,44	31.603,11	32.235,07
Cost natural	mil lei/an	0,00	0,00	0,00	0,00	191.750,62	191.080,09	184.733,93	176.430,62	202.309,58	206.408,64	210.577,80	214.787,04	219.082,27	223.483,59	227.935,36	232.491,66	237.141,41	241.884,59	246.725,64	251.660,18	256.693,58
Total	mil lei/an	0,00	0,00	0,00	0,00	315.234,10	315.030,93	309.164,19	291.350,24	327.726,62	332.914,16	337.021,84	344.759,68	346.597,67	351.525,82	356.589,14	362.683,62	369.321,37	376.766,10	384.968,85	393.943,55	403.928,65

Pretul pentru combustibilii folositi _ gaz natural si biomasa _ este redat in Anexa 5f4 de mai jos :

Anexa 5f4		Consum propriu nr. 51																				
	Unit	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Consum	mil lei/an	0,00	0,00	324,14	329,68	336,13	342,91	350,78	358,77	366,90	375,18	383,61	392,19	400,92	409,80	418,84	428,04	437,39	446,89	456,54	466,34	476,28
Cost natural	mil lei/an	296,60	296,60	493,53	492,69	492,54	492,64	492,23	485,48	484,88	483,69	472,26	482,73	492,48	492,22	492,17	492,17	492,16	492,16	492,16	492,16	492,16

Costurile pentru energia electrica consumata inclusiv datele comparative versus SR sunt redade pentru scenariile de analiza in Anexa 5f 5 de mai jos :

Anexa 5f5		Consum propriu nr. 51																				
	Unit	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
SR	mil lei/an	0,00	0,00	0,00	0,00	8.409,60	8.409,60	8.409,60	8.409,60	8.409,60	8.409,60	8.409,60	8.409,60	8.409,60	8.409,60	8.409,60	8.409,60	8.409,60	8.409,60	8.409,60	8.409,60	8.409,60
S1	mil lei/an	0,00	0,00	0,00	0,00	4.905,60	4.905,60	4.905,60	4.905,60	4.905,60	4.905,60	4.905,60	4.905,60	4.905,60	4.905,60	4.905,60	4.905,60	4.905,60	4.905,60	4.905,60	4.905,60	4.905,60
Total	mil lei/an	0,00	0,00	0,00	0,00	13.315,20	13.315,20	13.315,20	13.315,20	13.315,20	13.315,20	13.315,20	13.315,20	13.315,20	13.315,20	13.315,20	13.315,20	13.315,20	13.315,20	13.315,20	13.315,20	13.315,20

Datele de calcul si cheltuielile aferente pentru emisiile de CO2 sunt redade in Anexele 5g 1,2 si 3 de mai jos :

Anexa 5g1		Emitii CO2 Scenariu S1																				
	Unit	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Biomasa (MWh/an)	mil tona	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Gas natural (MWh/an)	mil tona	0,00	0,00	0,00	0,00	4407,99	4407,99	4407,99	4407,99	4407,99	4407,99	4407,99	4407,99	4407,99	4407,99	4407,99	4407,99	4407,99	4407,99	4407,99	4407,99	4407,99
Total	mil tona	0,00	0,00	0,00	0,00	4407,99	4407,99	4407,99	4407,99	4407,99	4407,99	4407,99	4407,99	4407,99	4407,99	4407,99	4407,99	4407,99	4407,99	4407,99	4407,99	4407,99

Anexa 5g2		Emitii CO2 Scenariu S2																				
	Unit	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Biomasa (MWh/an)	mil tona	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Gas natural (MWh/an)	mil tona	0,00	0,00	0,00	0,00	5068,14	4932,53	4572,70	4202,13	4022,13	4022,13	4022,13	4022,13	4022,13	4022,13	4022,13	4022,13	4022,13	4022,13	4022,13	4022,13	4022,13
Total	mil tona	0,00	0,00	0,00	0,00	5068,14	4932,53	4572,70	4202,13	4022,13	4022,13	4022,13	4022,13	4022,13	4022,13	4022,13	4022,13	4022,13	4022,13	4022,13	4022,13	4022,13

Anexa 5g3		Emitii CO2 Scenariu SR																				
	Unit	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Biomasa (MWh/an)	mil tona	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Gas natural (MWh/an)	mil tona	0,00	0,00	0,00	0,00	30,00	374914	374914	374914	374914	374914	374914	374914	374914	374914	374914	374914	374914	374914	374914	374914	374914
Total	mil tona	0,00	0,00	0,00	0,00	30,00	374914	374914	374914	374914	374914	374914	374914	374914	374914	374914	374914	374914	374914	374914	374914	374914

Situatia cheltuielilor “diverse” pentru scenariile de proiect Sunt redade in Anexele 5g 4 si 5g 5 :

Anexa 5g4		Cheltuieli diverse Scenariu S1																				
	Unit	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Consum	mil lei/an	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Anexa 5g5		Cheltuieli diverse Scenariu SR																				
	Unit	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Consum	mil lei/an	0,00	0,00	0,00	0,00	2.295,46	2.295,46	2.295,46	2.295,46	2.295,46	2.295,46	2.295,46	2.295,46	2.295,46	2.295,46	2.295,46	2.295,46	2.295,46	2.295,46	2.295,46	2.295,46	2.295,46

Pretul reglementat de prognoza de lunga durata pentru energia electrica , bonusul de cogenerare in conformitate cu Ordinul ANRE nr. 85 din 15.06.2022 este prezentat mai jos in anexele 5h si 5i:

Anexa 5h		Pret reglementat energie electrica / Ordin ANRE nr. 85 din 15.06.2022 Propozia de lunga durata																				
	Unit	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Cost Cogenerare	mil lei/an	412,63	412,63	412,63	412,63	412,63	412,63	412,63	412,63	412,63	412,63	412,63	412,63	412,63	412,63	412,63	412,63	412,63	412,63	412,63	412,63	412,63
Cost cogenerare (din 70%)	mil lei/an	2.898,42	2.898,42	2.898,42	2.898,42	2.898,42	2.898,42	2.898,42	2.898,42	2.898,42	2.898,42	2.898,42	2.898,42	2.898,42	2.898,42	2.898,42	2.898,42	2.898,42	2.898,42	2.898,42	2.898,42	2.898,42
Cost cogenerare (din 30%)	mil lei/an	123,81	123,81	123,81	123,81	123,81	123,81	123,81	123,81	123,81	123,81	123,81	123,81	123,81	123,81	123,81	123,81	123,81	123,81	123,81	123,81	123,81

STUDIU DE FEZABILITATE

Sursă de producere a energiei termice și electrice prin cogenerare de înaltă eficiență

Implementare proiect la sursă CETH Arad

Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.1



Inst. Cogenerare	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Pret cogenerare (€/MWh)	472	483	494	505	517	528	541	553	566	579	592	606	620	634	648	663	679	694	710	727	747
Pret corectat (€/MWh)	472	483	494	505	517	528	541	553	566	579	592	606	620	634	648	663	679	694	710	727	747

Prețul certificatelor de CO2 este redat în Anexa 5i :

Inst. Cogenerare	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Pret CO2 (€/t CO2)	55.00	85.00	87.72	90.18	92.43	94.28	96.16	98.09	100.05	102.05	104.09	106.17	108.30	110.46	112.67	114.93	117.22	119.57	121.96	124.40	126.89
Pret corectat (€/t CO2)	55.00	87.72	90.18	92.43	94.28	96.16	98.09	100.05	102.05	104.09	106.17	108.30	110.46	112.67	114.93	117.22	119.57	121.96	124.40	126.89	129.43

Datele centralizatoare pentru cele trei scenarii sunt prezentate în Anexele 5j,5k si 5l de mai jos :

Centralizator date Varianta fara proiect	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Inst. Cogenerare	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Inst. Efectivitate	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Centralizator date Scenariul S1	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Inst. Cogenerare	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Inst. Efectivitate	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Centralizator date Scenariul S2	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Inst. Cogenerare	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Inst. Efectivitate	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Situția centralizatoare a intrărilor este prezentată în Anexele 6a,b si c de mai jos :

Situatia centralizatoare a intrarilor - Scenariul S1	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Inst. Cogenerare	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Inst. Efectivitate	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

STUDIUL DE FEZABILITATE
Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență
Implementare proiect la sursă CETH Arad
Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.1



Anexa 6b 9977.583 263740.0218 273309.9909

Situatia centralizatoare a intrarilor - Scenariu S2

Indicator/ An	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Total intrari, din care:																					
Indicator/ An	mil lei	mil lei	mil lei	mil lei	mil lei	mil lei	mil lei	mil lei	mil lei	mil lei	mil lei	mil lei	mil lei	mil lei	mil lei	mil lei	mil lei	mil lei	mil lei	mil lei	mil lei
Valoarea de opera	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Energie electrica	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Energie termica	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Biomasa cogeneratoare	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Credite bancare	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Salvatorii de pe proprietati	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Planurile nerambursabile	0,00	22.101	204.986,07	207.785,19	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Costul gazelor	0,00	9.598,00	59.252,00	10.894,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Anexa 6c

Situatia centralizatoare a intrarilor - Varianta fara proiect

Indicator/ An	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Total intrari, din care:																					
Indicator/ An	mil lei	mil lei	mil lei	mil lei	mil lei	mil lei	mil lei	mil lei	mil lei	mil lei	mil lei	mil lei	mil lei	mil lei	mil lei	mil lei	mil lei	mil lei	mil lei	mil lei	mil lei
Valoarea de opera	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Energie electrica	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Energie termica	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Biomasa cogeneratoare	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Credite bancare	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Salvatorii de pe proprietati	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Planurile nerambursabile	0,00	22.101	222.500,07	218.864,07	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Costul gazelor	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Situatia detaliate a producției în primul an de operare este redată în Anexele 7a, 7b și 7c

Anexa 7a

SR Energie termica

Nr.crt	Sursa	1	2	3	4
1	Productie maxima	MW	0,00	232,60	232,60
2	Productie anuala dupa curba de sarcina	MWh/an	0,00	0,00	0,00
3	Productie anuala necesara	MWh/an	0,00	0,00	0,00
4	Productie anuala necesara	%	0,00	0,00	100,00
5	Ore max.de func. La sarcina nominala Anual	h/an	0,00	0,00	0,00
6	Ore de func. Anual	h/an	0,00	8.400,00	8.400,00

SR Energie electrica

Nr.crt	Sursa	1	2	3	4
7	Productie maxima	MW	0,00	0,00	0,00
8	Productie anuala dupa curba de sarcina	MWh/an	0,00	0,00	0,00
9	Productie anuala necesara	MWh/an	0,00	0,00	0,00
10	Productie anuala necesara	%	0,00	0,00	0,00
11	Ore max.de func. La sarcina nominala Anual	h/an	0,00	0,00	0,00
12	Ore de func. Anual	h/an	0,00	0,00	0,00

ACB Anexa 7 b Centralizator energie termica S1

Nr.crt	Sursa	1	2	3	4
1	Productie maxima	MW	32,20	104,50	142,20
2	Productie anuala dupa curba de sarcina	MWh/an	194.052,33	124.626,43	318.678,76
3	Productie anuala necesara	MWh/an	318.678,76	318.678,76	318.678,76
4	Productie anuala necesara	%	60,89	39,11	100,00
5	Ore max.de func. La sarcina nominala Anual	h/an	8.400,00	8.400,00	8.400,00
6	Ore de func. Anual	h/an	5.114,99	3.285,01	8.400,00

S1 Energie electrica

Nr.crt	Sursa	1	2	3	4
7	Productie maxima	MW	25,40	0,00	27,20
8	Productie anuala dupa curba de sarcina	MWh/an	152.912,12	0,00	15.120,00
9	Productie anuala maxima	MWh/an	213.360,00	0,00	213.360,00
10	Productie anuala necesara	%	71,67	0,00	71,67
11	Ore max.de func. La sarcina nominala Anual	h/an	8.400,00	0,00	8.400,00
12	Ore de func. Anual	h/an	6.020,16	0,00	6.020,16

ACB Anexa 7c Centralizator energie termica S2

Nr.crt	Sursa	1	2	3	4
1	Productie maxima	MW	32,20	104,50	136,70
2	Productie anuala dupa curba de sarcina	MWh/an	194.052,33	124.626,43	318.678,76
3	Productie anuala necesara	MWh/an	318.678,76	124.626,43	318.678,76
4	Productie anuala necesara	%	60,89	39,11	100,00
5	Ore max.de func. La sarcina nominala Anual	h/an	8.400,00	8.400,00	8.400,00
6	Ore de func. Anual	h/an	5.115	1.550	8.400,00

S2 Energie electrica

Nr.crt	Sursa	1	2	3	4
7	Productie maxima	MW	33,00	0,00	34,80
8	Productie anuala dupa curba de sarcina	MWh/an	198.665,36	0,00	213.785,36
9	Productie anuala maxima	MWh/an	277.200,00	0,00	277.200,00
10	Productie anuala necesara	%	71,67	0,00	71,67
11	Ore max.de func. La sarcina nominala Anual	h/an	8.400,00	0,00	8.400,00
12	Ore de func. Anual	h/an	6.020,16	0,00	8.400,00

Indicatorii de rentabilitate financiara pentru scenariile cu proiect S1 si S2 sunt redati în Anexele 8a si 8b

STUDIU DE FEZABILITATE
Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență
Implementare proiect la sursă CETH Arad
Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.1



0.05 0.48 0.47

Anexa 8a		0.05		0.48		0.47	
Indicadori de rentabilitate financiară - Scenariul 2							
2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Rate de actualizare (%)	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
Costul de actualizare	0.00	237.931.034	262.953.586	287.475.76	0.00	0.00	0.00
Cheltuieli investiții (mil lei)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Cheltuieli investiții actualizate	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Flux de numerar net prezentat	0.00	21.991.04	262.953.586	257.475.76	39.756.29	36.754.49	38.041.74
Flux de numerar net actualizat	0.00	21.991.04	252.480.25	218.090.81	192.401.21	171.845.28	159.846.98
Flux de numerar net actualizat cu ajutoare	0.00	-4.105.66	-46.191.99	-50.973.16	92.461.21	91.145.38	99.515.47
Valoarea actualizată	0.00	21.991.04	252.480.25	218.090.81	192.401.21	171.845.28	159.846.98
Valoarea actualizată cu ajutoare	0.00	-4.105.66	-46.191.99	-50.973.16	92.461.21	91.145.38	99.515.47
Indicadori de rentabilitate financiară	0.00	21.991.04	252.480.25	218.090.81	192.401.21	171.845.28	159.846.98
NPV	0.00	21.991.04	252.480.25	218.090.81	192.401.21	171.845.28	159.846.98
NPV cu ajutoare	0.00	-4.105.66	-46.191.99	-50.973.16	92.461.21	91.145.38	99.515.47
IRR	0.00	21.991.04	252.480.25	218.090.81	192.401.21	171.845.28	159.846.98
IRR cu ajutoare	0.00	-4.105.66	-46.191.99	-50.973.16	92.461.21	91.145.38	99.515.47
Indicadori de rentabilitate financiară - Scenariul 2	0.00	21.991.04	252.480.25	218.090.81	192.401.21	171.845.28	159.846.98
NPV	0.00	21.991.04	252.480.25	218.090.81	192.401.21	171.845.28	159.846.98
NPV cu ajutoare	0.00	-4.105.66	-46.191.99	-50.973.16	92.461.21	91.145.38	99.515.47
IRR	0.00	21.991.04	252.480.25	218.090.81	192.401.21	171.845.28	159.846.98
IRR cu ajutoare	0.00	-4.105.66	-46.191.99	-50.973.16	92.461.21	91.145.38	99.515.47

0.05 0.48 0.47

Anexa 8b		0.05		0.48		0.47	
Indicadori de rentabilitate financiară - Scenariul 2							
2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Rate de actualizare (%)	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
Costul de actualizare	0.00	237.931.034	262.953.586	287.475.76	0.00	0.00	0.00
Cheltuieli investiții (mil lei)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Cheltuieli investiții actualizate	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Flux de numerar net prezentat	0.00	21.991.04	262.953.586	257.475.76	39.756.29	36.754.49	38.041.74
Flux de numerar net actualizat	0.00	21.991.04	252.480.25	218.090.81	192.401.21	171.845.28	159.846.98
Flux de numerar net actualizat cu ajutoare	0.00	-4.105.66	-46.191.99	-50.973.16	92.461.21	91.145.38	99.515.47
Valoarea actualizată	0.00	21.991.04	252.480.25	218.090.81	192.401.21	171.845.28	159.846.98
Valoarea actualizată cu ajutoare	0.00	-4.105.66	-46.191.99	-50.973.16	92.461.21	91.145.38	99.515.47
Indicadori de rentabilitate financiară	0.00	21.991.04	252.480.25	218.090.81	192.401.21	171.845.28	159.846.98
NPV	0.00	21.991.04	252.480.25	218.090.81	192.401.21	171.845.28	159.846.98
NPV cu ajutoare	0.00	-4.105.66	-46.191.99	-50.973.16	92.461.21	91.145.38	99.515.47
IRR	0.00	21.991.04	252.480.25	218.090.81	192.401.21	171.845.28	159.846.98
IRR cu ajutoare	0.00	-4.105.66	-46.191.99	-50.973.16	92.461.21	91.145.38	99.515.47
Indicadori de rentabilitate financiară - Scenariul 2	0.00	21.991.04	252.480.25	218.090.81	192.401.21	171.845.28	159.846.98
NPV	0.00	21.991.04	252.480.25	218.090.81	192.401.21	171.845.28	159.846.98
NPV cu ajutoare	0.00	-4.105.66	-46.191.99	-50.973.16	92.461.21	91.145.38	99.515.47
IRR	0.00	21.991.04	252.480.25	218.090.81	192.401.21	171.845.28	159.846.98
IRR cu ajutoare	0.00	-4.105.66	-46.191.99	-50.973.16	92.461.21	91.145.38	99.515.47

Valoarea investitiei

Scenariu S1:

Conform devizului general valoarea totală a investiției se ridică la:

- **651.712.174,88 lei** inclusiv TVA (**547.820.758,62 lei** fără TVA).

Anexa 35

Cheltuieli de investitie Scenariu S1	Valoare (fără TVA)		TVA		Valoare cu TVA	
	lei	lei	lei	lei	lei	lei
VALOARE TOTALA	547.820.758,62	103.891.416,26	651.712.174,88			
din care: C + M	172.168.205,22	32.711.958,99	204.880.164,21			

Durata de implementare a proiectului, incepand cu activitatile de pregatire a acestuia, s-a considerat 3 ani. Orizontul de timp pentru care s-a realizat analiza cost beneficiu a fost de 20 ani .

Scenariul S2

Conform devizului general de mai jos valoarea totală a investiției se ridică la :

- **618.660.740,11** inclusiv TVA (**520.037.795,62** lei fără TVA)

Anexa 36

Cheltuieli de investitie Scenariu S2	Valoare fără TVA		TVA		Valoare cu TVA	
	lei	lei	lei	lei	lei	lei
VALOARE TOTALA	520.037.795,62	98.622.989,28	618.660.740,11			
din care: C + M	164.146.425,30	31.187.820,81	195.334.246,11			

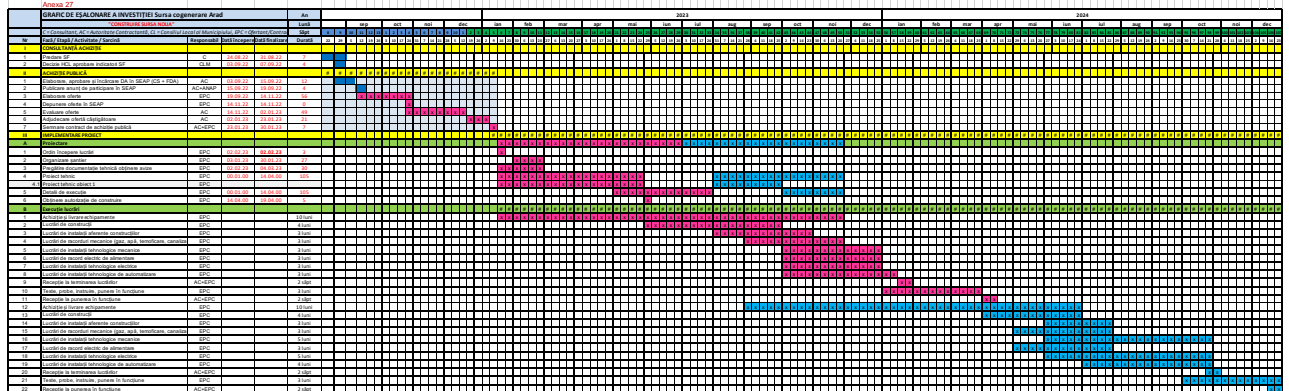
STUDIU DE FEZABILITATE
Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență
Implementare proiect la sursă CETH Arad
Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.1



Durata de implementare a proiectului, incepand cu activitatile de pregatire a acestuia, s-a considerat 3 ani. Orizontul de timp pentru care s-a realizat analiza cost beneficiu a fost de 20 ani .

Graficul de implementare a lucrarilor:

Graficul total de implementare a proiectului este prezentat in anexa 27 :



STUDIU DE FEZABILITATE
Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență
Implementare proiect la sursă CETH Arad
Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.1



Aspecte de mediu:

Economia anuala de emisii CO₂ , NO_x si GES in **varianta cu proiect Scenariul 2** (selectat) fata de cea fără proiect _ inclusiv cu emisii pentru producerea de energie electrică producție separata echivalenta cu cea produsa prin cogenerare in S2 _ este redata mai jos :

Economii anuale primul an de operare CO₂ : cel puțin 54796 tCO₂/an
 Economii perioada de analiza CO₂ : cel puțin **909501** tCO₂
 Economii anuale primul an de operare NO_x : cel puțin 1545 kgNO_x/an
 Economii perioada de analiza NO_x : cel puțin **35317** kgNO_x
 Economii anuale primul an de operare GES : cel puțin 55339 t techCO₂/an
 Economii perioada de analiza GES : **921377** cel puțin techCO₂

Economiile de energie primara :

Economii anuale primul an de operare : 15155 tep/an
 Economii perioada de analiza : **248759** tep

Datele de calcul sunt prezentate sintetic in Anexa 34 de mai jos :

Anexa 34		0	UM/AN	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	Total
Emisii CO ₂																								20 ani
	S2	IC02	0	0	0	98362	95430	95313	95197	95197	95197	95197	95197	95197	95197	95197	95197	95197	95197	95197	95197	95197	95197	1621964
	SR+prod.separata energie	IC02	0	0	0	153158	148942	148773	148607	148607	148607	148607	148607	148607	148607	148607	148607	148607	148607	148607	148607	148607	148607	2531364
	Reduceri	IC02	0	0	0	54796	53512	53460	53409	53409	53409	53409	53409	53409	53409	53409	53409	53409	53409	53409	53409	53409	53409	909501
Emisii NO _x																								
	S2	kgNOx	0	0	0	83831	81612	81524	81436	81436	81436	81436	81436	81436	81436	81436	81436	81436	81436	81436	81436	81436	81436	1387068
	SR+prod.separata energie	kgNOx	0	0	0	85376	83685	83617	83550	83550	83550	83550	83550	83550	83550	83550	83550	83550	83550	83550	83550	83550	83550	1422385
	Reduceri	kgNOx	0	0	0	1545	2073	2094	2115	2115	2115	2115	2115	2115	2115	2115	2115	2115	2115	2115	2115	2115	2115	35317
Energie primara Consum																								
	S2	tep	0	0	0	48271	46993	46942	46891	46891	46891	46891	46891	46891	46891	46891	46891	46891	46891	46891	46891	46891	46891	798685
	SR+prod.separata energie	tep	0	0	0	63425	61631	61559	61488	61488	61488	61488	61488	61488	61488	61488	61488	61488	61488	61488	61488	61488	61488	1047444
	Reduceri	tep	0	0	0	15155	14638	14617	14596	14596	14596	14596	14596	14596	14596	14596	14596	14596	14596	14596	14596	14596	14596	248759
Emisii GES																								
	S2	t tech CO2	0	0	0	123176	119588	118444	119302	119302	119302	119302	119302	119302	119302	119302	119302	119302	119302	119302	119302	119302	119302	2032436
	SR+prod.separata energie	t tech CO2	0	0	0	178514	173797	173608	173421	173421	173421	173421	173421	173421	173421	173421	173421	173421	173421	173421	173421	173421	173421	2953813
	Reduceri	t tech CO2	0	0	0	55339	54209	54164	54119	54119	54119	54119	54119	54119	54119	54119	54119	54119	54119	54119	54119	54119	54119	921377

3 COSTURILE ESTIMATIVE ALE INVESTIȚIEI

3.1 Introducere si metodologie

Estimarea costurilor de investiții pornind de la obiectivele de investiții este descrisa in detaliu in cadrul studiului de fezabilitate si prezentata, de asemeni si in cadrul Devizului General întocmit conform HG 907/2016.

Metodologia folosita in cadrul acestui raport s-a bazat pe faptul ca analiza financiara trebuie sa ia in considerare următoarele elemente:

- Costurile totale împărțite pe componente: sunt specificate costurile de investiție, costurile de operare, costurile de întreținere aferente surselor de productie
- Veniturile generate de proiect: atât venituri directe cat si indirecte
- Valoarea reziduala – se considera a fi valoarea rămasa neamortizata la finalul duratei normale de exploatare a investiției. Valoarea reziduala a fost considerata 0. Conform Ghidului Solicitantului, valoarea reziduală a investiției este inclusă în analiza fluxului de numerar actualizat numai dacă veniturile depășesc costurile de operare și mentenanță a investiției. In acest caz, veniturile sunt mai mici decât cheltuielile, motiv pentru care valoarea reziduala a fost considerata egala cu zero. Aceasta a fost utilizata doar pentru determinarea RIR.
- Indicatorii financiari: valoarea actualizata neta (VAN) si rata interna de rentabilitate (RIR).

Calcululele se realizează atât pentru analiza financiara (rezultând indicatorii financiari Valoarea Actualizata Neta Financiara si Rata Interna de Rentabilitate Financiara) cat si pentru cea economica (rezultând indicatorii valoarea actualizata neta economica si rata interna de rentabilitate economica).

In modelul financiar, toate valorile costurilor sunt detaliate in lei .

In scopul efectuării analizei cost-beneficiu (ACB), costul de investiție total este împărțit in următoarele categorii, așa cum se cere pentru ca planul de finanțare sa fie incorporat in Aplicația de Finanțare:

- Planificare, proiectare
- Achiziționarea terenului
- Clădiri si construcții

STUDIU DE FEZABILITATE

Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență

Implementare proiect la sursă CETH Arad

Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.1

- Echipamente si utilaje
- Cheltuieli diverse si neprevăzute
- Supervizare in timpul construcției
- Asistenta tehnica
- Publicitate
- Taxe si comisioane legale

Totodată, costurile investiției sunt prezentate si sub forma unui Deviz general, intocmit conform HG 907/2016 in cadrul Studiului de Fezabilitate.

3.2 Costurile eligibile ale proiectului

Scopul proiectului este asigurarea energiei termice in SACET Arad .

Pentru eventualitatea unei finanțări prin PNRR in conformitate cu prevederile Ghidului Solicitantului aferent Măsurii de investiții 3 din cadrul PNRR **cheltuieli indicative** pentru proiectele finanțate în cadrul Obiectivului specific PNRR sunt redate mai jos :

Anexa 33 Date Finantare PNRR

<i>Nr. crt.</i>	<i>Surse de finanțare</i>	<i>Valoare lei</i>
<i>I.</i>	<i>Valoarea totala a proiectului, din care:</i>	520.037.796
<i>I.a.</i>	<i>Valoarea neeligibila a proiectului</i>	36.209.250
<i>I.b.</i>	<i>Valoarea eligibila a proiectului</i>	483.828.546
<i>I.c.</i>	<i>TVA</i>	98.622.944,50
<i>II.</i>	<i>Contributia proprie in proiect, din care:</i>	36.209.250
<i>II.a.</i>	<i>Contributia solicitantului la cheltuielile eligibile</i>	0
<i>II.b.</i>	<i>Contributia solicitantului la cheltuielile neeligibile</i>	36.209.250
<i>II.c.</i>	<i>Autofinantarea proiectului</i>	0
<i>II.d.</i>	<i>TVA</i>	6.879.757,5
<i>III.</i>	<i>Asistenta financiara nerambursabila solicitata</i>	483.828.546

Determinarea contribuției maxime din fonduri publice nerambursabile:

Prin proiect se propune realizarea unei centrale de producere energie în cogenerare de înaltă eficiență cu o capacitate nominala electrica (output) de 33 MWe (din care 31,2 MWe cu Ucog cu

STUDIU DE FEZABILITATE

Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență

Implementare proiect la sursă CETH Arad

Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.1



motoare cu gaz și 1,8 MWe cu U cog.bio) și o capacitate nominală termică de 31,2 MWt din unitățile de producție prin cogenerare și 104,5 MWt cu cazane (Ufcog : 4*25 MWt cazane CAF și 4,5 MWt cazan abur CA)

Determinarea investiției de referință (contractual):

Investiția de referință (centrala termică echivalentă ; rețea de distribuție gaze naturale) pentru Ufcog cu cazane prin care rezultă aceeași cantitate de energie termică produsă fără cogenerare) mai puțin ecologică de producere energie termică care ar fi necesară pentru înlocuirea cazanelor a fost cuantificată conform valorilor pentru cazane din ordinul ANRE 78/2022 (70.000 €/MW; curs valutar : 4,2688) la 37159263,68 lei (8704850 euro) cu TVA (fără TVA : 36209250 lei , respectiv 7315000 euro) .

Rezultă un procent de 6,94 % din total investiție sursa de cogenerare.

4 ANALIZA financiara

4.1 Metodologie si premise generale

Analiza financiara (AF) realizata ca cerința a Aplicației de finanțare si a legislației in vigoare, ia in considerare cerințele prezentate in Ghidul privind metodologia desfășurării analizei cost-beneficiu aferenta proiectelor ce solicita finanțare europeana.

Obiectivul Analizei financiare (AF) este de a evalua viabilitatea si sustenabilitatea proiectului pe întreaga durata a proiectului, luând in considerare datele socio-economice, conceptele tehnice si estimările costurilor, asa cum sunt detaliate in capitolele respective ale Studiului de fezabilitate.

Metodologia utilizată este analiza fluxului de numerar actualizat, care presupune:

- Se iau în considerare doar fluxurile de numerar, respectiv valoarea reală de numerar plătită sau primită pentru proiect. Elementele contabile asimilate, ca de exemplu rezervele de amortizare și fondurile de rezervă nu se includ în analiza financiară.
- Se iau în considerare numai fluxurile de numerar din anul în care apar și vor fi proiectate pe o perioadă de referință de 20 de ani pentru sectorul energie, care include și perioada de implementare a operațiunii de 2 ani si 4 luni .
- Având in vedere ca durata de viață economică utilă a proiectului nu depășește perioada de referință, s-a considerat valoarea reziduală egala cu 0. Valoarea reziduală se determina prin calcularea valorii actuale nete a fluxurilor de numerar pentru durata de viață rămasă a proiectului (diferența dintre durata de viață economică utilă și perioada de referință) care in cazul de fata este zero.
- Venitul net actualizat al proiectului s-a calculat prin deducerea costurilor actualizate din veniturile actualizate, fluxurile de numerar au fost actualizate prin aplicarea la valoarea curentă a unei **rate de actualizare financiară de 4 %** în termeni reali, drept valoare de referință pentru operațiunile de investiții publice cofinanțate prin fondurile ESI.
- Analiza financiară a fost elaborată din perspectiva proprietarului. Având in vedere ca proprietarul și operatorul sunt entități diferite, s-a efectuat o analiză financiară consolidată, care exclude fluxurile de numerar între proprietar și operator.
- Analiza financiară s-a realizat la prețuri escaladate , iar evoluțiile preconizate ale prețurilor relative pentru inputuri cheie in proiect au fost luate în considerare în cadrul

evaluării de risc.

- Analiza financiară a fost elaborată ținând cont de principiul incremental, respectiv de faptul că evaluarea impactului proiectului se realizează prin compararea a două scenarii:
 - Scenariul contrafactual – proiecția fluxurilor de numerar în situația realizării unei investiții identificate conform prevederilor din Anexa 8 la Ghidul Solicitantului;
 - Scenariul cu proiect – proiecția fluxurilor de numerar în situația implementării prezentului proiect.

În conformitate cu prevederile Ghidului solicitantului, a fost identificat un scenariu contrafactual, respectiv o situație în care se realizează o investiție identificată conform prevederilor din Anexa 8 la Ghidul Solicitantului. Astfel, în cadrul analizei financiare la rândurile 199 și 282 au fost identificate și cuantificate costuri și venituri operaționale aferente unui scenariu contrafactual.

Pe de altă parte, conform indicațiilor Ghidului privind Analiza Cost Beneficiu a proiectelor de investiții, întocmit de Comisia Europeană pentru perioada 2014 – 2020 la capitolul 2.1 scenariul contrafactual reprezintă ce se întâmplă cel mai probabil în absența proiectului. Tot la capitolul 2.1 se recomandă o analiză a scenariilor contrafactuale identificate.

4.2 Evaluarea rentabilității financiare a investiției

Rentabilitatea financiară a investiției a fost evaluată prin estimarea valorii actualizate nete financiare și a ratei de rentabilitate financiară a investiției [VANF/C și RRF/C]¹. Acești indicatori compară costurile de investiție cu veniturile nete și stabilesc în ce măsură veniturile nete ale proiectului sunt în măsură să ramburseze investițiile, indiferent de sursele de finanțare.

Indicatorii rentabilității financiare a investiției se calculează pe baza fluxului de numerar net incremental, care se calculează ca diferență între fluxul de numerar net generat de scenariul cu proiect și fluxul de numerar net generat de scenariul contrafactual.

¹ Valoarea actualizată netă financiară (VANF) reprezintă suma care rezultă după ce costurile de investiție, de funcționare și de înlocuire preconizate (actualizate) ale proiectului sunt deduse din valoarea actualizată a veniturilor preconizate. Rata de rentabilitate financiară (RRF) este rata de actualizare care determină o VANF egală cu zero.

STUDIU DE FEZABILITATE

Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență

Implementare proiect la sursă CETH Arad

Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.1



Analiza realizata arata ca valoarea actualizată netă (VANF/C) este pozitiva si înainte de contribuția UE, ceea ce denotă faptul că proiectul nu are nevoie de cofinanțare UE pentru a deveni viabil din punct de vedere financiar.

Valoarea pentru rata internă a rentabilității financiare a investiției (RIRF/C) calculata de 20,58 % la mai mare decât rata de actualizare folosită pentru analiză (4%) fiind conform cerințelor de finanțare prin PNRR ($\geq 14\%$)

Fluxul de numerar net reprezintă diferența dintre intrările de numerar și ieșirile de numerar.

Datele utilizate în proiecția fluxurilor de numerar, sunt:

4.2.1 Iesiri de numerar

4.2.1.1 Costurile de investiție totale

Acestea includ atât costurile de capital cât și costurile legate de implementarea proiectului care nu vor fi capitalizate (costuri cu pregătirea documentațiilor de finanțare, costuri cu managementul proiectului, costuri de publicitate și informare, costuri cu auditul proiectului, etc).

Costuri de investiție Scenariul 2 (selectat):

Costuri Scenariul 2 (selectat)	Valoare) (fără TVA)	TVA	Valoare cu TVA
	lei	lei	lei
Cheltuieli pentru obținerea și amenajarea terenului	25.486.461,00	4.842.427,59	30.328.888,59
Cheltuieli pentru asigurarea utilităților necesare obiectivului de investiții	0,00	0,00	0,00
Cheltuieli pentru proiectare și asistență tehnică	6.811.045,00	1.294.098,55	8.105.143,55
Cheltuieli pentru investiția de bază, din care:	459.092.160,45	87.227.510,49	546.319.670,94
Construcții și instalații	46.061.145,90	8.751.617,72	54.812.763,62
Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	92.462.198,40	17.567.817,70	110.030.016,10
Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	319.044.820,05	60.618.515,81	379.663.335,86

STUDIU DE FEZABILITATE

Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență

Implementare proiect la sursă CETH Arad

Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.1



Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport	1.523.996,10	289.559,26	1.813.555,36
Dotări	0,00	0,00	0,00
Organizare de șantier	2.366.941,50	449.718,89	2.816.660,39
Comisioane, cote, taxe, costul creditului	969.666,70	0	969.666,70
Cheltuieli diverse și neprevăzute	23.962.680,19	4.552.909,24	28.515.589,42
Cheltuieli pentru informare și publicitate	35.000,00	6.650,00	41.650,00
Cheltuieli pentru probe tehnologice și teste	1.313.840,79	249.629,75	1.563.470,53
TOTAL GENERAL	520.037.795,62	98.622.944,50	618.660.740,11
din care: C + M (1.2+1.3+1.4+2+4.1+4.2+5.1.1)	164.146.425,30	5.762.653,46	36.092.408,49

Costuri de investiție Scenariul 1:

Costuri Scenariul 1	Valoare) (fără TVA)	TVA	Valoare cu TVA
	lei	lei	lei
Cheltuieli pentru obținerea și amenajarea terenului	25.486.461,00	4.842.427,59	30.328.888,59
Cheltuieli pentru asigurarea utilităților necesare obiectivului de investiții	0,00	0,00	0,00
Cheltuieli pentru proiectare și asistență tehnică	6.094.445,00	1.157.944,55	7.252.389,55
Cheltuieli pentru investiția de bază, din care:	485.500.304,52	92.245.057,86	577.745.362,38
Construcții și instalații	48.403.700,73	9.196.703,14	57.600.403,87
Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	98.141.423,49	18.646.870,46	116.788.293,95
Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	337.431.184,20	64.111.925,00	401.543.109,20
Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport	1.523.996,10	289.559,26	1.813.555,36
Dotări	0,00	0,00	0,00
Organizare de șantier	2.366.941,50	449.718,89	2.816.660,39
Comisioane, cote, taxe, costul creditului	1.023.830,93	0	1.023.830,93
Cheltuieli diverse și neprevăzute	25.999.699,18	4.939.942,84	30.939.642,02
Cheltuieli pentru informare și publicitate	35.000,00	6.650,00	41.650,00

STUDIUL DE FEZABILITATE

Sursă de producere a energiei termice și electrice prin cogenerare de înaltă eficiență

Implementare proiect la sursă CETH Arad

Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.1



Cheltuieli pentru probe tehnologice și teste	1.314.076,50	249.674,54	1.563.751,04
TOTAL GENERAL	547.820.758,62	103.891.416,26	651.712.174,88
din care: C + M (1.2+1.3+1.4+2+4.1+4.2+5.1.1)	172.168.205,22	32.711.958,99	204.880.164,21

Date comparative scenarii S1 și S2

Costuri/ Scenariu	S2	S1
	Lei fără TVA	Lei fara TVA
Deviz General	520.037.795,62	547.820.758,62
din care cap.4	459.092.160,45	485.500.304,52

4.2.1.2 Costurile de înlocuire

Având în vedere ca durata de viață economică a componentelor investiției este mai mare decât perioada de referință a proiectului, nu s-au prevăzut costuri de înlocuire pe perioada analizată.

4.2.1.3 Costurile de operare

A se vedea inclusiv cap. 2.4

Costurile de operare și mentenanță au fost împărțite pe componente variabile și fixe.

Situația centralizatoare a costurilor - Scenariul S1 se regăsește în Anexa 4a la ACB

Anexa 4a		Costuri/Scenariu S1																						
Categorie/Componente		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041		
Costuri variabile	0,00	0,00	0,00	0,00	234889	234906	235055	243584	248390	253190	258086	263077	268173	273365	278667	284089	289633	295300	301096	307026	313094	319306	325667	
Costuri fixe	0,00	0,00	0,00	0,00	191.786,6	191.981,1	192.172,9	198.498,6	202.399,6	206.248,6	210.137,8	214.067,0	218.035,3	222.043,6	226.092,4	230.181,7	234.311,4	238.481,3	242.691,2	246.941,1	251.230,9	255.560,6	259.930,2	
Costuri fixe totale	0,00	0,00	0,00	0,00	387.159,2	387.159,2	387.159,2	398.697,2	408.648,2	418.586,4	428.514,8	438.444,8	448.376,6	458.310,0	468.245,8	478.182,9	488.121,7	498.061,5	508.002,3	517.944,0	527.886,5	537.830,7	547.776,4	
Cheltuieli de exp. Maint.	0,00	0,00	0,00	0,00	37.857,47	39.194,72	40.587,99	42.038,77	43.550,84	45.126,45	46.768,72	48.480,36	50.256,56	52.124,41	54.063,99	56.066,82	58.144,78	60.299,64	62.533,26	64.847,37	67.242,64	69.720,81	72.283,57	
Salarii	0,00	0,00	0,00	0,00	20.886,39	21.888,94	22.919,61	24.080,71	25.384,66	26.834,01	27.671,40	28.999,63	30.391,61	31.850,60	33.379,22	34.981,43	36.660,54	38.420,24	40.264,41	42.197,39	44.223,77	46.347,27	48.563,46	
servicii utilitat.	0,00	0,00	0,00	0,00	14.544	14.878,26	15.320,48	15.970,56	16.735,68	17.624,04	18.648,32	19.811,23	21.117,45	22.570,77	24.176,06	25.938,66	27.864,94	29.962,66	32.239,74	34.694,92	37.336,11	40.160,50	43.177,05	
Deprecii	0,00	0,00	0,00	0,00	2.427,50	2.427,50	2.427,50	2.427,50	2.427,50	2.427,50	2.427,50	2.427,50	2.427,50	2.427,50	2.427,50	2.427,50	2.427,50	2.427,50	2.427,50	2.427,50	2.427,50	2.427,50	2.427,50	
Impozite	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Alte servicii	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
TOTAL CETH S1 S1	0,00	0,00	0,00	0,00	773.746,09	774.188,49	779.842,36	785.722,65	791.948,56	798.316,94	804.854,91	811.557,76	818.437,81	825.499,75	832.738,65	840.155,58	847.757,29	855.548,27	863.533,23	871.706,63	879.973,63	888.339,51	896.801,66	905.364,66
Cheltuieli fixe mentenanță	0,00	0,00	0,00	0,00	80.985,88	83.017,30	85.118,43	87.292,03	89.540,98	91.868,29	94.277,11	96.770,72	99.355,55	102.036,16	104.795,29	107.663,81	110.635,89	113.715,68	116.907,65	120.216,46	123.646,93	127.194,68	130.864,39	

Situația centralizatoare a costurilor - Scenariul S2 se regăsește în Anexa 4b la ACB

Anexa 4b		Costuri/Scenariu S2																						
Categorie/Componente		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041		
Costuri variabile	0,00	0,00	0,00	0,00	271.828,45	268.889,32	273.887,21	278.958,09	284.032,87	289.154,88	294.328,36	299.549,81	304.814,81	309.929,81	315.091,41	320.306,21	325.571,81	330.884,81	336.242,81	341.652,81	347.112,81	352.621,81	358.178,81	
Costuri fixe	0,00	0,00	0,00	0,00	212.329,87	212.329,87	212.329,87	212.329,87	212.329,87	212.329,87	212.329,87	212.329,87	212.329,87	212.329,87	212.329,87	212.329,87	212.329,87	212.329,87	212.329,87	212.329,87	212.329,87	212.329,87	212.329,87	
Costuri fixe totale	0,00	0,00	0,00	0,00	484.158,32	481.219,19	486.217,14	491.267,96	496.362,74	501.494,74	506.668,74	511.898,74	517.178,74	522.508,74	527.888,74	533.318,74	538.798,74	544.328,74	549.908,74	555.538,74	561.218,74	566.948,74	572.728,74	
Cheltuieli de exp. Maint.	0,00	0,00	0,00	0,00	37.857,47	39.194,72	40.587,99	42.038,77	43.550,84	45.126,45	46.768,72	48.480,36	50.256,56	52.124,41	54.063,99	56.066,82	58.144,78	60.299,64	62.533,26	64.847,37	67.242,64	69.720,81	72.283,57	
Salarii	0,00	0,00	0,00	0,00	20.886,39	21.888,94	22.919,61	24.080,71	25.384,66	26.834,01	27.671,40	28.999,63	30.391,61	31.850,60	33.379,22	34.981,43	36.660,54	38.420,24	40.264,41	42.197,39	44.223,77	46.347,27	48.563,46	
servicii utilitat.	0,00	0,00	0,00	0,00	14.544	14.878,26	15.320,48	15.970,56	16.735,68	17.624,04	18.648,32	19.811,23	21.117,45	22.570,77	24.176,06	25.938,66	27.864,94	29.962,66	32.239,74	34.694,92	37.336,11	40.160,50	43.177,05	
Deprecii	0,00	0,00	0,00	0,00	2.427,50	2.427,50	2.427,50	2.427,50	2.427,50	2.427,50	2.427,50	2.427,50	2.427,50	2.427,50	2.427,50	2.427,50	2.427,50	2.427,50	2.427,50	2.427,50	2.427,50	2.427,50	2.427,50	
Impozite	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Alte servicii	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
TOTAL CETH S2	0,00	0,00	0,00	0,00	756.986,77	750.108,51	756.104,35	762.227,06	768.389,81	774.601,62	780.863,64	787.171,64	793.521,64	799.911,64	806.338,64	812.800,64	819.296,64	825.824,64	832.384,64	838.974,64	845.594,64	852.244,64	858.924,64	865.634,64
Cheltuieli fixe mentenanță	0,00	0,00	0,00	0,00	79.829,11	79.889,51	79.950,11	80.011,11	80.072,11	80.133,11	80.194,11	80.255,11	80.316,11	80.377,11	80.438,11	80.499,11	80.560,11	80.621,11	80.682,11	80.743,11	80.804,11	80.865,11	80.926,11	

Situația centralizatoare a costurilor – Varianta fără proiect se regăsește în Anexa 1 la ACB.

STUDIU DE FEZABILITATE

Sursă de producere a energiei termice și electrice prin cogenerare de înaltă eficiență

Implementare proiect la sursă CETH Arad

Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.1



- principiul recuperării integrale a costurilor, corelat cu analiza suportabilității de plată a beneficiarilor finali;
- aplicarea subvențiilor de preț conform reglementărilor în vigoare;
- modalitatea stabilirii prețurilor sau tarifelor (pe piață, bilaterale, reglementate) la energia electrică produsă și livrată în Sistemul energetic național;
- încasarea bonusului de referință pentru energia electrica produsa si livrata din centralele de cogenerare de înaltă eficiență.

- Venituri din vânzarea energiei termice

Sunt veniturile rezultate din vânzarea agentului termic către consumatori si reprezintă produsul dintre energia termica facturata la consumator si prețul energiei termice aprobat prin Ordinul ANRE 85/2022 .

- Venituri din energia electrica

La calculul veniturilor din energia electrica furnizata in rețeaua naționala si pentru bonusul de cogenerare s-a ținut cont de Ordinul ANRE nr. 85 /2022

Pret CO2

Pretul pentru CO2 utilizat in cadrul previziunilor se regaseste in *Anexele 5g1-3 la ACB.*

Centralizatoarele datelor de intrari utilizate in analiza financiara, sunt prezentate pentru fiecare scenariu in parte după cum urmează:

Scenariul S1 - in Anexa 6a la ACB

Anexa 6a																					
Situație contabilizată a intrărilor - Scenariu S1																					
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Indicativul An	mil lei	mil lei	mil lei	mil lei	mil lei	mil lei	mil lei	mil lei	mil lei	mil lei	mil lei	mil lei	mil lei	mil lei	mil lei	mil lei	mil lei	mil lei	mil lei	mil lei	mil lei
Realizări din vânzări	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Venituri din vânzări	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Impozite directe	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Impozite indirecte	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Bonus cogenerare	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Credit financiar	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Subvenții de peș agricole	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Impozite constituibile	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Cost grup	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Scenariul S2 – in Anexa 6b la ACB

Anexa 6b																					
Situație contabilizată a intrărilor - Scenariu S2																					
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Indicativul An	mil lei	mil lei	mil lei	mil lei	mil lei	mil lei	mil lei	mil lei	mil lei	mil lei	mil lei	mil lei	mil lei	mil lei	mil lei	mil lei	mil lei	mil lei	mil lei	mil lei	mil lei
Realizări din vânzări	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Venituri din vânzări	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Impozite directe	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Impozite indirecte	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Bonus cogenerare	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Credit financiar	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Subvenții de peș agricole	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Impozite constituibile	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Cost grup	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Scenariul fără proiect – in Anexa 6c la ACB.

Anexa 6c																					
Situație contabilizată a intrărilor - Varianta fara proiect																					
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Indicativul An	mil lei	mil lei	mil lei	mil lei	mil lei	mil lei	mil lei	mil lei	mil lei	mil lei	mil lei	mil lei	mil lei	mil lei	mil lei	mil lei	mil lei	mil lei	mil lei	mil lei	mil lei
Realizări din vânzări	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Venituri din vânzări	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Impozite directe	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Impozite indirecte	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Bonus cogenerare	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Credit financiar	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Subvenții de peș agricole	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Impozite constituibile	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Cost grup	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

STUDIU DE FEZABILITATE

**Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență**

Implementare proiect la sursă CETH Arad

Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.1



Analiza de suportabilitate

Analiza de suportabilitate se elaborează în vederea stabilirii tarifului maxim ce poate fi suportat de populația beneficiară a serviciului de termoficare, tarif care să acopere atât costul de producere cât și valoarea investițiilor propuse a se realiza.

Veniturile populației deservite de SACET au un impact direct și semnificativ asupra gradului de suportabilitate a tarifelor pentru energia termică.

Analizând structura veniturilor la nivel național și ținând cont de aria de implementare a proiectului, s-a decis ca în cadrul proiectului, pentru populație (consumatori non-casnici) să nu se tarifeze serviciul de furnizare al energiei termice la prețul de referință, ci în limita de suportabilitate stabilită la 8,5% din venitul pe gospodărie. Consumatorii non-casnici vor plăti prețul de referință calculat prin raportare la costurile de producție și livrare. Valoarea serviciilor va fi sub costul de producție, cheltuielile fiind compensate cu bonificațiile rezultate din producerea energiei în cogenerare de înaltă eficiență.

Ponderea facturilor la energia termică din venitul pe gospodărie, este de 8,5% pentru Decila 1 și 7,19% pentru Decila 2.

Analiza de suportabilitate este prezentată în *Anexa 19 la ACB*.

Anexa 19																					
Analiza de suportabilitate																					
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Impactul proiectului pe tarife (consum. casnici)																					
Tarif (lei/MWh)	220,86	251,03	256,85	262,71	268,62	274,80	285,60	302,96	321,38	340,92	361,65	383,64	406,96	431,70	457,95	485,80	515,33	546,66	579,90	615,16	652,54
Cost total al energiei termice (prețul de referință) lei/MWh	11.243,69	11.243,69	11.472,58	13.039,29	13.921,99	12.743,60	857,13	845,87	864,25	883,11	901,45	922,28	942,65	963,54	985,00	1.007,01	1.029,62	1.052,85	1.076,71	1.101,21	1.126,38
Gradul de acoperire al costului din tarif (%)							36%	37%	39%	40%	42%	43%	45%	46%	48%	50%	52%	54%	56%	58%	
Suportabilitatea tarifelor																					
Decila 1																					
Venit mediu pe gospodărie (lei/an)	21.221,44	22.511,71	23.880,42	25.332,35	26.872,55	28.506,40	30.239,59	32.078,16	34.028,51	36.097,45	38.292,17	40.620,34	43.090,05	45.709,93	48.489,09	51.437,23	54.564,61	57.882,14	61.401,37	65.134,58	69.094,74
Consum mediu anual agent termic/gospodărie (MWh/an)	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00
Valoare max. agent termic pe gosp.	1.987,74	2.259,27	2.311,69	2.364,39	2.417,59	2.473,19	2.570,37	2.726,64	2.892,42	3.068,28	3.254,83	3.452,73	3.662,65	3.885,34	4.121,57	4.372,16	4.637,99	4.919,98	5.219,12	5.536,44	5.873,03
% max. factura energie termica din venit	9,37%	10,04%	9,68%	9,33%	9,00%	8,50%	8,50%	8,50%	8,50%	8,50%	8,50%	8,50%	8,50%	8,50%	8,50%	8,50%	8,50%	8,50%	8,50%	8,50%	8,50%
Decila 2																					
Venit mediu pe gospodărie	25.079,89	26.604,74	28.222,31	29.938,23	31.758,42	33.689,39	35.737,70	37.910,55	40.215,52	42.660,62	45.254,39	48.005,85	50.924,61	54.020,82	57.305,29	60.789,45	64.485,45	68.406,17	72.565,26	76.977,23	81.657,44
Consum max. agent termic/gospodărie	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00
Valoare max. agent termic pe gosp.	1.987,74	2.259,27	2.311,69	2.364,39	2.417,59	2.473,19	2.570,37	2.726,64	2.892,42	3.068,28	3.254,83	3.452,73	3.662,65	3.885,34	4.121,57	4.372,16	4.637,99	4.919,98	5.219,12	5.536,44	5.873,03
% max. factura energie termica din venit	7,93%	8,49%	8,19%	7,90%	7,61%	7,34%	7,19%	7,19%	7,19%	7,19%	7,19%	7,19%	7,19%	7,19%	7,19%	7,19%	7,19%	7,19%	7,19%	7,19%	7,19%

4.3 Sustenabilitatea financiara

Verificarea sustenabilității financiare a proiectului a implicat proiectarea fluxului de numerar rezultat din intrările și ieșirile monetare.

Fluxul de numerar cumulat este pozitiv pe fiecare an al perioadei de analiză în timpul și după implementarea proiectului demonstrând astfel că proiectul nu întâmpină riscul unui deficit de numerar (lichidități) care să pună în pericol realizarea sau operarea investiției. Fluxul de numerar folosit în sustenabilitate nu a fost actualizat. Intrările au inclus toate veniturile din valorificarea serviciilor furnizate, inclusiv bonificațiile rezultate din producerea energiei în cogenerare. Ieșirile au fost reprezentate de costurile investiționale, costurile de operare și mentenanță și costurile cu materiile prime.

STUDIU DE FEZABILITATE

Sursă de producere a energiei termice și electrice prin cogenerare de înaltă eficiență
 Implementare proiect la sursă CETH Arad
 Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.1



Tabelul sustenabilității financiare este prezentat în *Anexa 7 la ACB*.

Anexa 7		Analiza sustenabilității financiare																			
		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Contract An	mil lei	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Contract variabile	mil lei	0,00	0,00	0,00	271.828,45	268.209,22	273.387,21	278.588,90	284.032,07	289.455,80	294.316,30	301.155,43	307.842,81	313.081,51	319.248,00	325.431,08	331.944,40	338.485,69	345.161,25	351.966,24	358.906,62
Cost energie	mil lei	0,00	0,00	0,00	222.122,97	228.212,09	233.911,13	237.211,49	240.119,13	243.963,00	247.962,47	250.977,75	253.979,60	257.117,60	260.379,40	263.717,60	267.093,04	270.479,04	273.841,12	277.164,00	280.484,00
CCG	mil lei	0,00	0,00	0,00	38.108,80	37.812,65	38.726,11	39.215,11	39.700,14	39.779,28	39.922,21	40.077,72	40.235,92	40.397,65	40.559,76	40.722,52	40.885,96	41.049,54	41.213,90	41.378,72	41.543,60
En (el - Fu Term)	mil lei	0,00	0,00	0,00	4.905,60	4.905,60	4.905,60	4.905,60	4.905,60	4.905,60	4.905,60	4.905,60	4.905,60	4.905,60	4.905,60	4.905,60	4.905,60	4.905,60	4.905,60	4.905,60	4.905,60
Contract fix	mil lei	0,00	0,00	0,00	37.725,63	39.862,48	40.455,45	41.966,72	43.418,80	44.994,51	46.526,68	48.248,32	50.132,42	51.992,47	53.931,86	55.953,98	58.062,66	60.261,87	62.555,65	64.948,14	67.444,08
Contract de op	mil lei	0,00	0,00	0,00	37.725,63	39.862,48	40.455,45	41.966,72	43.418,80	44.994,51	46.526,68	48.248,32	50.132,42	51.992,47	53.931,86	55.953,98	58.062,66	60.261,87	62.555,65	64.948,14	67.444,08
Mano	mil lei	0,00	0,00	0,00	37.725,63	39.862,48	40.455,45	41.966,72	43.418,80	44.994,51	46.526,68	48.248,32	50.132,42	51.992,47	53.931,86	55.953,98	58.062,66	60.261,87	62.555,65	64.948,14	67.444,08
Materie	mil lei	0,00	0,00	0,00	29.806,79	31.808,94	32.799,61	34.049,73	35.394,66	36.843,03	37.871,49	39.099,63	39.709,41	41.056,48	41.979,72	43.481,43	44.699,54	46.426,24	47.826,41	49.127,17	50.257,77
Impozit la sursă	mil lei	0,00	0,00	0,00	14.545,76	14.726,78	14.726,78	15.720,48	16.228,68	16.228,68	16.228,68	16.669,82	17.051,71	17.445,45	17.844,70	18.107,17	18.477,02	19.106,66	19.446,11	19.999,68	20.455,51
Impozit	mil lei	0,00	0,00	0,00	2.292,48	2.292,48	2.292,48	2.292,48	2.292,48	2.292,48	2.292,48	2.292,48	2.292,48	2.292,48	2.292,48	2.292,48	2.292,48	2.292,48	2.292,48	2.292,48	2.292,48
Deduceri	mil lei	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Contract de investiții	mil lei	26.001,89	249.618,14	244.417,76	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
TOTAL BENZI DE NEZI BAZAR	mil lei	26.001,89	249.618,14	244.417,76	309.546,08	307.372,08	313.842,77	320.465,21	327.493,88	334.610,39	341.966,98	349.463,74	357.179,33	365.074,97	373.179,86	381.485,91	390.007,06	398.747,42	407.716,80	416.914,40	426.350,78
Venituri din	mil lei	0,00	0,00	0,00	453.197,16	488.298,39	423.953,15	442.287,28	452.417,48	462.738,80	473.294,02	484.098,74	495.134,18	506.429,45	517.982,46	529.799,11	541.888,41	554.247,42	566.891,71	579.824,46	593.052,32
Energie electrică	mil lei	0,00	0,00	0,00	453.197,16	488.298,39	423.953,15	442.287,28	452.417,48	462.738,80	473.294,02	484.098,74	495.134,18	506.429,45	517.982,46	529.799,11	541.888,41	554.247,42	566.891,71	579.824,46	593.052,32
Energie termică	mil lei	0,00	0,00	0,00	279.153,79	313.123,57	253.398,73	268.387,64	274.540,69	280.354,51	287.314,17	293.922,30	300.682,41	307.598,11	314.671,07	321.910,52	329.314,49	336.888,73	344.637,17	352.563,22	360.672,79
Impozit recuperabil	mil lei	0,00	0,00	0,00	908,210	813,614	908,210	908,210	908,210	908,210	908,210	908,210	908,210	908,210	908,210	908,210	908,210	908,210	908,210	908,210	908,210
Finanțare recuperabilă	mil lei	22.181,63	212.175,42	207.755,10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Contract garantat	mil lei	3.900,28	37.442,72	36.642,66	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Venituri de la beneficiar local	mil lei	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
TOTAL ENTRARI DE NUMERAR	mil lei	26.001,89	249.618,14	244.417,76	453.197,16	488.298,39	423.953,15	442.287,28	452.417,48	462.738,80	473.294,02	484.098,74	495.134,18	506.429,45	517.982,46	529.799,11	541.888,41	554.247,42	566.891,71	579.824,46	593.052,32
FLUX DE NUMERAR ANUAL	mil lei	0,00	0,00	0,00	143.651,08	92.986,39	110.116,28	121.861,80	124.966,68	128.127,61	131.247,64	134.626,97	137.958,85	141.355,28	144.802,40	148.313,16	151.878,35	155.500,09	159.174,92	162.909,96	166.701,63
FLUX DE NUMERAR CUMULAT (mil lei)	mil lei	26.001,89	26.001,89	26.001,89	169.652,97	262.639,36	372.749,75	494.611,64	619.578,24	747.705,86	879.952,89	1.013.679,86	1.151.638,72	1.292.994,09	1.437.796,69	1.586.109,85	1.737.988,20	1.893.488,29	2.052.663,21	2.215.573,17	2.382.274,79

STUDIUL DE FEZABILITATE

Sursă de producere a energiei termice și electrice prin cogenerare de înaltă eficiență
Implementare proiect la sursă CETH Arad
Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.1



4.4 Indicatori financiari

Principalii indicatori financiari ceruți de ghidurile de Analiza Cost Beneficiu sunt: valoarea actualizata neta financiara si Rata interna de rentabilitate financiara calculate cu si fără asistenta comunitara:

- Valoarea actualizata neta financiara a investiției înainte de asistenta comunitara (VNAF/C) si după (VNAF/K).
- Rata interna de rentabilitate financiara înainte de asistenta comunitara (RIRF/C) si după (RIRF/K).

Valorile actualizate nete (calculate la o rata de actualizare financiara de 4%) sunt prezentate in următorul tabel:

Calculul indicatorilor financiari

Modul detaliat de calcul al indicatorilor financiari este prezentat in *Anexa 8a la ACB* pentru scenariul 1 si *Anexa 8b la ACB* pentru Scenariul 2.

An	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041			
Valoarea actualizată netă financiară înainte de asistență comunitară (VNAF/C)	0,00	0,00	0,00	212.990,21	237.145,91	241.800,83	248.748,17	250.997,42	255.193,81	260.668,38	265.570,17	270.948,51	275.837,09	281.187,04	286.955,82	292.195,17	297.853,04	302.950,41	307.507,24	311.543,51	315.089,14	318.164,04		
Valoarea actualizată netă financiară după asistență comunitară (VNAF/K)	0,00	0,00	0,00	212.990,21	237.145,91	241.800,83	248.748,17	250.997,42	255.193,81	260.668,38	265.570,17	270.948,51	275.837,09	281.187,04	286.955,82	292.195,17	297.853,04	302.950,41	307.507,24	311.543,51	315.089,14	318.164,04		
Rata internă de rentabilitate financiară înainte de asistență comunitară (RIRF/C)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Rata internă de rentabilitate financiară după asistență comunitară (RIRF/K)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

si *Anexa 8b la ACB* pentru Scenariul 2.

Valorile actualizate nete (VAN) precum si ratele interne de rentabilitate financiara - cu si fără asistenta comunitara pentru scenariul selectat S2 - sunt:

STUDIU DE FEZABILITATE

Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență

Implementare proiect la sursă CETH Arad

Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.1



Anexa 24a				
E.1.2 Principalele elemente si parametri utilizati in analiza financiara				
	Principalele elemente si parametri		Valoare neactualizata	Valoare actualizata (NPV)
1	Perioada de referinta (ani)	20	fara TVA	fara TVA
2	Rata de actualizare financiara (%)	4,0%		
3	Costurile de investitie totale, fara neprevazute (lei) neactualizate		495.358.751,15	
4	Costurile de investitie totale, fara neprevazute (lei) actualizate			515.173.101,19
5	Valoarea reziduala (lei) neactualizata		0,00	
6	Valoarea reziduala (lei) actualizata			0,00
7	Venituri (lei) actualizate			5.556.869.325,01
8	Costuri operationale (lei) actualizate			4.015.277.304,41
9	Venituri nete (lei) actualizate = (7) - (8) + (6) daca (7)>(8)			1.541.592.020,60
10	Costuri de investitie minus venituri nete [Art 55 (2)] (lei, actualizate) = (4) - (9)			-1.026.418.919,41

Indicatorii financiari (lei si euro)

Anexa 26a				
Indicatori financiari				
Indicatori financiari	Inainte de asistenta comunitara		Dupa asistenta comunitara	
	1. Rată de rentabilitate financiară	20,58%	RIRF/C	104,07%
2. Valoare actualizată netă (lei)	966.480.804,48	VAN/C	1.315.955.749,23	VAN/K
3. Valoare actualizată netă (euro)	195.248.647,37	VAN/C	265.849.646,31	VAN/K
4. Raportul Cost/Beneficiu	0,72	C/B	0,69	C/B

Valoarea actualizată netă (VANF/C) a este pozitiva, ceea ce denotă faptul că proiectul nu are nevoie de cofinanțare UE pentru a deveni viabil din punct de vedere financiar.

Rata interna a rentabilității financiare a investiției a fost calculată luând în considerare costurile totale ale investiției ca o ieșire (împreună cu costurile de operare), iar veniturile ca o intrare. Ea măsoară capacitatea veniturilor din exploatare, de a susține costurile investiției. Valorile au fost determinate prin încercări succesive. Rata internă a rentabilității financiare reprezintă acea valoare a ratei de actualizare pentru care la sfârșitul perioadei de analiză, valoarea actualizată netă este egală cu zero.

Se poate observa că în urma analizei financiare VANF/C si RIRF/C prezintă valori pozitive, respectiv valoarea proiectului este pozitiva, iar rentabilitatea proiectului este peste rata de actualizare financiara . Finanțarea proiectului din fonduri publice nerambursabile va fi

STUDIU DE FEZABILITATE

**Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență**

Implementare proiect la sursă CETH Arad

Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.1



evidențiată și de către analiza economică care va susține utilitatea socială a proiectului.

Conform indicatorilor financiari rezultați, scenariul S2 este mai avantajos din punct de vedere financiar decât scenariul S1.

5 Analiza economica

5.1 Introducere, metodologie si ipoteze de lucru

Analiza economica prezentata pentru scenariile S1 și S2 este realizată ținând cont de prevederile Ghidului solicitantului privind elaborarea analizei cost-beneficiu. Analiza economică dovedește contribuția proiectului la progresul economic al regiunii si localității fiind elaborată din punctul de vedere al societății în calitate de cofinanțator al proiectului.

Indicatorii economici de performanță pozitivi justifică intervenția fondurilor publice în susținerea proiectului.

Conceptul cheie al analizei economice constă în cuantificarea beneficiilor și costurilor proiectului astfel încât acestea sa reflecte costul oportunității lor sociale. Aceasta cuantificare se realizează in trei pași, pornind de la datele analizei financiare:

- Conversia preturilor de piața in preturi contabile;
- Monetizarea externalizărilor;
- Includerea efectelor indirecte.

Rata de actualizare utilizată în analiza economică (rata socială de actualizare) luata in considerare este de 5,0% (pentru țările de coeziune, România fiind o țară de coeziune).

În continuare sunt reluate și actualizate ipotezele utilizate în cadrul analizei financiare, completate și detaliate unde este cazul.

5.2 Costurile si beneficiile economice ale proiectului

Conversia preturilor

In analiza financiară elaborată din punct de vedere al beneficiarului, anumite elemente provin de pe o piață imperfectă. Astfel, în legătură cu ieșirile: reprezentând cheltuielile cu personalul, cheltuielile cu materiile prime și respectiv cheltuielile de operare și mentenanță acestea nu reflectă costul oportunității sociale.

In cazul cheltuielilor cu personalul, operațiunile pure de transfer către indivizi cum ar fi: contribuțiile de asigurări sociale, contribuțiile de asigurări pentru șomaj și contribuțiile de asigurări sociale de sănătate au fost omise;

Tot în această etapă, având în vedere faptul că prețurile se formează pe o piața locală (nerelevantă), acestea vor fi convertite cu ajutorul factorilor standard de conversie (SCF). Factorii de conversie, multiplicați cu prețurile de piața, generează valori în prețuri umbră. Această corecție este necesară,

STUDIU DE FEZABILITATE

Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență

Implementare proiect la sursă CETH Arad

Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.1



Întrucât prețurile de piață nu reflectă întotdeauna costul de oportunitate al unui bun/serviciu. Factorii de conversie structurali sunt folosiți în cazul elementelor tranzacționabile minore (care au o pondere redusă în total) cum ar fi electricitatea, produse și materiale locale, iar factorii de conversie specifici sunt folosiți pentru elemente majore cu o pondere semnificativă în total.

Factorul de conversie pentru forța de muncă :

Forța de muncă calificată a fost considerată ca nefiind distorsionată, deci factorul de conversie este 1.

Pentru forța de muncă necalificată, având în vedere că forța de muncă necalificată este achiziționată de pe piața locală afectată de șomaj, costul cererii de muncă a fost determinat ca produs între costul financiar al salariilor plătite și SWRF („shadow wage rate factor”), unde $SWRF = (1-u) \cdot (1-t)$; u – rata regională a șomajului și t – rata asigurărilor sociale incluse în costul forței de muncă. S-a stabilit că factorul de corecție pentru forța de muncă este de 0,88. Acesta a fost aplicat la numărul de angajați prevăzuți în proiect.

Astfel, în această etapă s-au efectuat următoarele corecții anuale :

Costuri variabile :

- materii prime (biomasa) : 0,85

- CO₂: 1,05

Costuri var., diverse: 0,95

Costuri fixe

- Cheltuieli de op. Ment. 1,00

- Salarii : 0,88

- Costuri fixe diverse 1,02

- Costuri de investiție 1,00

Factorul de conversie pentru cheltuielile salariale (0,88): Forța de muncă calificată a fost considerată ca nefiind distorsionată, deci factorul de conversie este 1. Pentru forța de muncă necalificată, având în vedere că forța de muncă necalificată este achiziționată de pe piața locală afectată de șomaj, s-a stabilit un factor de conversie de 0,88 ca recomandare și Ghidului privind Analiza Cost Beneficiu a proiectelor de investiții, întocmit de Comisia Europeană pentru perioada 2014 – 2020. S-a stabilit că factorul de corecție pentru forța de muncă este de 0,88. Acesta a fost aplicat la numărul de angajați prevăzuți în proiect.

Factorul de conversie pentru materii prime (biomasa) a fost stabilit la 0,85, deoarece acesta va fi parțial achiziționat de pe piața locală.

Factorul de conversie pentru CO₂ (1,05): conversia de la prețurile financiare la prețurile economice s-a

STUDIU DE FEZABILITATE
Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență
Implementare proiect la sursă CETH Arad
Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.1



facut printr-un factor de conversie standard. SCF a fost calculat pe baza diferențelor medii între prețurile interne și internaționale.

Costuri variabile, diverse (0,95): s-a calculat un factor de conversie standard de 0,95, deoarece aceste costuri vor fi platite pe piata locala.

Cheltuielile de operare si mentenanta (1,00): au fost evaluate pe baza preturilor mondiale. Nu este necesară o conversie specifică, deoarece se presupune că prețurile de pe piață reflectă prețurile economice Costuri fixe (1,02): SCF a fost calculat pe baza diferențelor medii între prețurile interne și internaționale.

Factorul de conversie pentru costuri de investitie (1,00): această categorie cuprinde toate bunurile și serviciile incluse în costul proiectului, care pot fi evaluate pe baza prețurilor mondiale. Într-o economie deschisă, cu proceduri internaționale pentru achiziția de echipamente, materiale și servicii, această categorie cuprinde, toate costurile proiectului. Nu este necesară o conversie specifică, deoarece se presupune că prețurile de pe piață reflectă prețurile economice.

Veniturile din operare (energie si bonusuri) au un factor de conversie de 1,023 calculat ca diferența între prețul pieței interne si celei internationale.

Situatia cheltuielilor dupa conversia preturilor este prezentata in *Anexa 9a la ACB* pentru scenariul S1

Anexa 9a		Situatia cheltuielilor dupa conversia preturilor in analiza economica - Scenariu S1																				
Costuri	Coefficient de conversie	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Costuri variabile	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	199.143,18	199.768,18	203.900,43	207.301,83	211.313,89	215.406,77	219.580,78	223.836,23	228.180,72	232.607,31	237.127,21	241.733,53	246.433,85	251.228,55	256.121,61	261.109,77	266.197,04
mat. prime	0,85	0,00	0,00	0,00	0,00	155.975,10	155.871,00	158.859,59	161.902,44	165.140,78	168.444,47	171.813,50	175.247,88	178.754,87	182.327,21	185.975,79	189.693,34	193.487,14	197.357,17	201.307,07	205.333,22	209.439,23
CO2	1,05	0,00	0,00	0,00	0,00	36.454,54	37.183,63	37.927,30	38.685,85	39.459,56	40.248,76	41.053,73	41.874,80	42.712,30	43.566,55	44.437,88	45.326,64	46.233,17	47.157,83	48.100,99	49.063,01	50.044,27
Eneal+ En.Term.	0,95	0,00	0,00	0,00	0,00	6.713,55	6.713,55	6.713,55	6.713,55	6.713,55	6.713,55	6.713,55	6.713,55	6.713,55	6.713,55	6.713,55	6.713,55	6.713,55	6.713,55	6.713,55	6.713,55	6.713,55
Costuri fixe	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	32.926,83	34.095,80	35.313,70	36.582,73	37.905,17	39.282,42	40.719,97	42.217,44	43.774,58	45.389,24	47.062,44	48.793,39	50.583,19	52.432,94	54.352,55	56.342,97	58.403,19
Cheltuieli de op.	1,02	0,00	0,00	0,00	0,00	14.546,81	14.833,53	15.126,85	15.426,91	15.733,87	16.047,89	16.369,14	16.697,77	17.033,96	17.377,89	17.729,72	18.089,65	18.457,85	18.834,53	19.219,87	19.614,07	20.017,33
Ment. Fara salarii	0,88	0,00	0,00	0,00	0,00	18.380,02	19.262,27	20.186,85	21.155,82	22.171,30	23.235,53	24.350,83	25.519,67	26.744,61	28.028,36	29.373,72	30.783,66	32.261,27	33.809,81	35.432,68	37.133,45	38.915,86
TOTAL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	232.070,02	233.863,97	238.814,13	243.884,56	249.219,06	254.690,18	260.300,74	266.053,67	271.959,30	278.013,55	284.230,65	290.606,83	297.152,98	303.872,29	310.774,16	317.857,29	325.130,21
CHELTUIELI	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	232.070,02	233.863,97	238.814,13	243.884,56	249.219,06	254.690,18	260.300,74	266.053,67	271.959,30	278.013,55	284.230,65	290.606,83	297.152,98	303.872,29	310.774,16	317.857,29	325.130,21

si *Anexa 9b la ACB* pentru scenariul S2.

Anexa 9b		Situatia cheltuielilor dupa conversia preturilor in analiza economica - Scenariu S2																				
Costuri (mii lei)	Coefficient de conversie	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Costuri	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	208.272,91	205.650,30	209.549,17	213.520,19	217.712,58	221.989,43	226.351,05	230.797,75	235.337,53	239.963,03	244.686,12	249.499,44	254.411,03	259.421,23	264.534,26	269.746,62	275.062,53
mat. prime	0,85	0,00	0,00	0,00	0,00	168.458,33	165.117,77	168.284,32	171.508,37	174.938,83	178.438,55	182.007,47	185.645,62	189.360,69	193.144,58	197.010,03	200.948,14	204.967,04	209.066,69	213.250,95	217.515,97	221.865,60
CO2	1,05	0,00	0,00	0,00	0,00	35.898,32	36.616,29	37.348,61	38.095,59	38.857,50	39.634,65	40.427,34	41.235,89	42.060,60	42.901,82	43.759,85	44.635,05	45.527,75	46.438,31	47.367,07	48.314,41	49.280,70
Eneal+ En.Term.	0,95	0,00	0,00	0,00	0,00	3.916,24	3.916,24	3.916,24	3.916,24	3.916,24	3.916,24	3.916,24	3.916,24	3.916,24	3.916,24	3.916,24	3.916,24	3.916,24	3.916,24	3.916,24	3.916,24	3.916,24
Costuri fixe	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	32.813,66	33.982,42	35.200,52	36.469,55	37.791,99	39.170,24	40.606,79	42.104,26	43.665,40	45.293,07	46.990,26	48.760,13	50.605,95	52.531,16	54.539,37	56.634,34	58.820,01
Cheltuieli de op.	1,02	0,00	0,00	0,00	0,00	14.433,63	14.720,35	15.013,67	15.313,73	15.620,69	15.934,71	16.255,96	16.584,59	16.920,78	17.264,71	17.616,54	17.976,47	18.344,68	18.721,35	19.106,69	19.500,89	19.904,16
Ment. Fara salarii	0,88	0,00	0,00	0,00	0,00	18.380,02	19.262,27	20.186,85	21.155,82	22.171,30	23.235,53	24.350,83	25.519,67	26.744,61	28.028,36	29.373,72	30.783,66	32.261,27	33.809,81	35.432,68	37.133,45	38.915,86
TOTAL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	241.086,56	239.632,92	244.749,69	249.989,75	255.504,58	261.159,67	266.957,84	272.902,01	279.002,93	285.256,10	291.676,38	298.259,57	305.016,98	311.952,40	319.073,63	326.380,96	333.882,55
CHELTUIELI	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	241.086,56	239.632,92	244.749,69	249.989,75	255.504,58	261.159,67	266.957,84	272.902,01	279.002,93	285.256,10	291.676,38	298.259,57	305.016,98	311.952,40	319.073,63	326.380,96	333.882,55

Situatia veniturilor dupa conversia preturilor este prezentata in *Anexa 10a la ACB* pentru scenariul S1

Anexa 10a		Situatia veniturilor dupa conversia preturilor in analiza economica - Scenariu S1																				
Venituri (mii lei)	de conversie	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Venit	1,023	0,00	0,00	0,00	0,00	319.472,73	342.415,15	367.693,75	378.484,61	387.110,03	395.950,49	404.983,48	414.227,61	423.672,58	433.338,20	443.224,39	453.336,19	463.678,75	474.257,34	485.077,55	496.144,28	507.463,77
Bes. Com.	1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Venit total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	319.472,73	342.415,15	367.693,75	378.484,61	387.110,03	395.950,49	404.983,48	414.227,61	423.672,58	433.338,20	443.224,39	453.336,19	463.678,75	474.257,34	485.077,55	496.144,28	507.463,77

si *Anexa 10b la ACB* pentru scenariul S2.

Anexa 10b		Situatia veniturilor dupa conversia preturilor in analiza economica - Scenariu S2																				
Venituri (mii lei)	de conversie	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Venit	1,023	0,00	0,00	0,00	0,00	418.024,47	371.489,13	392.316,21	408.666,60	417.980,76	427.507,28	437.251,00	447.216,86	457.409,93	467.835,41	478.498,58	489.404,87	500.559,82	511.969,10	523.638,52	535.574,01	547.781,63
Bes. Com.	1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Venit total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	418.024,47	371.489,13	392.316,21	408.666,60	417.980,76	427.507,28	437.251,00	447.216,86	457.409,93	467.835,41	478.498,58	489.404,87	500.559,82	511.969,10	523.638,52	535.574,01	547.781,63

Monetizarea externalităților

Externalitățile reprezintă costuri sau beneficii sociale care se manifestă în afara sferei proiectului și

influențează bunăstarea terțelor părți fără a avea o compensare monetară. În consecință, ele nu sunt surprinse în mecanismele de piață și nu sunt monetizate, de vreme ce efectele lor se transmit prin intermediul variabilelor reale care influențează bunăstarea indivizilor și nu prin mecanisme de preț. Aceste efecte trebuie cuantificate și evaluate sub o formă monetară pentru a fi incluse ca un element de intrare sau ieșire.

Efectele externe generate de un proiect pot fi ușor identificate, însă sunt adeseori dificil de cuantificat. După cuantificarea în termeni fizici, o valoare monetară trebuie atribuită beneficiului cantitativ, însă această operație solicită aproximări și recurgerea la practici consolidate la nivel internațional.

Din cadrul externalităților pozitive identificate de implementarea prezentului proiect prezentăm în continuare beneficiile socio-economice care vor viza :

- creșterea nivelului de trai, prin creșterea confortului termic;
- implicarea activă a mediului de afaceri local, regional precum și a autorităților locale în procesul de valorificare a resurselor regenerabile de energie;
- protecția mediului prin reducerea emisiilor poluante și combaterea schimbărilor climatice;
- reducerea emisiilor de SO₂, NO_x cu impact asupra sănătății locuitorilor, recoltelor, încălzirii globale.

În vederea monetizării externalităților s-a utilizat studiul finanțat de Comisia Europeană și intitulat “Externalities of Energy: Extension of accounting framework and Policy Applications” Methodology 2005 Update.

În lume, peste un miliard de oameni inspiră aer poluat, cei mai afectați de poluare fiind copiii și bătrânii. În acest sens controlarea poluării industriale este o problemă majoră la nivel național, care se cere rezolvată în cel mai scurt timp.

Ca și impact social major al acestui proiect s-a considerat influența poluării asupra sănătății locuitorilor din perimetrul proiectului.

Principalele boli cauzate de poluarea aerului cu acești agenți sunt bolile cardio-respiratorii. S-a considerat ca un procent de 3,5% din populație se îmbolnăvește din cauza poluării aerului.

Fără implementarea acestei investiții prin care se folosesc surse regenerabile nepoluante pentru obținerea agentului de încălzire, numărul de îmbolnăviri în urma continuării emisiilor poluante va crește cu 10% în fiecare an.

Prin implementarea proiectului care duce la reducerea emisiilor poluante se va evita creșterea numărului de îmbolnăviri cu afecțiuni cardio vasculare și chiar va scădea cu 10% în fiecare an, deci un impact pozitiv asupra sănătății locuitorilor.

Costurile medicale evitate au fost determinate ca produs între numărul îmbolnăvirilor evitate cu o medie

STUDIU DE FEZABILITATE
Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență
Implementare proiect la sursă CETH Arad
Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.1



de 440 lei/luna pentru 12 luni/an.

Cheltuielile din producție evitate reprezintă timpul de munca al populației active economisit datorita scăderii numărului de îmbolnăviri și s-a calculat ca și produs între numărul îmbolnăvirilor evitate cu un salariu mediu lunar de 2.000 lei/luna.

S-au luat în considerare beneficiile din reducerea emisiilor de CO2 conform precizărilor din Ghidul privind Analiza Cost Beneficiu a proiectelor de investiții, întocmit de Comisia Europeană pentru perioada 2014 – 2020, secțiunea 2.8.8. S-a luat în considerare un preț de 25 euro/tona CO2 în 2010 (33 euro/t în anul 2018) care crește până la 45 euro/tona în anul 2030.

Externalitățile identificate au fost introduse în analiza economică prin aplicarea metodei incrementale fiind calculate costuri (beneficii economice) numai pentru diferența dintre scenariul cu proiect și scenariul fără proiect.

Previzionarea monetizării externalităților este prezentată în *Anexa 11a ACB* pentru scenariul S1

Anexa 11a		Previzionare externalitati Scenariul S1																				
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	
Externalitati																						
Nr. boln. cardio-resp.SR	225	248	272	300	330	363	399	439	483	531	584	642	707	777	855	941	1.035	1.138	1.252	1.377	1.515	
Nr. boln. cardio-resp.S1	225	248	272	300	330	363	399	439	483	531	584	642	707	777	855	941	1.035	1.138	1.252	1.377	1.515	
Nr. imbo. Evitate	0	0	0	54	109	164	220	278	338	401	467	537	612	692	778	871	972	1.082	1.202	1.332	1.474	
Costuri medicale (mii lei/an)	0,00	0,00	0,00	293,55	587,09	883,57	1.185,92	1.497,11	1.820,16	2.158,18	2.514,39	2.892,20	3.295,14	3.727,01	4.191,83	4.693,91	5.237,92	5.828,87	6.472,19	7.173,81	7.940,14	
Nr. imbo. Evitate pop.activa	0,00	0,00	0,00	27,25	54,50	82,05	110,08	138,97	168,95	200,33	233,40	268,46	305,87	345,95	389,10	435,71	486,20	541,06	600,77	665,90	737,03	
Chelt. prezenti prod (mii)	0,00	0,00	0,00	29,73	59,45	89,17	120,09	151,60	184,31	218,54	254,61	292,87	333,67	377,41	424,47	475,32	530,40	590,24	655,39	726,44	804,04	
Reducerea emisiilor de CO2	0,00	0,00	0,00	8.713,56	8.450,73	8.652,66	8.853,75	9.075,09	9.296,44	9.517,78	9.739,12	9.960,47	10.181,81	10.403,16	10.624,50	10.845,84	11.067,19	11.288,53	11.509,87	11.731,22		
TOTAL COSTURI (BENEFICI) ECONOMICE EXTERNALITATI	0,00	0,00	0,00	0,00	9.360,10	9.423,77	9.958,67	10.502,46	11.079,56	11.673,15	12.286,79	12.924,19	13.589,28	14.286,22	15.019,46	15.793,73	16.614,17	17.486,30	18.416,11	19.410,12	20.475,40	

și *Anexa 11b la ACB* pentru scenariul S2.

Anexa 11b		Previzionare externalitati Scenariul S2																			
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Externalitati																					
Nr. boln. cardio-resp.SR	225	248	272	300	330	363	399	439	483	531	584	642	707	777	855	941	1.035	1.138	1.252	1.377	1.515
Nr. boln. cardio-resp.S2	225	248	272	245	221	199	179	161	145	130	117	106	95	86	77	69	62	56	50	45	41
Nr. imbo. Evitate	0	0	0	54	109	164	220	278	338	401	467	537	612	692	778	871	972	1.082	1.202	1.332	1.474
Costuri medicale (mii lei/an)	0,00	0,00	0,00	293,55	587,09	883,57	1.185,92	1.497,11	1.820,16	2.158,18	2.514,39	2.892,20	3.295,14	3.727,01	4.191,83	4.693,91	5.237,92	5.828,87	6.472,19	7.173,81	7.940,14
Nr. imbo. Evitate pop.activa	0,00	0,00	0,00	27,25	54,50	82,05	110,08	138,97	168,95	200,33	233,40	268,46	305,87	345,95	389,10	435,71	486,20	541,06	600,77	665,90	737,03
Chelt. prezenti prod (mii)	0,00	0,00	0,00	29,73	59,45	89,17	120,09	151,60	184,31	218,54	254,61	292,87	333,67	377,41	424,47	475,32	530,40	590,24	655,39	726,44	804,04
Reducerea emisiilor de CO2	0,00	0,00	0,00	10.459,16	10.094,41	10.094,41	10.511,44	10.855,73	11.100,02	11.364,30	11.628,59	11.892,87	12.157,16	12.421,45	12.685,73	12.950,02	13.214,31	13.478,59	13.742,88	14.007,17	
TOTAL COSTURI (BENEFICI) ECONOMICE EXTERNALITATI	0,00	0,00	0,00	323,27	11.105,70	11.067,45	11.639,48	12.220,16	12.840,20	13.476,73	14.133,31	14.813,65	15.521,69	16.261,57	17.037,75	17.854,96	18.718,34	19.633,42	20.606,17	21.643,12	22.751,34

Beneficiile economice ale proiectului și modul de calcul al acestora sunt prezentate în *Anexa 12a la ACB* pentru scenariul S1

Anexa 12a		Beneficii economice Scenariul S1																			
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Beneficii (mii lei)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
Beneficii conversive venituri	0,00	0,00	0,00	0,00	319.472,73	342.415,15	362.693,75	378.484,61	387.119,03	395.950,49	404.983,48	414.222,61	423.672,58	433.338,20	443.224,39	453.336,19	463.678,75	474.257,34	485.077,35	496.144,28	507.463,77
Beneficii externalitati	0,00	0,00	0,00	0,00	9.360,10	9.423,77	9.958,67	10.502,46	11.079,56	11.673,15	12.286,79	12.924,19	13.589,28	14.286,22	15.019,46	15.793,73	16.614,17	17.486,30	18.416,11	19.410,12	20.475,40
TOTAL BENEFICI ECONOMICI	0,00	0,00	0,00	0,00	328.832,83	351.838,92	372.652,42	388.987,07	398.198,59	407.623,64	417.270,27	427.146,80	437.261,86	447.624,42	458.243,85	469.129,92	480.292,92	491.743,64	503.493,46	515.554,39	527.939,17

și *Anexa 12b la ACB* pentru scenariul S2.

Anexa 12b		Beneficii economice Scenariul S2																			
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Beneficii (mii lei)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
Beneficii conversive venituri	0,00	0,00	0,00	0,00	418.024,47	371.489,13	392.316,21	408.666,60	417.980,76	427.507,28	437.251,00	447.216,86	457.409,93	467.835,41	478.498,58	489.404,87	500.559,82	511.969,10	523.638,52	535.574,01	547.781,63
Beneficii externalitati	0,00	0,00	0,00	323,27	11.105,70	11.067,45	11.639,48	12.220,16	12.840,20	13.476,73	14.133,31	14.813,65	15.521,69	16.261,57	17.037,75	17.854,96	18.718,34	19.633,42	20.606,17	21.643,12	22.751,34
TOTAL BENEFICI ECONOMICI	0,00	0,00	0,00	323,27	429.130,17	382.556,38	403.955,69	420.886,75	430.820,96	440.984,01	451.384,31	462.030,51	472.931,62	484.096,98	495.536,32	507.259,83	519.278,16	531.602,52	544.244,69	557.217,13	570.532,97

STUDIU DE FEZABILITATE
Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență
Implementare proiect la sursă CETH Arad
Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.1



5.3 Indicatorii economici ai proiectului. Concluzii

Analiza indicatorilor economici de rezultat ai prezentului proiect s-a realizat pornind de la ipotezele de lucru și metodologia descrise mai sus. Calculul indicatorilor de rentabilitate economică s-a realizat pe baza costurilor și beneficiilor incrementale.

Indicatorii economici cu datele care au stat la baza calculării acestora sunt prezentați în tabelele din *Anexa 13a la ACB* pentru scenariul S1

Indicator	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	
Rata de actualizare (%)	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	
Coefficient de actualizare	1,0000	0,9524	0,9070	0,8638	0,8227	0,7835	0,7462	0,7107	0,6768	0,6446	0,6139	0,5847	0,5568	0,5303	0,5051	0,4810	0,4581	0,4363	0,4155	0,3957		
Costuri investitii (mii lei)	0,00	27.391,04	263.953,96	257.475,76	0,00	0,00	38.841,74	39.374,48	40.943,14	42.567,11	44.248,03	45.987,59	47.788,99	49.652,68	51.582,70	53.579,68	55.647,12	57.787,33	60.003,61	62.296,16	-41.556,37	
Costuri de operare oc. S2	0,00	0,00	0,00	0,00	232.070,02	233.863,97	235.814,23	237.944,54	240.210,04	242.660,13	245.300,74	248.053,67	250.929,20	253.931,55	257.063,65	260.336,83	263.752,68	267.312,98	271.019,39	274.874,14	278.877,29	
Costuri totale (costuri)	0,00	27.391,04	263.953,96	257.475,76	232.070,02	233.863,97	235.814,23	237.944,54	240.210,04	242.660,13	245.300,74	248.053,67	250.929,20	253.931,55	257.063,65	260.336,83	263.752,68	267.312,98	271.019,39	274.874,14	278.877,29	
Costuri totale actualizate	0,00	27.391,04	250.432,35	233.538,10	200.470,81	192.400,47	216.923,82	211.372,26	206.212,86	201.195,44	196.314,85	191.566,27	186.950,20	182.456,82	178.088,99	173.837,58	169.702,88	165.680,67	161.768,85	157.961,61	112.219,81	
Venituri economice S1	0,00	0,00	0,00	0,00	228.822,82	251.838,92	272.622,42	288.987,27	306.198,59	324.723,64	343.957,14	363.397,27	383.543,86	403.897,62	424.960,28	446.233,85	468.218,62	490.524,92	513.663,44	537.146,64	561.584,39	57.759,17
Venituri economice	0,00	0,00	0,00	0,00	284.258,14	289.458,75	291.984,92	290.268,14	282.925,31	275.395,73	268.976,14	262.317,08	255.827,95	249.754,03	244.016,50	238.942,39	234.092,11	229.357,41	224.731,43	219.272,51	214.037,40	208.921,40
Net incremental	0,00	-27.391,04	-263.953,96	-257.475,76	96.762,81	117.974,95	95.706,55	105.738,03	108.036,39	110.366,35	112.721,59	115.105,54	117.513,57	119.958,19	122.430,49	124.934,41	127.492,82	130.083,52	132.716,29	135.400,94	244.365,31	
Flux de numerar actualizat	0,00	-27.391,04	-250.432,35	-233.538,10	83.587,25	97.808,29	75.859,10	78.895,88	76.779,45	74.700,29	72.661,29	70.664,81	68.707,75	66.797,21	64.927,50	63.104,91	61.326,23	59.592,76	57.903,48	56.261,89	96.703,63	
Flux de numerar ajutat	0,00	-4.108,66	-37.564,85	-35.030,72	83.587,25	97.808,29	75.859,10	78.895,88	76.779,45	74.700,29	72.661,29	70.664,81	68.707,75	66.797,21	64.927,50	63.104,91	61.326,23	59.592,76	57.903,48	56.261,89		
Ajutorul comunitar	23.282,38	212.867,49	198.507,39	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Flux de numerar cu ajutor	0,00	-4.108,66	-37.564,85	-35.030,72	96.762,81	117.974,95	95.706,55	105.738,03	108.036,39	110.366,35	112.721,59	115.105,54	117.513,57	119.958,19	122.430,49	124.934,41	127.492,82	130.083,52	132.716,29	135.400,94	244.365,31	
Indicadori maine de asistenta comunitara																						
VANE/C (mii lei)																					167.088,13	
RIRE/C																					0,63	
Indicadori dupa asistenta comunitara																						
VANE/K (mii lei)																					1.841.295,88	
RIRF/K																					83,24%	
C/B																					0,59	

și *Anexa 13b la ACB* pentru scenariul S2.

Indicator	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	
Rata de actualizare (%)	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	
Coefficient de actualizare	1,0000	0,9524	0,9070	0,8638	0,8227	0,7835	0,7462	0,7107	0,6768	0,6446	0,6139	0,5847	0,5568	0,5303	0,5051	0,4810	0,4581	0,4363	0,4155	0,3957	0,3769	
Costuri investitii (mii lei)	0,00	27.391,04	263.953,96	257.475,76	0,00	0,00	38.841,74	39.374,48	40.943,14	42.567,11	44.248,03	45.987,59	47.788,99	49.652,68	51.582,70	53.579,68	55.647,12	57.787,33	60.003,61	62.296,16	-41.556,37	
Costuri de operare oc. S2	0,00	0,00	0,00	0,00	249,62	244,42	241.086,56	239.632,92	244.749,69	249.989,75	255.504,58	261.159,67	266.957,84	272.902,01	279.002,93	285.256,10	291.676,38	298.259,57	305.016,98	311.952,40	319.073,63	326.380,96
Costuri totale (costuri)	0,00	27.391,04	263.953,96	257.475,76	249,62	244,42	241.086,56	239.632,92	244.749,69	249.989,75	255.504,58	261.159,67	266.957,84	272.902,01	279.002,93	285.256,10	291.676,38	298.259,57	305.016,98	311.952,40	319.073,63	326.380,96
Costuri totale actualizate	0,00	27.391,04	249,62	244,42	241.086,56	239.632,92	244.749,69	249.989,75	255.504,58	261.159,67	266.957,84	272.902,01	279.002,93	285.256,10	291.676,38	298.259,57	305.016,98	311.952,40	319.073,63	326.380,96	333.882,55	
Venituri economice S2	0,00	0,00	0,00	0,00	429.130,17	382.558,58	403.955,69	420.886,75	430.820,96	440.984,01	451.384,31	462.030,51	472.912,62	484.096,98	495.536,32	507.259,83	519.178,16	531.402,52	543.944,69	557.217,13	570.572,97	
Venituri economice	0,00	0,00	0,00	0,00	353.046,45	299.743,09	301.437,96	299.116,36	291.596,59	284.262,23	277.110,81	270.139,67	263.346,02	256.726,96	250.279,52	244.000,65	237.887,31	231.936,42	226.144,91	220.509,74	215.027,88	
Net incremental	0,00	-27.391,04	-249,62	-244,42	188.043,61	142.923,67	159.206,00	170.897,01	175.316,39	179.824,34	184.426,47	189.138,50	193.928,60	198.840,88	203.859,94	209.000,26	214.261,18	219.650,12	225.171,06	230.836,17	236.650,42	
Flux de numerar actualizat	0,00	-27.391,04	-249,62	-244,42	188.043,61	142.923,67	159.206,00	170.897,01	175.316,39	179.824,34	184.426,47	189.138,50	193.928,60	198.840,88	203.859,94	209.000,26	214.261,18	219.650,12	225.171,06	230.836,17	236.650,42	
Ajutorul comunitar	22,10	166,09	207,76	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Ajutorul comunitar	22,10	166,09	207,76	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Flux de numerar cu ajutor	0,00	-3,90	-143,53	-36,66	188.043,61	142.923,67	159.206,00	170.897,01	175.316,39	179.824,34	184.426,47	189.138,50	193.928,60	198.840,88	203.859,94	209.000,26	214.261,18	219.650,12	225.171,06	230.836,17	236.650,42	
Flux de numerar cu ajutor	0,00	-3,91	-130,19	-31,67	154.703,94	111.984,43	118.801,97	121.453,31	118.661,03	115.916,38	113.221,85	110.579,52	107.986,75	105.449,57	102.963,12	100.532,70	98.155,52	95.832,62	93.563,23	91.349,71	89.191,06	
Indicadori maine de asistenta comunitara																						
VANE/C (mii lei)																					1.761.794,66	
RIRE/C																					1577,77%	
Indicadori dupa asistenta comunitara																						
VANE/K (mii lei)																					1.762.077,27	
RIRF/K																					266,37%	
C/B																					0,59	

Proiectul arata indicatorii economici satisfactorii cu beneficii economice care depasesc semnificativ costurile economice. Așa cum se vede și din indicatorii rezultați, scenariul S2 este mai avantajos economic decât scenariul S1.

Indicatorii economici :

Indicatorii economici	Inainte de asistenta comunitara		Dupa asistenta comunitara	
1. Rată de rentabilitate economică	1577,77%	RIRE/C	88,70%	RIRE/K
2. Valoare actualizată netă (lei)	1.761.794.659,27	VANE/C	1.762.077.269,27	VANE/K

STUDIU DE FEZABILITATE
Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență
Implementare proiect la sursă CETH Arad
Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.1



3. Valoare actualizată netă (euro)	355.918.112,98	VANE/C	355.975.205,91	VANE/K
4. Raportul Cost/Beneficiu	0,59	C/B	0,66	C/B

6 Analiza riscului si a senzitivității

Conform articolului 40 (e) din Regulamentul 1083/2006 si Ghidului pentru Analiza Cost-Beneficiu, este necesara realizarea unei analize a riscului si senzitivi tații pentru toate proiectele majore, in vederea evaluării modificării principalilor parametri economici si financiari referitori la fiabilitatea proiectului si, pe de alta parte, a nesiguranței in ceea ce privește implementarea proiectelor de investiții.

In ceea ce privește proiectele ne-majore, se recomanda o analiza a senzitivi tații in forma cantitativa si analiza riscului cel puțin in forma calitativa.

6.1 Analiza de senzitivitate

Obiectivul analizei de senzitivitate este identificarea variabilelor cheie si a impactului potential al acestora in ceea ce priveste modificarea indicatorilor financiari si economici.

In general, analiza de senzitivitate ia in considerare efectele variatiei parametrilor cheie asupra „rezultatelor financiare”, precum si a „rezultatelor economice”.

Scopul analizei de senzitivitate este de a determina variabilele sau parametrii critici ai modelului, ale caror variatii, in sens pozitiv sau negativ, comparativ cu valorile folosite pentru cazul optimal, conduc la cele mai semnificative variatii asupra principalilor indicatori ai rentabilitatii; cu alte cuvinte, influenteaza in cea mai mare masura acesti indicatori.

Criteriul de distingere a acestor variabile cheie variaza conform specificului proiectului analizat si trebuie determinat cu mare acuratete.

Variabilele cele mai importante considerate in analiza de senzitivitate a indicatorilor financiari sunt urmatoarele:

- Investitiile (costurile de investitii)
- Costurile de operare si intretinere;
- Veniturile din energie si operare;
- Costurile cu materiile prime.

Valorile specifice ale celor doi indicatori financiari - Valoarea Actualizata Neta Financiara si Rata Interna de Rentabilitate Financiara - sunt prezentate pentru modificarile fiecarui factor de influenta cu $\pm 1\%$, $\pm 5\%$ si $\pm 10\%$. Rezultatele analizei sunt prezentate in urmatoarele tabele:

Valoarea Actualizata Neta Financiara pentru modificările procentuale specificate ale factorilor de influenta analizați

Analiza senzitivitatii							
Anexa 14							
Anexa 14a							
VANF/K	-10%	-5%	-1%	0%	1%	5%	10%
Costuri de investitii	1.348.493.096	1.345.081.502	1.342.352.227	1.315.955.749	1.337.121.117	1.318.925.950	1.296.181.992
Costuri de operare si intretinere	1.392.977.491	1.367.323.700	1.346.800.666	1.315.955.749	1.336.539.150	1.316.016.117	1.290.362.325
Venituri din energie + operare	833.612.045	1.087.640.977	1.290.864.122	1.315.955.749	1.392.475.694	1.595.698.840	1.849.727.771
Costuri cu materiile prime	1.611.245.277	1.476.457.592	1.368.627.445	1.315.955.749	1.314.712.371	1.206.882.224	1.072.094.540
Anexa 14b							
VANF/C	-10%	-5%	-1%	0%	1%	5%	10%
Costuri de investitii	1.000.510.540	977.766.583	959.571.416	966.480.804	950.473.833	932.278.667	909.534.709
Costuri de operare si intretinere	1.006.330.207	980.676.416	960.153.383	966.480.804	949.891.867	929.368.833	903.715.042
Venituri din energie + operare	446.964.762	700.993.693	904.216.839	966.480.804	1.005.828.411	1.209.051.556	1.463.080.488
Costuri cu materiile prime	1.224.597.993	1.089.810.309	981.980.162	966.480.804	928.065.088	820.234.941	685.447.256
Anexa 14c							
VANE/C	-10%	-5%	-1%	0%	1%	5%	10%
Costuri de investitii	1.761.838.689	1.761.816.674	1.761.799.062	1.761.794.659	1.761.790.256	1.761.772.644	1.761.750.630
Costuri de operare si intretinere	1.801.323.247	1.781.558.953	1.765.747.518	1.761.794.659	1.757.841.801	1.742.030.366	1.722.266.072
Venituri din energie + operare	1.345.383.045	1.553.721.830	1.720.392.858	1.761.794.659	1.803.728.372	1.970.399.400	2.178.738.184
Costuri cu materiile prime	1.934.803.533	1.848.299.096	1.779.095.547	1.761.794.659	1.744.493.772	1.675.290.223	1.588.785.786
Anexa 14d							
RIRF/K	-10%	-5%	-1%	0%	1%	5%	10%
Costuri de investitii	106,26%	102,20%	99,18%	104,07%	93,91%	79,51%	67,02%
Costuri de operare si intretinere	100,70%	99,58%	98,68%	104,07%	98,23%	97,32%	96,41%
Venituri din energie + operare	90,88%	99,04%	95,92%	104,07%	100,95%	110,57%	121,84%
Costuri cu materiile prime	111,34%	105,03%	99,80%	104,07%	97,11%	91,58%	86,05%

Datele in detaliu se regasesc un Volumul de Anexe atasat !

Prezentarea grafica a impactului modificarii procentuale a variabilelor analizate asupra indicatorilor financiari si economici Valoarea Actualizata Neta si Rata Interna de Rentabilitate este prezentata sintetic in Anexele 15a,b,c si d , in Anexele 16 si 17 iar in figurile 18 a,b si c sunt prezentate graficele corespunzatoare:

Anexa 15a					
VANF/K	-10%	-5%	0%	5%	10%
Costuri de investitii	1.348.493.096	1.345.081.502	1.315.955.749	1.318.925.950	1.296.181.992
Costuri de operare si intretinere	1.392.977.491	1.367.323.700	1.315.955.749	1.316.016.117	1.290.362.325
Venituri din energie + operare	833.612.045	1.087.640.977	1.315.955.749	1.595.698.840	1.849.727.771
Costuri cu materiile prime	1.611.245.277	1.476.457.592	1.315.955.749	1.206.882.224	1.072.094.540

Anexa 15b					
VANF/C	-10%	-5%	0%	5%	10%
Costuri de investitii	1.000.510.540	977.766.583	966.480.804	932.278.667	909.534.709
Costuri de operare si intretinere	1.006.330.207	980.676.416	966.480.804	929.368.833	903.715.042
Venituri din energie + operare	446.964.762	700.993.693	966.480.804	1.209.051.556	1.463.080.488
Costuri cu materiile prime	1.224.597.993	1.089.810.309	966.480.804	820.234.941	685.447.256

Anexa 15c					
VANE/C	-10%	-5%	0%	5%	10%
Costuri de investitii	1.761.838.689	1.761.816.674	1.761.794.659	1.761.772.644	1.761.750.630
Costuri de operare si intretinere	1.801.323.247	1.781.558.953	1.761.794.659	1.742.030.366	1.722.266.072
Venituri din energie + operare	1.345.383.045	1.553.721.830	1.761.794.659	1.970.399.400	2.178.738.184
Costuri cu materiile prime	1.934.803.533	1.848.299.096	1.761.794.659	1.675.290.223	1.588.785.786

Anexa 15d					
RIRF/K	-10%	-5%	0%	5%	10%
Costuri de investitii	106,26%	102,20%	104,07%	79,51%	67,02%
Costuri de operare si intretinere	100,70%	99,58%	104,07%	97,32%	96,41%
Venituri din energie + operare	90,88%	99,04%	104,07%	110,57%	121,84%
Costuri cu materiile prime	111,34%	105,03%	104,07%	91,58%	86,05%

Anexa 16				
Variabila	Costuri de investitii	Costuri de operare si intretinere	Venituri din energie + operare	Costuri cu materiile prime
VANF/K	1,61%	1,56%	5,81%	-0,09%
VANF/C	-1,66%	-1,72%	4,07%	-3,97%
VANE	0,00%	-0,22%	2,38%	-0,98%

Anexa 17				
Variabila	VANF/K	RIRF/K	VANF/C	VANE/C
Costuri de investitii	1,61%	-9,76%	-1,66%	0,00%
Costuri de operare si intretinere	1,56%	-5,61%	-1,72%	-0,22%
Venituri din energie + operare	5,81%	-3,00%	4,07%	2,38%
Costuri cu materiile prime	-0,09%	-6,69%	-3,97%	-0,98%

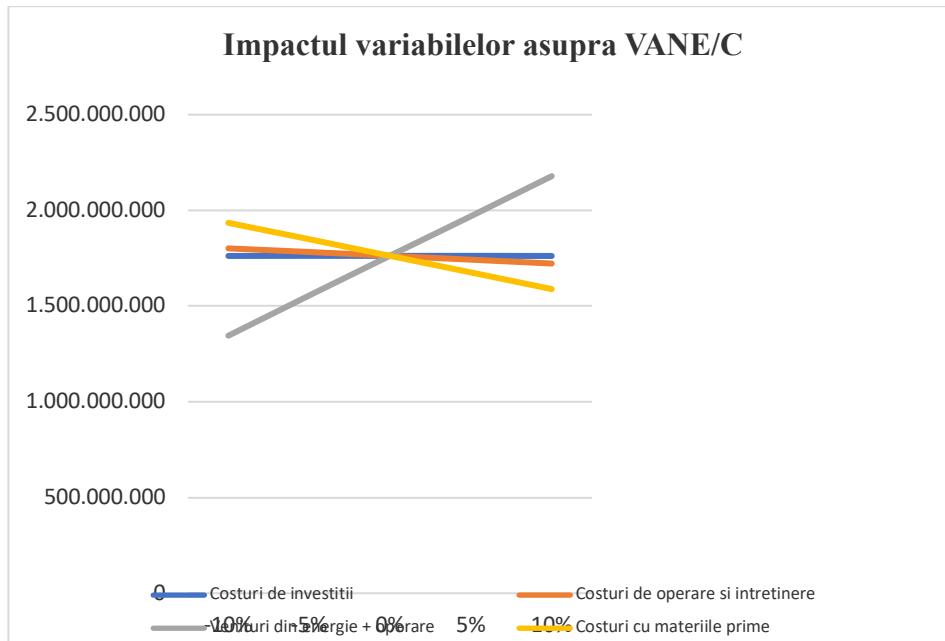
Impactul variabilelor/ factoriilor de influenta asupra indicatorului financiar Valoarea Actualizata Neta Financiara totala

STUDIU DE FEZABILITATE

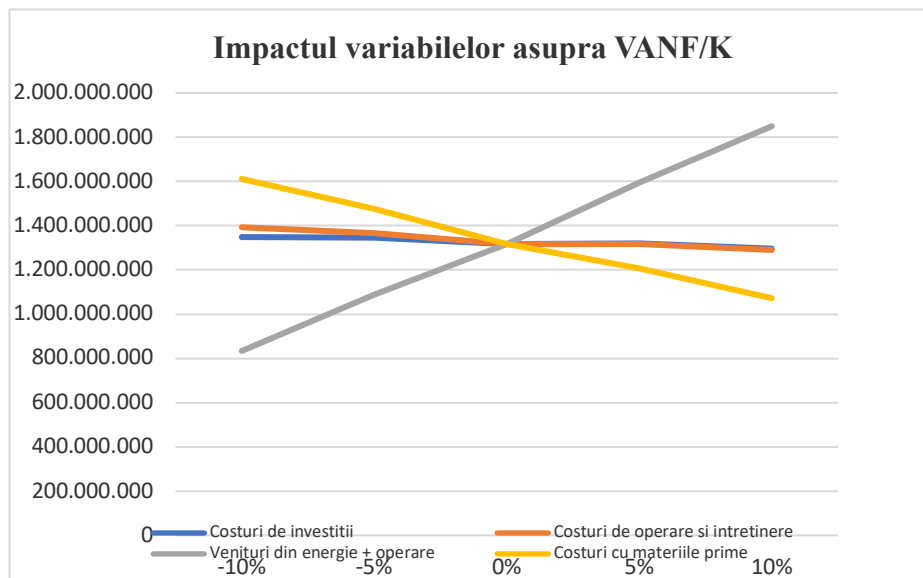
Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență

Implementare proiect la sursă CETH Arad

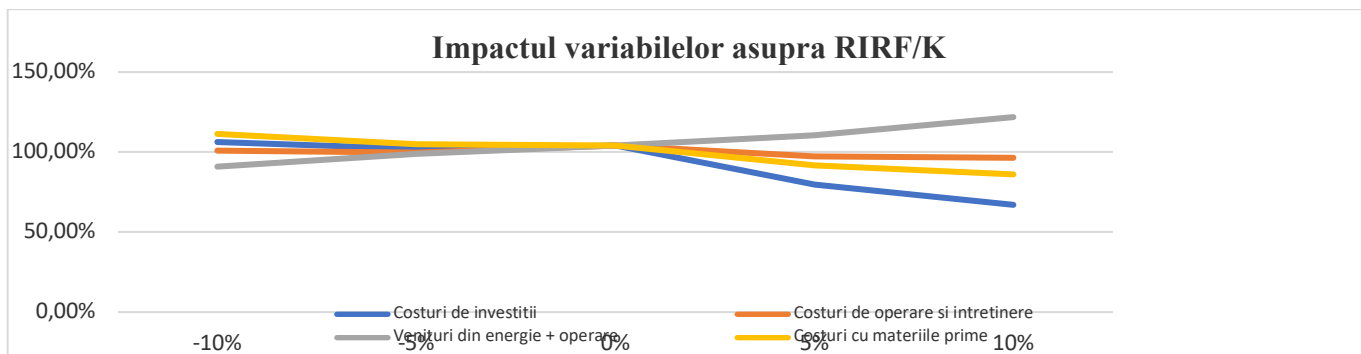
Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.1



Impactul variabilelor/ factoriilor de influenta asupra indicatorului financiar Valoarea Actualizata Neta Financiara de capital

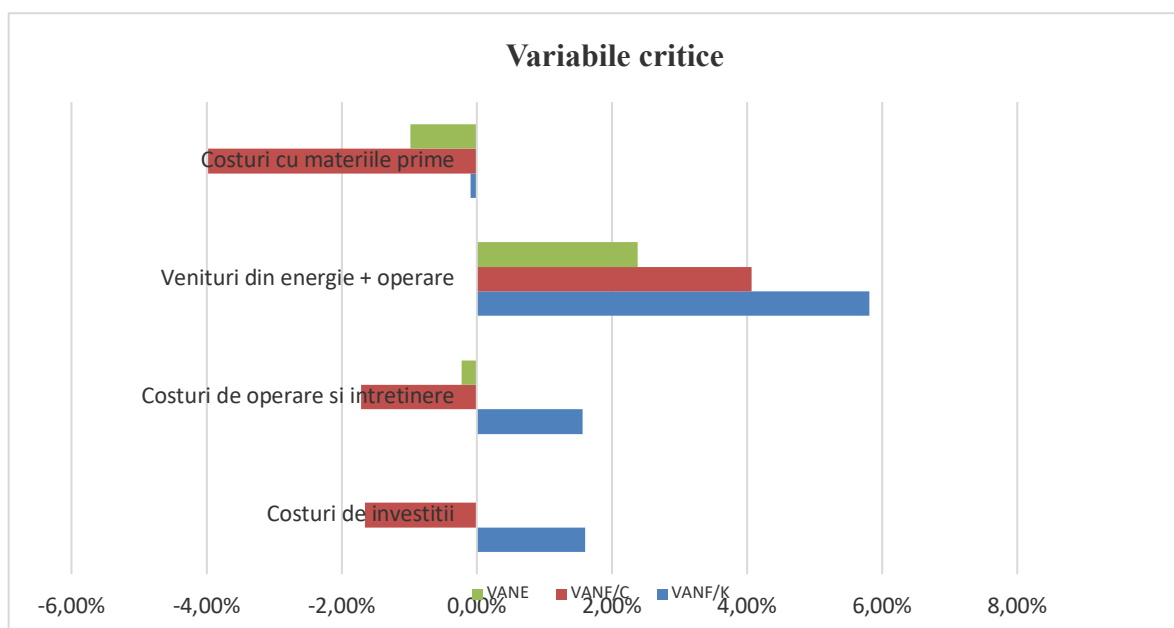


Impactul variabilelor/ factoriilor de influenta asupra indicatorului financiar Rata Interna de Rentabilitate



Documentul Comisiei Europene “Guide to Cost-Benefit Analysis of Investment Projects” recomanda selectarea acelor variabile care induc o variatie de cel puțin 1% a Ratei Interne de Rentabilitate la o modificare a valorii indicatorului de influența cu 1%.

Grafic, modificarea procentuala a indicatorilor financiari si economici la modificarea cu 1% a factorilor de influența analizati, se prezinta *anexa 17 a* :



Se observa faptul ca, la cresterea costurilor de investitii si a costurilor de operare si intretinere nivelurile negative ale valorii actualizate nete se accentueaza, in timp ce cresterea veniturilor din operare si energie au efect in sens invers.

Cel mai mare impact și, ca atare, variabilele considerate „sensibile” la nivelul acestui proiect sunt veniturile din operare (pretul energiei termice și electrice furnizate) și costurile cu materiile prime – aceste variabile necesitând o monitorizare constantă în vederea derulării în bune condiții a proiectului.

6.2 Analiza riscului

Scopul analizei riscurilor este de a evalua probabilitatea ca modificările datorate riscurilor să aibă loc efectiv, având rezultatele exprimate ca o deviație medie și standard estimată pentru acei indicatori.

Având în vedere faptul că acest proiect nu este unul major, analiza de risc va sublinia importanța încadrării în valorile stabilite ale investiției în vederea atingerii eficienței scontate a proiectului.

Analiza de risc ia în considerare următoarele variabile sensitive:

- Costurile de investiție;
- Costurile de întreținere și operare;
- Veniturile;
- Finanțarea nerambursabilă.

Totuși, analiza de risc, așa cum este prezentată în detaliu în continuare indică faptul că nu există un risc serios pentru implementarea și operarea cu succes a Măsurii Proiectului.

Conform Articolului 101 (Informații necesare pentru aprobarea unui proiect major) al Regulamentului (UE) nr. 1303/2013, ACB trebuie să includă o evaluare de risc. Regulamentul de punere în aplicare 2015/207 al Comisiei specifică setul minim de riscuri de inclus în Analiza de Risc. Scopul este de a gestiona incertitudinea legată de proiectele de investiții, incluzând riscul aferent efectelor adverse ale schimbărilor climatice asupra proiectului. Analiza de Risc este o parte integrantă a dezvoltării proiectului și a analizei opțiunilor, și va fi pregătită în paralel cu alte activități din proiect.

În contextul ACB, scopul analizei de risc este de a evalua soliditatea proiectului în termeni de performanță financiară și economică. În acest scop, analiza de sensibilitate urmărește identificarea variabilelor „critice” și impactul lor în ceea ce privește schimbările în indicatorii financiari și economici, iar analiza de risc are ca scop estimarea probabilității de apariție a acestor modificări.

Analiza de risc a fost elaborată în 3 etape:

- 1) Analiza Calitativă de risc: Această etapă include identificarea efectelor adverse pe care proiectul ar putea să le întâmpine. Odată ce acestea sunt identificate, poate fi construită o matrice de risc

corespunzătoare, pentru a observa posibilele cauze ale riscului (ajută la înțelegerea complexităților proiectului); și pentru a atribui o probabilitate de apariție fiecărui eveniment advers.

- 2) Analiza Probabilității riscului: Este necesară acolo unde expunerea reziduală este încă semnificativă. Această etapă include stabilirea unei distribuții de probabilitate pentru fiecare dintre variabilele critice ale analizei de senzitivitate, și recalcularea performanței așteptate a indicatorilor din cazul de bază.
- 3) Prevenirea și atenuarea riscului: Etapele anterioare definesc baza pentru strategia de prevenire și atenuare a riscului în cadrul proiectului. În această etapă, trebuie clarificat ce nivel al riscului de proiect este acceptabil și modul în care va fi gestionat, incluzând măsurile specifice și responsabilitățile privind atenuarea și/sau prevenirea sa.

Analiza calitativa a riscurilor

1. Identificarea riscurilor

Etapa de pregătire a proiectului

Riscuri tehnice:

- Neîndeplinirea cerințelor Ghidului Solicitantului privind conformitatea și eligibilitatea proiectului
- Stabilirea unor soluții tehnice/opțiuni care nu îndeplinesc toate obiectivele proiectului și ale programului de finanțare
- Necorelări între obiectivele proiectului, soluțiile tehnice, activități și buget
- Calitatea necorespunzătoare a documentelor de pregătire a proiectului (Studiu de Fezabilitate, ACB, etc.)
- Stabilirea bugetului în baza unor oferte incomplete/ diferite de soluțiile propuse
- Neatingerea unor indicatori economico-financiari care să justifice realizarea investiției
- Cheltuieli neeligibile prea mari și imposibilitatea cofinanțării proiectului

Riscuri externe

- Contractarea unor prestatori incapabili să realizeze documentele ce stau la baza proiectului, la parametrii solicitați
- Modificări legislative care pot afecta documentele proiectului
- Modificări ale preturilor de piață pentru echipamente/lucrări și în consecință a bugetului proiectului
- Imposibilitatea obținerii unor oferte complete pentru soluțiile alese în studiul de fezabilitate
- Număr insuficient de consumatori (neatingerea parametrilor de viabilitate a investiției)
- Imposibilitatea asigurării biomasei utilizată ca materie primă

Riscuri organizaționale

- Incompatibilitatea proiectului cu alte investiții/ programe/ strategii
- Imposibilitatea asigurării resurselor umane necesare pregătirii proiectului
- Deficiente în asigurarea fondurilor necesare pregătirii proiectului

Riscuri de management al proiectului

- Estimare eronată a timpilor de lucru și a resurselor necesare pregătirii proiectului
- Lipsa activității de control al îndeplinirii obiectivelor propuse
- Deficiente de comunicare

Etapa de implementare a proiectului

Riscuri tehnice:

- Condiții meteorologice nefavorabile pentru realizarea lucrărilor de construcții
- Întârzieri în implementarea proiectului datorate procedurilor de achiziție: perioade prea lungi de verificare a documentelor la ANAP, clarificări, modificări, contestații
- Contractarea unor executanți și prestatori incapabili să implementeze soluțiile prevăzute în Studiul de Fezabilitate
- Modificări tehnologice (de fabricație) ale echipamentelor prevăzute în proiect
- Proiectarea neadaptată la condițiile specifice infrastructurii actuale și a situației din teren, ca urmare a evaluării incorecte a stării actuale a infrastructurii
- Întârzieri în realizarea lucrărilor, datorită alocărilor defectuoase de resurse din partea executantului
- Nerespectarea specificațiilor tehnice și a standardelor de calitate în execuția lucrărilor
- Variabilitatea calității materialelor cu menținerea prețului
- Indisponibilitatea temporară a unor materiale/echipamente ca urmare a creșterii cererii pe piața a materialelor de construcții
- Apariția necesității realizării de lucrări suplimentare
- Potențiale modificări ale soluțiilor tehnice, ce pot duce la anularea/diminuarea plăților din fonduri nerambursabile
- Riscuri de poluare a aerului pe parcursul execuției lucrărilor

Riscuri externe

- Neîncadrarea efectuării lucrărilor de către constructor în graficul de timp aprobat și în cuantumul financiar stipulat în contractul de lucrări
- Furnizarea unor dotări/echipamente neconforme

STUDIU DE FEZABILITATE

Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență

Implementare proiect la sursă CETH Arad

Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.1



- Modificarea cadrului legislativ, care poate afecta structura și activitatea echipei de implementare a proiectului, cheltuielile prevăzute în bugetul proiectului, etc.
- Creșterea taxelor și impozitelor
- Nerespectarea clauzelor contractuale de către furnizori, prestatori, executanți, sau subcontractanți

Riscuri organizaționale

- Necorelarea graficului investiției cu alte proiecte de dezvoltare (ex. reparații drumuri, apă și canalizare, etc.)
- Resurse financiare ale instituției insuficiente
- Imposibilitatea asigurării resurselor umane necesare implementării proiectului
- Instabilitatea angajaților care poate afecta echipa de implementare a proiectului

Riscuri de management al proiectului

- Indisponibilitatea/insuficiența resurselor financiare pentru acoperirea cheltuielilor eligibile ale proiectului până la rambursare
- Indisponibilitatea/insuficiența resurselor financiare pentru co-finanțare și pentru acoperirea cheltuielilor neeligibile
- Întârzieri în rambursarea/plata cheltuielilor
- Neîncadrarea în costurile prevăzute în proiect
- Întârzieri în desfășurarea unor activități care duc la deficit de fluxuri de numerar (de ex. nu se pot depune cererile de rambursare/plata conform programărilor și nu se încasează sumele necesare pentru continuarea activității)
- Lipsa resurselor umane corespunzător pregătite pentru implementarea proiectului
- Necunoașterea legislației în domeniile vizate de proiect
- Riscuri de conflict în cadrul echipei de proiect
- Lipsă de comunicare, comunicare ambiguă, defectuoasă, ineficientă între membrii echipei de proiect
- Lipsa procedurilor și a instrucțiunilor de lucru
- Coordonare defectuoasă în realizarea fazelor (coordonare și monitorizare ineficientă, planificare defectuoasă)

Etapă de operare a proiectului

Riscuri tehnice

- Riscuri legate de contractarea unui operator cu capacitate reală de operare a infrastructurii create
- Modificări tehnologice; imposibilitatea asigurării mentenanței sistemului la parametrii programați

- Nerespectarea producției de energie calculate in proiect

Riscuri externe

- Imposibilitatea asigurării unui număr suficient de consumatori
- Imposibilitatea asigurării biomasei utilizate ca materie prima, la parametrii calitativi si cantitativi stabiliți
- Modificări legislative care pot afecta condițiile de operare, încasările si plățile
- Creșterea preturilor la materia prima, materiale si servicii necesare pentru operare

Riscuri organizaționale

- Imposibilitatea asigurării resurselor umane necesare operării proiectului
- Insuficienta/alocarea defectuoasă a resurselor financiare

Riscuri de management

- Coordonare defectuoasă în activitățile de exploatare a investiției

2. Managementul riscurilor

In urma identificării riscurilor, s-a stabilit impactul ce-l pot avea acestea asupra proiectului si probabilitatea de apariție, după care s-au identificat o masurile de management al riscurilor prin care acestea pot fi atenuate sau chiar eliminate, conform tabelului următor:

Nr. crt.	Riscuri	Probabilitatea de apariție (inainte de aplicarea masurilor de atenuare)	Masuri de atenuare a riscurilor
1	Riscuri in etapa de pregatire a proiectului		
1.1	Riscuri tehnice		
1.1.1	Neîndeplinirea cerințelor Ghidului Solicitantului privind conformitatea si eligibilitatea proiectului – Impact semnificativ	30%	<ul style="list-style-type: none"> - Contractarea unor operatori specializați pentru pregătirea documentelor proiectului, cu specialiști in domeniul accesării de fonduri nerambursabile; - Urmărirea cu atenție a cerințelor Ghidului Solicitantului; - Pregătirea si atașarea documentelor justificative care sa înlăture orice posibilitate de interpretare eronata;

STUDIU DE FEZABILITATE**Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență****Implementare proiect la sursă CETH Arad****Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.1**

			- Luarea de masuri pentru îndeplinirea tuturor cerințelor impuse.
1.1.2	Stabilirea unor soluții tehnice/opțiuni care nu îndeplinesc toate obiectivele proiectului și ale programului de finanțare – Impact semnificativ	35%	- Contractarea unor operatori specializați pentru pregătirea documentelor tehnice ale proiectului, cu specialiști în domeniul energiei regenerabile și a soluțiilor de cogenerare de înaltă eficiență; - Corelarea obiectivelor proiectului și ale documentației tehnice cu cele ale programului de finanțare/obiectivului specific; - Verificarea și aprobarea documentației tehnice de către Consiliul Local.
1.1.3	Necorelări între obiectivele proiectului, soluțiile tehnice, activități și buget – Impact mediu	40%	- Organizarea unor întâlniri de lucru cu specialiștii implicați în pregătirea proiectului, pentru corelarea documentelor, în ceea ce privește activitățile, soluțiile tehnice, obiectivele și bugetul proiectului; - Verificarea tuturor documentelor de către echipa UIP, înainte de transmiterea proiectului.
1.1.4	Calitatea necorespunzătoare a documentelor de pregătire a proiectului (Studiu de Fezabilitate, ACB, etc.) – Impact mediu	25%	- Contractarea unor operatori specializați pentru pregătirea documentelor proiectului, cu experiența și specialiști în domeniul proiectului; - Verificarea de către și aprobarea documentelor de către UIP/Consiliul Local.

STUDIU DE FEZABILITATE**Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență****Implementare proiect la sursă CETH Arad****Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.1**

1.1.5	Stabilirea bugetului in baza unor oferte incomplete/ diferite de soluțiile propuse – Impact mediu	20%	- Realizarea unui studiu de piața anterior Studiului de Fezabilitate; - Analiza soluțiilor si stabilirea bugetului conform preturilor de piața si a investițiilor similare realizate la nivel național si european.
1.1.6	Neatingerea unor indicatori economico-financiari care sa justifice realizarea investiției – Impact semnificativ	35%	- Realizarea Analizei Cost-Beneficiu conform reglementarilor in vigoare si a indicațiilor Ghidului Solicitantului; - Urmărirea realizării corecte a etapelor si calculelor ACB; - Identificarea unor noi soluții tehnice si de finanțare a investiției, in cazul in care nu se ating indicatorii minimi impuși de program pentru justificarea finanțării sau care sa justifice realizarea investiției.
1.1.7	Cheltuieli neeligibile prea mari si imposibilitatea cofinanțării proiectului – Impact semnificativ	50%	- Identificarea tuturor surselor de cofinanțare a proiectului, inclusiv credite bancare; - Eliminarea cheltuielilor care nu contribuie la atingerea obiectivelor propuse.
1.2	Riscuri externe		
1.2.1	Contractarea unor prestatori incapabili sa realizeze documentele ce stau la baza proiectului, la parametrii solicitați – Impact mediu	10%	- Identificarea, verificarea si contractarea unor operatori specializați pentru pregătirea documentelor proiectului, cu experiența si specialiști in domeniul proiectului; - Impunerea unor clauze contractuale penalizatoare, pentru situații in care

			documentele nu îndeplinesc parametrii solicitați.
1.2.2	Modificări legislative care pot afecta documentele proiectului – Impact mic	15%	- Impunerea unor clauze contractuale de actualizare a documentelor, conform modificărilor legislative, pe perioada valabilității contractelor.
1.2.3	Modificări ale preturilor de piața pentru echipamente/lucrări și în consecința a bugetului proiectului – Impact mediu	50%	- Luarea în calcul a unor preturi medii de piața în faza de pregătire a proiectului; - Asumarea prin HCL a cheltuielilor suplimentare rezultate din diverse situații și alocarea sumelor necesare în buget.
1.2.4	Imposibilitatea obținerii unor oferte complete pentru soluțiile alese în studiul de fezabilitate – impact mediu	40%	- Realizarea unui studiu de piața privind costurile soluțiilor, având în vedere atât ofertele disponibile cât și investițiile similare finalizate.
1.2.5	Număr insuficient de consumatori (neatingerea parametrilor de viabilitate a investiției) – Impact semnificativ	35%	- Analiza pieței din prisma existenței numărului necesar de consumatori; - Informarea potențialilor consumatori cu privire la intenția de a realiza investiția, precum și avantajele/dezavantajele acesteia; - Încheierea de contracte/angajamente cu viitorii consumatori.
1.2.6	Imposibilitatea asigurării biomasei utilizată ca materie primă – Impact semnificativ	20%	- Efectuarea de studii și analize privind existența biomasei necesare, în zona proiectului; - Încheierea de contracte/angajamente pentru procurarea biomasei lemnoase;

			- Asumarea de către CL a asigurării biomasei din fondul împădurit
1.3	Riscuri organizaționale		
1.3.1	Incompatibilitatea proiectului cu alte investiții/ programe/ strategii – Impact mediu	5%	- Verificarea corelării proiectului cu Strategia de dezvoltare a SACET Arad precum și cu alte investiții/ programe/ strategii; - Adaptarea soluțiilor proiectului pentru corelarea acestuia cu Strategia de dezvoltare și cu alte investiții/ programe/ strategii.
1.3.2	Imposibilitatea asigurării resurselor umane necesare pregătirii proiectului – Impact semnificativ	50%	- Constituirea UIP în faza de pregătire a proiectului; - Contractarea de specialiști externi pentru pozițiile care nu pot fi acoperite cu personal intern.
1.3.3	Deficiente în asigurarea fondurilor necesare pregătirii proiectului – Impact semnificativ	10%	- Includerea în Bugetul local a sumelor necesare pentru serviciile de pregătire a proiectului; - Alocarea temporară a altor surse disponibile, până la rectificarea bugetului.
1.4	Riscuri de management al proiectului		
1.4.1	Estimare eronată a timpilor de lucru și a resurselor necesare pregătirii proiectului – Impact mic	20%	- Stabilirea unui plan de lucru pentru pregătirea proiectului, prin identificarea activităților, resurselor și planificarea în timp a acestora - Alocarea resurselor necesare pregătirii proiectului.
1.4.2	Lipsa activității de control al îndeplinirii	35%	- Stabilirea clară a obiectivelor propuse și a modului de îndeplinire a acestora;

STUDIU DE FEZABILITATESursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență

Implementare proiect la sursă CETH Arad

Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.1

	obiectivelor propuse – Impact mic		- Urmărirea și controlul îndeplinirii obiectivelor de către echipa internă.
1.4.3	Deficiente de comunicare – Impact mic	35%	- Stabilirea unor proceduri de lucru detaliat și împărțirea activităților între persoanele implicate; împărțirea corectă a sarcinilor și responsabilităților.
2	Riscuri în etapa de implementare a proiectului		
2.1	Riscuri tehnice		
2.1.1	Condiții meteorologice nefavorabile pentru realizarea lucrărilor de construcție – Impact mic	50%	- Planificarea riguroasă a lucrărilor, în faza de Studiu de Fezabilitate, cu luarea în considerare a perioadelor de iarnă; - Actualizarea graficului de implementare a proiectului, cu respectarea termenelor maxime impuse prin program.
2.1.2	Întârzieri în implementarea proiectului datorate procedurilor de achiziție: perioade prea lungi de verificare a documentelor la ANAP, clarificări, modificări, contestații – Impact mediu	70%	- Planificarea încă din faza de pregătire a proiectului a tuturor etapelor de achiziție, luând-se în considerare perioadele maxime de evaluare și eventuale contestații; - Urmărirea respectării calendarului achizițiilor publice; - Contractarea de servicii specializate de consultanță în achiziții publice pentru scurtarea termenelor de pregătire a documentelor, răspuns la clarificări, puncte de vedere contestații, etc. - Actualizarea graficului de implementare a proiectului, cu respectarea termenelor maxime impuse prin program.

STUDIU DE FEZABILITATE**Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență****Implementare proiect la sursă CETH Arad****Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.1**

2.1.3	Contractarea unor executanți și prestatori incapabili să implementeze soluțiile prevăzute în Studiul de Fezabilitate – Impact semnificativ	50%	<ul style="list-style-type: none">- Asigurarea în faza de achiziție a serviciilor tehnice și a execuției de selectarea unor operatori specializați cu expertiza și calificările necesare proiectului;- Adaptarea soluțiilor pe parcursul implementării activităților, cu respectarea legislației în vigoare și a cerințelor programului de finanțare;- Prevederea de garanții și clauze penalizatoare pentru situația neîndeplinirii tuturor clauzelor contractuale.
2.1.4	Modificări tehnologice (de fabricație) ale echipamentelor prevăzute în proiect – Impact mediu	20%	<ul style="list-style-type: none">- Acceptarea unor tehnologii echivalente sau superioare celor prevăzute în Studiul de Fezabilitate;- Adaptarea soluțiilor tehnice, cu respectarea prevederilor legale în domeniul specific și în domeniul achizițiilor publice.
2.1.5	Proiectarea neadaptată la condițiile specifice infrastructurii actuale și a situației din teren, ca urmare a evaluării incorecte a stării actuale a infrastructurii – Impact semnificativ	20%	<ul style="list-style-type: none">- Contractarea unui operator cu expertiza și calificările necesare proiectului;- Prevederea de clauze penalizatoare pentru îndeplinirea defectuoasă a contractului;- Prevederea de cheltuieli diverse și neprevăzute în devizul investiției;- Adaptarea soluțiilor tehnice pe parcursul implementării proiectului, cu respectarea prevederilor legale în

STUDIU DE FEZABILITATE**Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență****Implementare proiect la sursă CETH Arad****Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.1**

			domeniul specific si in domeniul achizițiilor publice.
2.1.6	Întârzieri in realizarea lucrărilor, datorita alocărilor defectuoase de resurse din partea executantului – Impact mediu	30%	<ul style="list-style-type: none">- Stabilirea resurselor necesare si a timpilor de lucru in documentația tehnico-economica (caiete de sarcini);- Urmărirea planificării si realizării lucrărilor de către dirigenții de șantier contractați pentru urmărirea lucrărilor;- Includerea de clauze asiguratorii in contractul de execuție: penalizări de întârziere, daune-interese, garanție de buna execuție.
2.1.7	Nerespectarea specificațiilor tehnice si a standardelor de calitate in execuția lucrărilor – Impact semnificativ	25%	<ul style="list-style-type: none">- Descrierea tuturor specificațiilor tehnice si a standardelor de calitate in caietele de sarcini;- Asigurarea corespunzătoare a dirigenției de șantier;- Asigurarea asistentei tehnice din partea proiectantului.
2.1.8	Variabilitatea calității materialelor cu menținerea prețului – Impact mediu	25%	<ul style="list-style-type: none">- Verificarea preturilor oferitate comparativ cu cele estimate, urmărirea rezonabilității costurilor si a cheltuielilor indirecte, estimate de ofertanți, in faza de evaluare a ofertelor;- Condiționarea preluării acestui risc de către executant prin oferta si contractul de execuție;- Stabilirea parametrilor de calitate a materialelor in cadrul caietelor de sarcini;

STUDIU DE FEZABILITATE**Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență****Implementare proiect la sursă CETH Arad****Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.1**

			- Urmărirea calității materialelor la faza de execuție (diriginte de șantier).
2.1.9	Indisponibilitatea temporară a unor materiale/echipamente ca urmare a creșterii cererii pe piața a materialelor de construcție - Impact mediu	30%	<ul style="list-style-type: none">- Impunerea și urmărirea în faza de atribuire a contractului a existenței unor surse certe de aprovizionare;- Planificarea riguroasă a lucrărilor și urmărirea de către diriginte a realizării/programării comenzilor de materiale în timp util;- Plata executantului în termenele stabilite, astfel încât acesta să dispună de resursele financiare necesare plăților către furnizorii de materiale/echipamente;- Prevederea unor clauze contractuale de asigurare din timp a materialelor necesare.
2.1.10	Apariția necesității realizării de lucrări suplimentare - Impact semnificativ	40%	<ul style="list-style-type: none">- Realizarea tuturor studiilor necesare în faza de pregătire a proiectului pentru stabilirea cât mai detaliată și exactă a lucrărilor necesare;- Realizarea proiectului tehnic și a detaliilor de execuție complete și corecte, pentru stabilirea corectă a tuturor lucrărilor necesare;- Constrângerea proiectantului prin contractul de servicii la plata lucrărilor suplimentare rezultate din vina sa;- Prevederea de cheltuieli diverse și neprevăzute în deviz și bugetul proiectului, pentru acoperirea lucrărilor

STUDIU DE FEZABILITATE

Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență

Implementare proiect la sursă CETH Arad

Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.1

			ce nu puteau fi prevăzute în fazele de pregătire a proiectului.
2.1.11	Potențiale modificări ale soluțiilor tehnice, ce pot duce la anularea/diminuarea plăților din fonduri nerambursabile - Impact semnificativ	30%	<ul style="list-style-type: none"> - Asigurarea soluțiilor tehnice optime rezultate din scenariile Studiului de fezabilitate; - Prevederea de clauze contractuale cu executantul care să impună păstrarea soluțiilor tehnice; - Dacă sunt strict necesare, modificările de soluții vor fi realizate doar cu respectarea prevederilor legale în vigoare și a cerințelor ghidului specific.
2.1.12	Riscuri de poluare a aerului pe parcursul execuției lucrărilor - Impact mediu	5%	<ul style="list-style-type: none"> - Respectarea în faza de proiectare a condițiilor impuse prin documentele eliberate de Autoritatea de Mediu și a celor prevăzute de legislația în vigoare privind prevenirea poluării; - Detalierea în caietele de sarcini a modului de execuție a lucrărilor astfel încât riscurile de poluare să fie diminuate; - Urmărirea execuției lucrărilor de către diriginți de șantier.
2.2	Riscuri externe		
2.2.1	Neîncadrarea efectuării lucrărilor de către constructor în graficul de timp aprobat și în cuantumul financiar stipulat în contractul de lucrări - Impact mediu	30%	<ul style="list-style-type: none"> - Planificarea riguroasă a lucrărilor, în faza de Studiu de Fezabilitate cu luarea în calcul a unor termene realiste (de ex. termene pentru lucrări similare executate); - Asigurarea în faza de achiziție a serviciilor tehnice și a execuției de

STUDIU DE FEZABILITATE**Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență****Implementare proiect la sursă CETH Arad****Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.1**

			selectarea unor operatori cu capacitate reala de îndeplinire a contractului; - Prevederea de garanții și clauze penalizatoare pentru situația neîndeplinirii tuturor clauzelor contractuale.
2.2.2	Furnizarea unor dotări/echipamente neconforme - Impact mediu	10%	- Stabilirea unor caracteristici de performanță clare ale dotărilor/echipamentelor și utilajelor ce vor fi achiziționate prin proiect; - solicitarea garanției de bună execuție, solicitarea prezentării unor certificate de conformitate din partea producătorului, solicitarea garanției tehnice pentru dotări; - Verificarea conformității echipamentelor înainte de recepția acestora.
2.2.3	Modificarea cadrului legislativ, care poate afecta structura și activitatea echipei de implementare a proiectului, cheltuielile prevăzute în bugetul proiectului, etc. – Impact mediu	5%	- Stabilirea din faza de pregătire a proiectului, a componentei echipei UIP; - Stabilirea fiselor de post cu detalierea activităților fiecărui membru al echipei interne; - Alocarea temporară, până la remedierea situației, a unor sume disponibile pentru alte cheltuieli, din bugetul Consiliului Local.
2.2.4	Creșterea taxelor și impozitelor – Impact mic	10%	- Prevederea în bugetul Consiliului Local a unui fond de rezerva; - Alocarea temporară, până la remedierea situației (includerea

STUDIU DE FEZABILITATE

Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență

Implementare proiect la sursă CETH Arad

Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.1

			cheltuielilor suplimentare in bugetul CL), a unor sume disponibile pentru alte cheltuieli, din bugetul Consiliului Local.
2.2.5	Nerespectarea clauzelor contractuale de către furnizori, prestatori, executanți, sau subcontractanți - Impact mediu	20%	<ul style="list-style-type: none"> - Includerea in echipa de proiect a unui responsabil juridic si a unui expert in achiziții publice; - Selectarea contractanților cu capacitate reala de execuție/prestare in faza de atribuire a contractelor; - Stabilirea detaliata a sarcinilor si a perioadelor de prestare/execuție in caietele de sarcini; - Detalierea obligațiilor in contractele de execuție/ prestare; - Stabilirea de clauze penalizatoare in cazul nerespectării obligațiilor contractuale; - Includerea garanțiilor de buna execuție in contracte si executarea acestora, daca este cazul.
2.3	Riscuri organizaționale		
2.3.1	Necorelarea graficului investiției cu alte proiecte de dezvoltare (ex. reparații drumuri, apa si canalizare, etc.) – Impact mic	5%	<ul style="list-style-type: none"> - Stabilirea priorităților de dezvoltare in acord cu strategia locala; - Întocmirea graficului ținând cont de eventuale alte investiții care se suprapun; - prevederea de lucrări separate pentru pregătirea terenului si amenajarea finala.
2.3.2	Resurse financiare ale instituției insuficiente – Impact semnificativ	40%	<ul style="list-style-type: none"> - Planificarea riguroasa a resurselor financiare ale proiectului, includerea

STUDIU DE FEZABILITATE

Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență

Implementare proiect la sursă CETH Arad

Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.1

			<p>cheltuielilor in buget si urmărirea respectării planificării;</p> <p>- Alocarea temporara de resurse din alte capitole de cheltuieli pana la rectificarea bugetara.</p>
2.3.3	Imposibilitatea asigurării resurselor umane necesare implementării proiectului – Impact semnificativ	30%	<p>- Identificarea si contractarea specialiștilor externi pentru pozițiile care nu pot fi acoperite cu personal intern, pana la semnarea contractului de finanțare.</p>
2.3.4	Instabilitatea angajaților care poate afecta echipa de implementare a proiectului – Impact mic	30%	<p>- Stabilirea minuțioasa a posturilor si a fiselor de post;</p> <p>- Înlocuirea membrilor echipei de proiect care renunța la locul de munca, conform fisei postului, cu menținerea condițiilor privind studiile si expertiza necesare.</p>
2.4	Riscuri de management al proiectului		
2.4.1	Indisponibilitatea/insuficienta resurselor financiare pentru acoperirea cheltuielilor eligibile ale proiectului pana la rambursare - Impact semnificativ	35%	<p>- Planificarea riguroasa a plăților necesare pentru proiect (buget, activități, plan anual de cheltuieli);</p> <p>- Includerea sumelor necesare, conform planificării cheltuielilor, in bugetul Consiliului Local;</p> <p>- Solicitarea de pre-finanțare;</p> <p>- Depunerea unor cereri de plata;</p> <p>- Alocarea temporara, pana la rambursare, a unor sume disponibile pentru alte cheltuieli, din bugetul Consiliului Local.</p>

STUDIU DE FEZABILITATE**Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență****Implementare proiect la sursă CETH Arad****Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.1**

2.4.2	Indisponibilitatea/insuficienta resurselor financiare pentru co-finanțare și pentru acoperirea cheltuielilor neeligibile - Impact semnificativ	35%	<ul style="list-style-type: none">- Realizarea corectă a bugetului proiectului (corelat cu activitățile și rezultatele propuse, inclusiv pentru situații neprevăzute);- Includerea sumelor necesare pentru co-finanțare și pentru acoperirea cheltuielilor neeligibile în hotărârea de aprobare a proiectului;- Includerea sumelor necesare în bugetul Consiliului Local;- Alocarea temporară, până la remediarea situației (realizarea demersurilor de includere a cheltuielilor în bugetul CL), a unor sume disponibile pentru alte cheltuieli, din bugetul Consiliului Local.
2.4.3	Întârzieri în rambursarea/plata cheltuielilor - Impact mediu	40%	<ul style="list-style-type: none">- Planificarea în timp util a cererilor de rambursare și plata astfel încât să se coreleze cu planificările bugetare și de plăți;- Includerea sumelor necesare, conform planificării cererilor de rambursare și plata, în bugetul Consiliului Local;- Alocarea temporară, până la rambursare, a unor sume disponibile pentru alte cheltuieli, din bugetul Consiliului Local.
2.4.4	Neîncadrarea în costurile prevăzute în proiect - Impact mediu	30 %	<ul style="list-style-type: none">- Prevederea de cheltuieli diverse și neprevăzute în deviz și în bugetul proiectului;

STUDIU DE FEZABILITATE**Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență****Implementare proiect la sursă CETH Arad****Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.1**

			- Alocarea temporara, pana la remediarea situației (includerea cheltuielilor suplimentare in bugetul CL), a unor sume disponibile pentru alte cheltuieli, din bugetul Consiliului Local.
2.4.5	Întârzieri în desfășurarea unor activități care duc la deficit de fluxuri de numerar (de ex. nu se pot depune cererile de rambursare/plata conform programărilor si nu se încasează sumele necesare pentru continuarea activității) - Impact mediu	45%	- Programarea realista a activităților si prevederea unor timpi de rezerva; - Urmărirea permanenta a încadrării in timpii propuși; - Actualizarea si modificarea planificărilor, daca este necesar, cu masuri de asigurare a resurselor financiare suplimentare rezultate.
2.4.6	Lipsa resurselor umane corespunzător pregătite pentru implementarea proiectului - Impact mediu	20%	- Stabilirea componentei echipei de proiect încă din faza de pregătire a proiectului; - Includerea de responsabili in echipa interna pentru toate domeniile proiectului; - Stabilirea fiselor de post cu detalierea tuturor activităților de realizat; - Suplimentarea echipei in cazul apariției unor activități suplimentare sau datorita creșterii gradului de ocupare cu alte activități/proiecte; - Suplinirea echipei interne cu o echipa de consultanți externi contractata pentru

STUDIU DE FEZABILITATE**Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență****Implementare proiect la sursă CETH Arad****Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.1**

			activitățile de pregătire a documentelor pentru OI/AM.
2.4.7	Necunoașterea legislației în domeniile vizate de proiect – Impact mediu	5%	- Includerea in cadrul echipei interne de proiect a unui responsabil juridic.
2.4.8	Riscuri de conflict în cadrul echipei de proiect - Impact mic	15%	- Stabilirea clara a atributiilor in cadrul fiseilor de post; - Acoperirea tuturor activităților prin fisele de post; - Repartizarea uniforma a volumului de munca in cadrul echipei prin fisele de post; - Stabilirea posibilității de înlocuire între membrii echipei pe durata concediilor de odihna si programarea corespunzătoare a concediilor.
2.4.9	Lipsă de comunicare, comunicare ambiguă, defectuoasă, inefficientă între membrii echipei de proiect - Impact mic	15%	- Stabilirea detaliilor de implementare din faza de pregătire a proiectului; - Stabilirea unor proceduri de lucru cuprinzând relațiile între membri, modul de comunicare si repartizarea sarcinilor in cadrul echipei de proiect; - Urmărirea permanenta a îndeplinirii sarcinilor echipei si a obiectivelor proiectului de către Managerul de Proiect.
2.4.10	Lipsa procedurilor și a instrucțiunilor de lucru - Impact mic	5%	- Stabilirea procedurilor si instrucțiunilor de lucru in faza de pregătire a proiectului si actualizarea/detalierea acestora imediat

			după semnarea contractului de finanțare (manager de proiect, asistent manager).
2.4.11	Coordonare defectuoasă în realizarea fazelor (coordonare și monitorizare ineficientă, planificare defectuoasă) - Impact mediu	30%	<ul style="list-style-type: none"> - Alocarea de timpi suficienți pentru planificare, coordonare și monitorizare a activităților proiectului; - Încărcarea rezonabilă a timpului de lucru a managerului de proiect, astfel încât acesta să coordoneze și să monitorizeze în permanență activitățile proiectului; - Încărcarea rezonabilă a timpului de lucru în cadrul proiectului pentru membrii echipei de proiect; - Replanificarea/actualizarea documentelor de implementare a proiectului, cu respectarea condițiilor impuse de OI/AM.
3	Riscuri în etapa de operare a proiectului		
3.1	Riscuri tehnice		
3.1.1	Riscuri legate de contractarea unui operator cu capacitate reală de operare a infrastructurii create - Impact mediu	30%	<ul style="list-style-type: none"> - Elaborarea minuțioasă a documentației de achiziție cu detalierea tuturor cerințelor și expertizei necesare; - Selectarea unui operator cu capacitate reală de operare a infrastructurii create (expertiza, calificări, resurse, etc.)
3.1.2	Modificări tehnologice; imposibilitatea asigurării mentenanței sistemului la parametrii programați - Impact mediu	40%	- Asigurarea din timp a operatorilor abilitați să asigure mentenanța și echipamentele/piese necesare.

3.1.3	Nerespectarea producției de energie calculate in proiect – Impact mediu	40%	<ul style="list-style-type: none"> - Planificarea, urmărirea și controlul permanent al necesarului de energie și al producției; - Adaptarea planului de producție în funcție de cantitățile de energie consumate/prognozate.
3.2	Riscuri externe		
3.2.1	Imposibilitatea asigurării unui număr suficient de consumatori – Impact semnificativ	20%	<ul style="list-style-type: none"> - Promovarea proiectului în rândul populației și al firmelor/ONG-urilor prin prezentarea tuturor avantajelor încălzirii centralizate; - Încheierea de antecontracte/ angajamente de furnizare în faza de pregătire a proiectului și contracte ferme la semnarea contractului de finanțare; - Practicarea unor tarife subvenționate.
3.2.3	Modificări legislative care pot afecta condițiile de operare, încasările și plățile – Impact mediu	50%	<ul style="list-style-type: none"> - Asigurarea unor surse financiare de rezerva pentru operare; - Urmărirea propunerilor de proiecte legislative și asigurarea măsurilor necesare în timp util.
3.2.4	Creșterea prețurilor la materia primă, materiale și servicii necesare pentru operare – Impact semnificativ	30%	<ul style="list-style-type: none"> - Planificarea riguroasă a încasărilor și plăților; - Anticiparea și prevederea în buget a unor surse financiare de rezerva.
3.3	Riscuri organizaționale		
3.3.1	Imposibilitatea asigurării resurselor umane necesare operării	30%	<ul style="list-style-type: none"> - Identificarea și contractarea unui operator delegat capabil să acopere toate resursele umane necesare exploatarea investiției;

	proiectului – Impact semnificativ		- Impunerea cerințelor specifice legate de resursele umane necesare în faza de licitație pentru delegarea serviciului de termoficare.
3.3.2	Insuficienta/alocarea defectuoasă a resurselor financiare – Impact mediu	30%	- Planificarea riguroasă a cheltuielilor și veniturilor, a încasărilor și plăților; - Anticiparea și prevederea în buget a tuturor surselor financiare necesare.
3.4	Riscuri de management		
3.4.1	Coordonare defectuoasă în activitățile de exploatare a investiției - Impact mediu	30%	- Alocarea de timpuri suficiente pentru planificare, coordonare și monitorizare a activităților de exploatare; - Încărcarea rezonabilă a timpului de lucru a angajaților; - Planificării activităților din timp și urmărirea respectării planului de lucru.

3. Matricea riscurilor

În urma analizei impactului și a probabilității de apariție a fiecărui risc identificat s-a realizat Matricea riscurilor care cuprinde riscurile ce pot apărea din acest moment până la terminarea perioadei de operare prognozate. Având în vedere că activitățile de pregătire a proiectului s-au finalizat, matricea nu include riscurile din această etapă.

Gradul de expunere la riscuri reprezintă consecințele, ca o combinație de probabilitate și impact, pe care le poate resimți proiectul, în raport cu obiectivele prestabilite, în cazul în care riscul se materializează.

Rezultatele de analiză sunt prezentate în Anexa 20 de mai jos :

Anexa 20

Nr. crt.	Risc	Probabilitatea de apariție		Impactul		Grad de expunere al riscului	
		Probabilitate	Scor	Probabilitate	Scor	Probabilitate	Scor
1	Condiții meteorologice nefavorabile pentru realizarea lucrărilor de	medie	50	mic	25	mediu	37,5

STUDIU DE FEZABILITATESursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență

Implementare proiect la sursă CETH Arad

Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.1

	construcție (la implementarea proiectului)						
2	Întârzieri in implementarea proiectului datorate procedurilor de achiziție: perioade prea lungi de verificare a documentelor la ANAP, clarificări, modificări, contestații	medie	70	mediu	50	mediu	60
3	Contractarea unor executanți si prestatori incapabili sa implementeze soluțiile prevăzute in Studiul de Fezabilitate	medie	50	semnificativ	90	mediu	70
4	Modificări tehnologice (de fabricație) ale echipamentelor prevăzute in proiect	mica	20	mediu	60	mediu	40
5	Proiectarea neadaptata la condițiile specifice infrastructurii actuale si a situației din teren, ca urmare a evaluării incorecte a stării actuale a infrastructurii	mica	20	semnificativ	90	mediu	55
6	Întârzieri in realizarea lucrărilor, datorita alocărilor defectuoase de resurse din partea executantului	mica	30	mediu	40	mediu	35
7	Nerespectarea specificațiilor tehnice si a standardelor de calitate in execuția lucrărilor	mica	25	semnificativ	70	mediu	47,5
8	Variabilitatea calității materialelor cu menținerea prețului	mica	25	mediu	35	mic	30
9	Indisponibilitatea temporara a unor materiale/echipamente ca urmare a creșterii cererii pe piața a materialelor de construcție	mica	30	mediu	35	mediu	32,5
10	Apariția necesității realizării de lucrări suplimentare	medie	40	semnificativ	95	mediu	67,5
11	Potențiale modificări ale soluțiilor tehnice, ce pot duce la anularea/diminuarea plăților din fonduri nerambursabile	mica	30	semnificativ	95	mediu	62,5
12	Riscuri de poluare a aerului pe parcursul execuției lucrărilor	mica	5	mediu	50	mic	27,5
13	Neîncadrarea efectuării lucrărilor de către constructor in graficul de timp aprobat si in cuantumul financiar stipulat in contractul de lucrări	mica	30	mediu	70	mediu	50
14	Furnizarea unor dotări/echipamente neconforme	mica	10	mediu	70	mediu	40

STUDIU DE FEZABILITATE

Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență

Implementare proiect la sursă CETH Arad

Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.1

15	Modificarea cadrului legislativ, care poate afecta structura și activitatea echipei de implementare a proiectului, cheltuielile prevăzute în bugetul proiectului, etc.	mica	5	mediu	40	mic	22,5
16	Creșterea taxelor și impozitelor	mica	10	mic	20	mic	15
17	Nerespectarea clauzelor contractuale de către furnizori, prestatori, executanți, sau subcontractanți	mica	20	mediu	40	mic	30
18	Necorelarea graficului investiției cu alte proiecte de dezvoltare (ex. reparații drumuri, apa și canalizare, etc.)	mica	5	mic	20	mic	12,5
19	Resurse financiare ale instituției insuficiente	medie	40	semnificativ	80	mediu	60
20	Imposibilitatea asigurării resurselor umane necesare implementării proiectului	mica	30	semnificativ	90	mediu	60
21	Instabilitatea angajaților care poate afecta echipa de implementare a proiectului	mica	30	mic	30	mic	30
22	Indisponibilitatea/insuficiența resurselor financiare pentru acoperirea cheltuielilor eligibile ale proiectului până la rambursare	medie	35	semnificativ	90	mediu	62,5
23	Indisponibilitatea/insuficiența resurselor financiare pentru cofinanțare și pentru acoperirea cheltuielilor neeligibile	medie	35	semnificativ	95	mediu	65
24	Întârzieri în rambursarea/plata cheltuielilor	medie	40	mediu	70	mediu	55
25	Neîncadrarea în costurile prevăzute în proiect	mica	30	mediu	70	mediu	50
26	Întârzieri în desfășurarea unor activități care duc la deficit de fluxuri de numerar	medie	45	mediu	70	mediu	57,5
27	Lipsa resurselor umane corespunzător pregătite pentru implementarea proiectului	mica	20	mediu	65	mediu	42,5
28	Necunoașterea legislației în domeniile vizate de proiect	mica	5	mediu	40	mic	22,5

STUDIU DE FEZABILITATE

Sursă de producere a energiei termice și electrice
prin cogenerare de înaltă eficiență

Implementare proiect la sursă CETH Arad

Analiza Cost Beneficiu (Capitol 9) – volum 2.1

29	Riscuri de conflict în cadrul echipei de proiect	mica	15	mic	10	mic	12,5
30	Lipsă de comunicare, comunicare ambiguă, defectuoasă, ineficientă între membrii echipei de proiect	mica	15	mic	20	mic	17,5
31	Lipsa procedurilor și a instrucțiunilor de lucru	mica	5	mic	30	mic	17,5
32	Coordonare defectuoasă în realizarea fazelor (coordonare și monitorizare ineficientă, planificare defectuoasă)	mica	30	mediu	70	mediu	50
33	Riscuri legate de contractarea unui operator cu capacitate reală de operare a infrastructurii create	mica	30	mediu	60	mediu	45
34	Modificări tehnologice; imposibilitatea asigurării mentenanței sistemului la parametrii programați	medie	40	mediu	70	mediu	55
35	Nerespectarea producției de energie calculate în proiect	medie	40	mediu	40	mediu	40
36	Imposibilitatea asigurării unui număr suficient de consumatori	mica	20	semnificativ	80	mediu	50
37	Imposibilitatea asigurării biomasei utilizate ca materie primă, la parametrii calitativi și cantitativi stabiliți	mica	20	semnificativ	90	mediu	55
38	Modificări legislative care pot afecta condițiile de operare, încasările și plățile	medie	50	mediu	40	mediu	45
39	Creșterea prețurilor la materia primă, materiale și servicii necesare pentru operare	mica	30	semnificativ	75	mediu	52,5
40	Imposibilitatea asigurării resurselor umane necesare operării proiectului	mica	30	semnificativ	90	mediu	60
41	Insuficiența/alocarea defectuoasă a resurselor financiare	mica	30	mediu	40	mediu	35
42	Coordonare defectuoasă în activitățile de exploatare a investiției	mica	30	mediu	50	mediu	40

Interpretarea calitativă a riscurilor în funcție de probabilitatea de apariție este redată în Anexa 21 mai jos :

Anexa 21

Probabilitatea de apariție	Scor
Mică	0-30
Medie	31-70
Semnificativa	71-100

Interpretarea de clasificare a riscurilor este redată în anexa 22 :

Anexa 22

Risc	Interpretare	Clasificare
Impact mare/ Probabilitate mare	Foarte mare Sunt cele mai mari riscuri cărora întreprinzătorii trebuie să le acorde o atenție deosebită.	A
Impact mare/ Probabilitate medie Impact mediu/ Probabilitate mare	Mare Aceste riscuri au fie o probabilitate mare de apariție, fie un impact semnificativ	B
Impact mediu/ Probabilitate medie	Mediu Există o șansă medie ca riscurile un impact sesizabil să apară.	C
Impact mediu/ Probabilitate scăzută Impact scăzut/ Probabilitate medie	Mic Aceste riscuri pot apărea în unele situații și au un impact scăzut sau mediu.	D
Impact scăzut/ Probabilitate scăzută	Neglijabil Sunt riscuri cu probabilitate mică de apariție și cu un impact scăzut. De aceea pot fi neglijate.	E

Evaluarea probabilității și a impactului este redată în Anexa 23 :

Anexa 23

IMPACTUL				
PROBABILITATEA		Scăzut	Mediu	Mare
		(ne semnificativ, trebuie doar notat)	(impact rezonabil, necesită monitorizare)	(va avea un impact semnificativ)
	Scăzută	E	D	C
	(puțin probabil să se întâmple)			
	Medie	D	C	B
	(se poate produce la un moment dat)			
	Mare	C	B	A
(probabil se va produce)				

7 Concluzii

Analiza de Cost-Beneficiu a fost realizata in cadrul procesului de accesare a fondurilor Uniunii Europene, luând in considerare cerințele impuse la nivelul Uniunii Europene si cele naționale.

Conform metodologiei de Analiza Cost-Beneficiu, Analiza financiara acoperă următorii pași:

- (i) estimarea veniturilor si costurilor proiectului si a implicațiilor acestora in ceea ce privește fluxul de numerar;
- (ii) (ii) determinarea diferenței de finanțat a opțiunii selectate si calcularea ulterioara a cheltuielilor eligibile care pot fi cofinanțate de Fonduri (iii) definirea structurii proiectului si a profitabilității financiare a acestuia; (iv) verificarea suficienței fluxului de numerar previzionat pentru a asigura operarea in condiții corespunzătoare a proiectului si pentru a îndeplini toate obligațiile investiționale si legate de plata datoriilor.

Calcululele sunt realizate pe baza costurilor si beneficiilor calculate pe perioada de analiza dar si ca valori actualizate, rata de actualizare reala utilizata pentru analiza financiara fiind de 5%, in conformitate cu cerințele Ghidului Solicitantului.

Analiza deficitului de finanțare - care definește nivelul de cofinanțare solicitat de proiect, precum si calculul indicatorilor de performanta financiara ai proiectului se bazează pe fluxuri de numerar incrementale (calculate ca diferența intre scenariile "cu proiect" si "fără proiect"). Analizele sunt elaborate pe baza metodei Fluxurilor de Numerar Actualizate (FNA), care aloca beneficii si costuri in timp, in anul in care se produc si apoi le actualizează pentru a exprima valoarea actuala a acestora. Componentele nemonetare, cum ar fi cheltuielile diverse si neprevăzute si costul amortizării nu sunt luate in considerare.

Indicatorii RFR/C (rata financiara de rentabilitate aferenta investițiilor) si VANF/C (valoarea actualizata neta aferenta investițiilor) sunt calculați pentru a evalua profitabilitatea financiara a investiției. Acești indicatori arata capacitatea veniturilor nete de a remunera costurile de investiții, indiferent de modul in care acestea sunt finanțate. Atunci când se calculează profitabilitatea financiara a capitalului propriu (național - VANF/K, RFR/K), resursele financiare – fără grant-ul UE – investite in proiect sunt luate ca fluxuri de ieșire in locul costurilor de investiții. Devizele generale conform HG 907 sunt prezentate in volumul de Anexe atasat (Anexele 28 si 29) .

In ceea ce privește indicatorii financiari ai proiectului, valoarea actualizata neta (VAN) precum si ratele interne de rentabilitate financiara - cu si fără asistenta comunitara - sunt următoarele:

Anexa 26a				
Indicatori financiari				
Indicatori financiari	Inainte de asistenta comunitara		Dupa asistenta comunitara	
1. Rată de rentabilitate financiară	20,58%	RIRF/C	104,07%	RIRF/K
2. Valoare actualizată netă (lei)	966.480.804,48	VAN/C	1.315.955.749,23	VAN/K
3. Valoare actualizată netă (euro)	195.248.647,37	VAN/C	265.849.646,31	VAN/K
4. Raportul Cost/Beneficiu	0,72	C/B	0,69	C/B

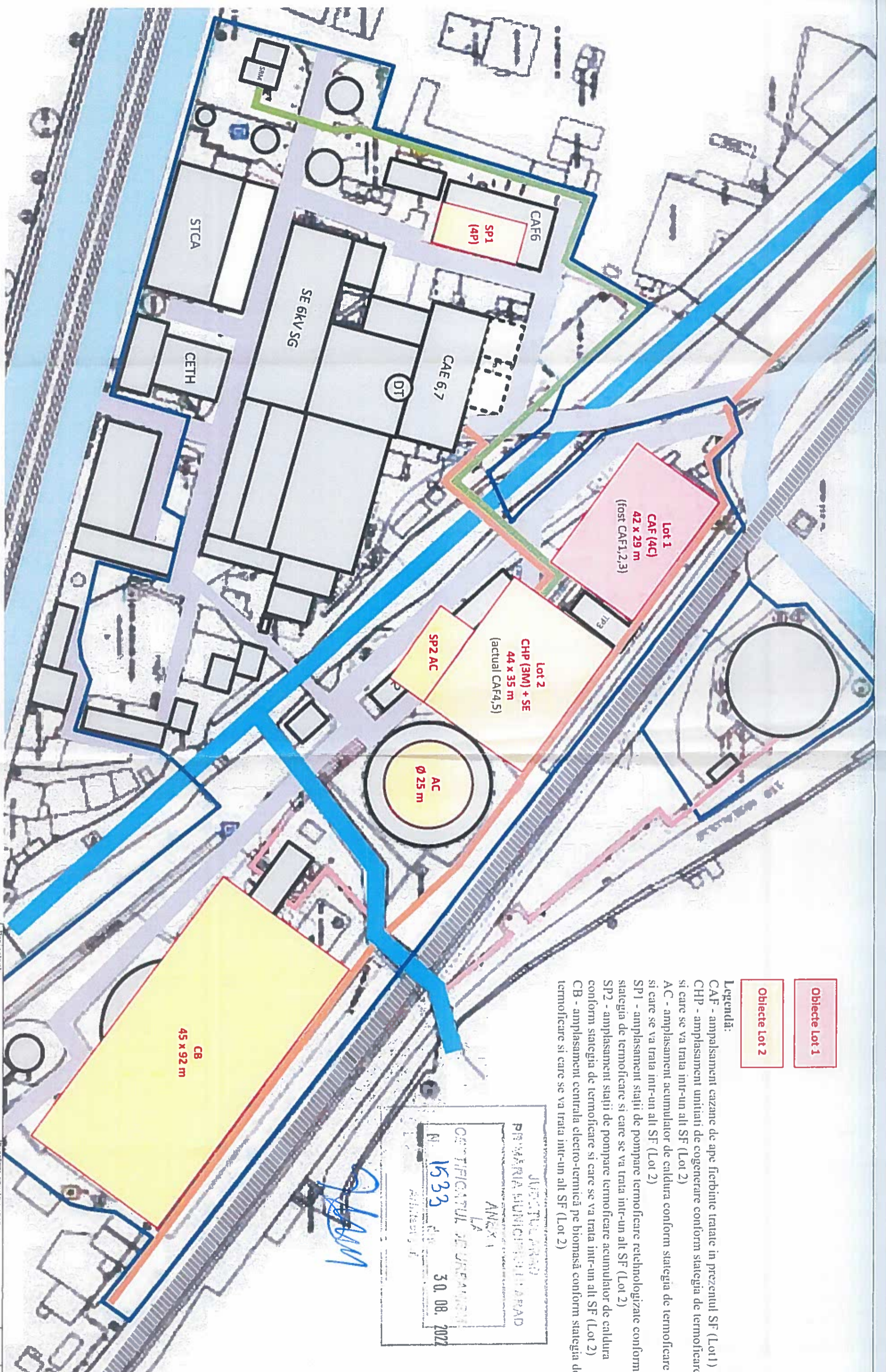
Valorile indicatorilor financiari arata ca proiectul nu are nevoie de finanțare UE si de la Bugetul de stat, având o valoare neta actualizata pozitiva si o rata interna de rentabilitate mai mare decât rata de actualizare.

Analiza economica, arata ca proiectul aduce mai multe beneficii decât costuri sociale.

Analiza de senzitivitate , al cărei obiectiv general este identificarea variabilelor cheie si a impactului potențial al acestora in ceea ce privește modificarea indicatorilor financiari si economici a identificat ca cel mai mare impact si, ca atare, variabilele considerate „sensibile” la nivelul acestui proiect sunt veniturile din operare (pretul energiei termice si electrice furnizate) si costurile cu materiile prime – aceste variabile necesitand o monitorizare constanta in vederea derularii in bune conditii a proiectului.

Data intocmirii: 02.09.2022

Elaborator, Proarcor



Obiecte Lot 1

Obiecte Lot 2

Legendă:

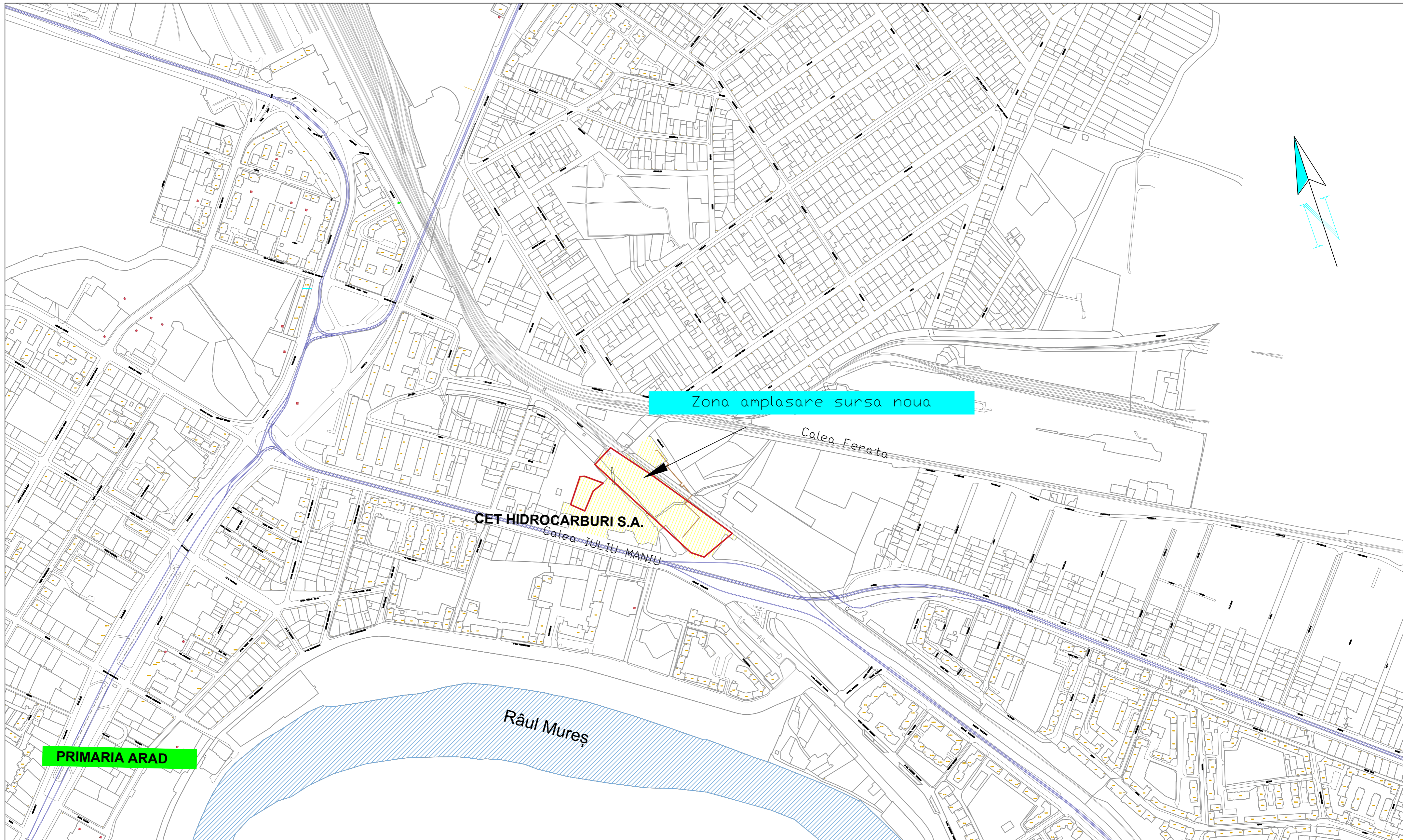
- CAF - amplasament cazane de ape fierbinte tratate în prezentul SF (Lot 1)
- CHP - amplasament unități de cogenerare conform strategiei de termoficare și care se va trata într-un alt SF (Lot 2)
- AC - amplasament acumulator de căldură conform strategiei de termoficare și care se va trata într-un alt SF (Lot 2)
- SP1 - amplasament stații de pompare termoficare tehnologizate conform strategiei de termoficare și care se va trata într-un alt SF (Lot 2)
- SP2 - amplasament stații de pompare termoficare acumulator de căldură conform strategiei de termoficare și care se va trata într-un alt SF (Lot 2)
- CB - amplasament centrala electro-termică pe biomasă conform strategiei de termoficare și care se va trata într-un alt SF (Lot 2)

JUDEȚUL ARAD
 PRIMĂRIA MUNICIPIULUI APAD
 ANEXA LA
 CERTIFICATUL DE URMAȘIRE
 N 1533
 30.08.2022
 Arhitect: J.



Proiectant:		Societate PROARCOR CONSULTING S.R.L. CUI 25810393	
Specificatie	Nume	Semnatura	Scara
Verificat	ing. A. Tamasu		%
Proiectat	ing. Botond Biro		
Descris	ing. Botond Biro		
Titlu planșă		Plan general de situație	
Faza:		AVIZE	
Proiect nr. (594x420)		MARP2, SACETI, SF2-2022	
Proiect nr. (594x420)		Pansa nr. P01	

Proiect nr. 1533
 Implementare proiect la sursă CETH Arad
 Sursa de producere energie termică și electrică prin cogenerare de înaltă eficiență



PRIMARIA ARAD

Zona amplasare sursa noua

CET HIDROCARBURI S.A.

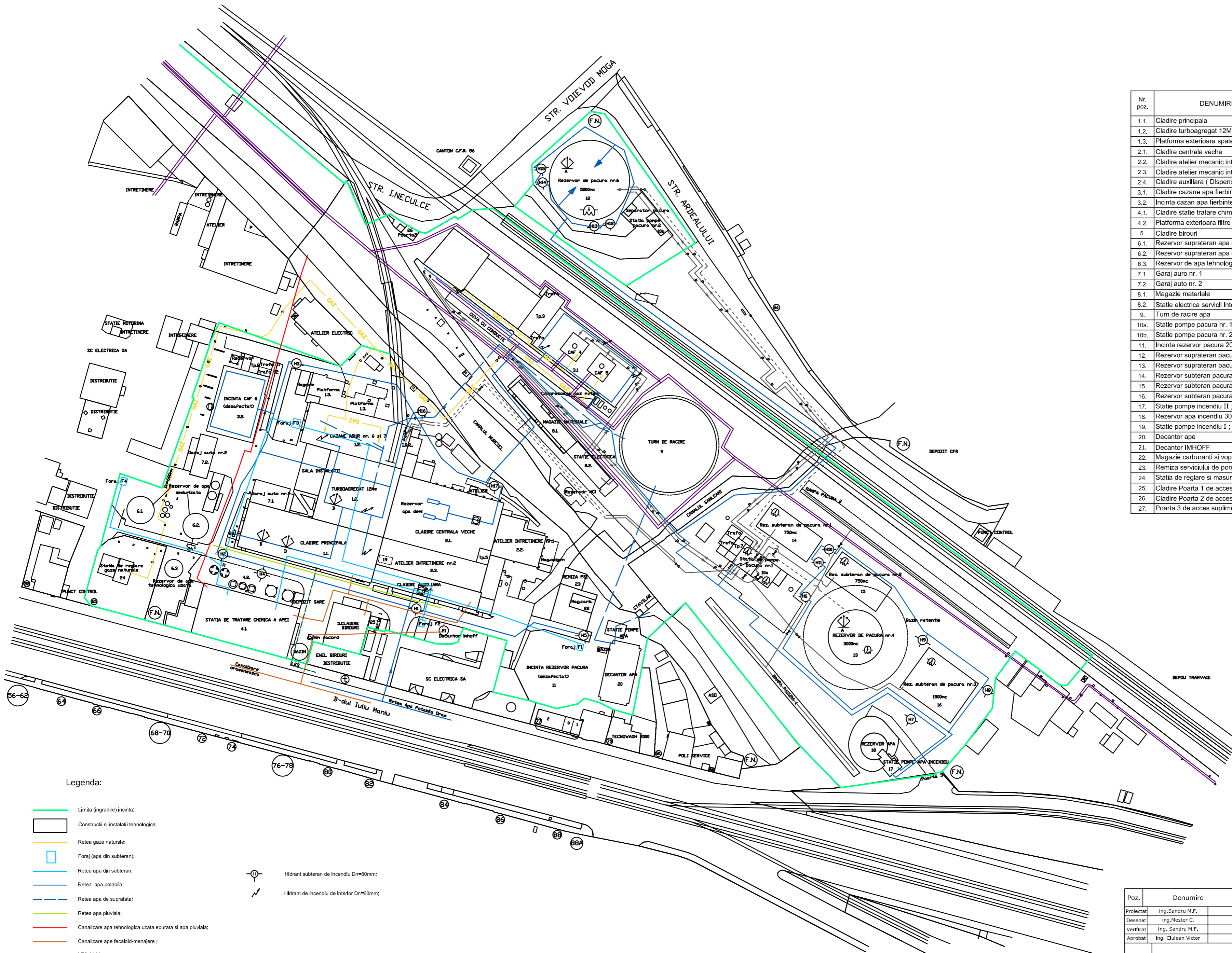
Calea IULIU MANIU

Calea Ferată

Râul Mureș



Proiectant: Str. Fabricii Nr.2/77 Cluj Napoca 400620		Beneficiar: UAT MUNICIPIUL ARAD Proiect: Sursa de producere energie termica si electrica prin cogenerare de înaltă eficiență Implementare proiect la sursă CETH Arad		Proiect nr. MA-P2-SACET-SF2-2022 AS (420x297)
Specificatie Verificat Proiectat: Desenat:	Nume ing. A. Tamasiu ing. Botond Biro ing. Botond Biro	Semnatura 	Scara: 1:10000 Data 2022	Faza: SF Planșa nr: P01
PLAN DE INCADRARE IN ZONA				

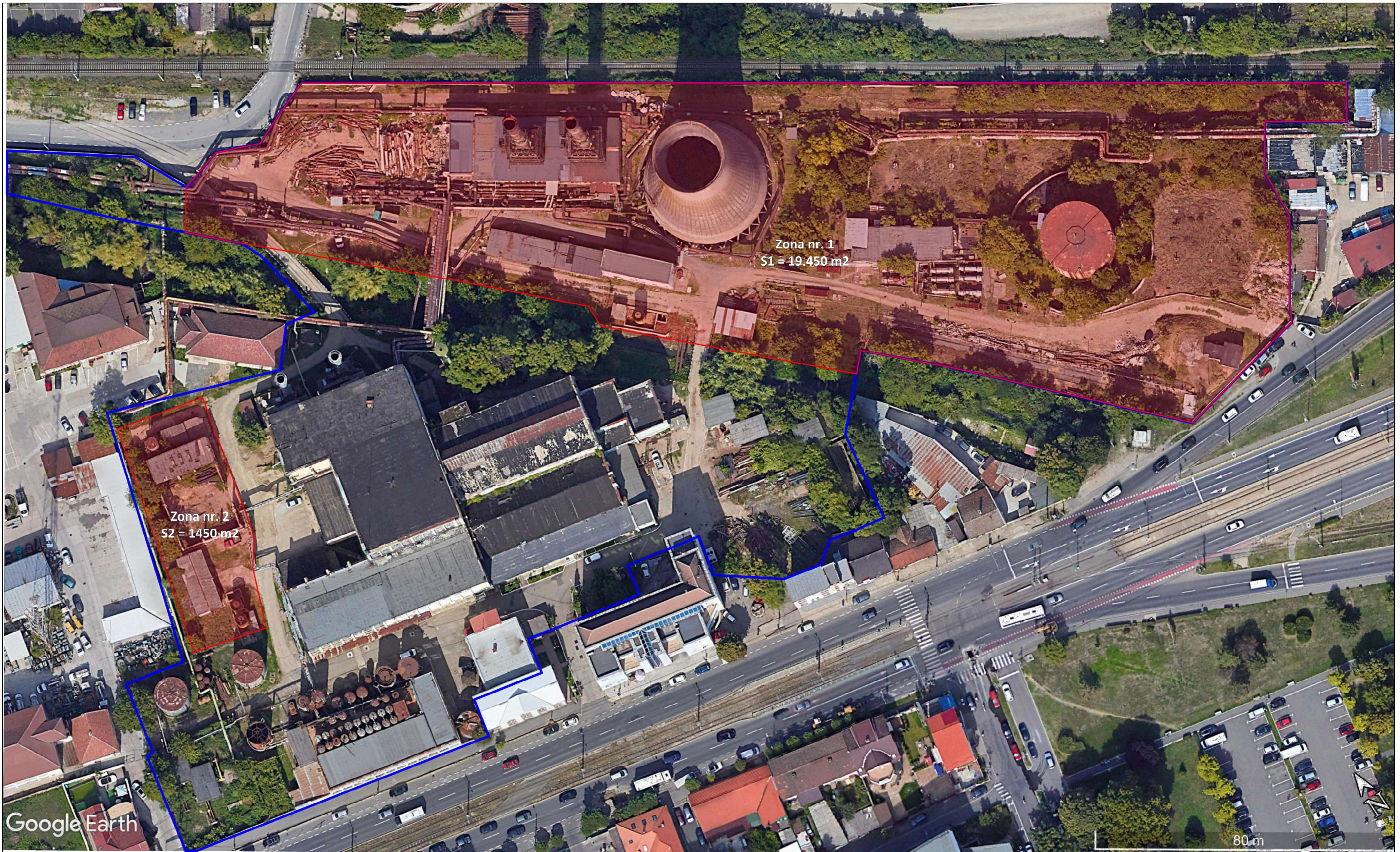


Nr. poz.	DENUMIRE OBIECT / INSTALATIE	Grad rezist. la foc	Categ. pericol incendiu
1.1.	Cladire principala	II	D
1.2.	Cladire turboagregat 12MW si Cazane abur nr.6 si 7	II	D
1.3.	Platforma exterioara spate Cazane abur nr.6 si 7	II	E
2.1.	Cladire centrala veche	II	E
2.2.	Cladire atelier mecanic intretinere nr.1	II	D
2.3.	Cladire atelier mecanic intretinere nr.2	II	D
2.4.	Cladire auxiliara (Dispensare)	II	D
3.1.	Cladire cazane apa fierbinte nr. 4 si 5	II	C
3.2.	Incinta cazan apa fierbinte nr. 6	II	C
4.1.	Cladire statie tratare chimica ape	II	D
4.2.	Platforma exterioara filtre chimice apa	II	E
5.	Cladire birouri	II	D
6.1.	Rezervor suprateran apa dedurizata 400 mc nr. 1	II	E
6.2.	Rezervor suprateran apa dedurizata 400 mc nr. 2	II	E
6.3.	Rezervor de apa tehnologica uzata	II	E
7.1.	Garaj auto nr. 1	II	C
7.2.	Garaj auto nr. 2	II	C
8.1.	Magazie materiale	II	D
8.2.	Statie electrica servicii interne II	II	D
9.	Turn de racire apa	II	E
10a.	Statie pompe pacura nr. 1	II	C
10b.	Statie pompe pacura nr. 2	II	C
11.	Incinta rezervor pacura 2000mc nr. 5	II	C
12.	Rezervor suprateran pacura 5000mc nr. 6	II	C
13.	Rezervor suprateran pacura 3000mc nr. 4	II	C
14.	Rezervor subteran pacura 750mc nr. 1	II	C
15.	Rezervor subteran pacura 750mc nr. 2	II	C
16.	Rezervor subteran pacura 750mc nr. 3	II	C
17.	Statie pompe incendiu II ; H=60m col. apa	II	E
18.	Rezervor apa incendiu 300mc	II	E
19.	Statie pompe incendiu I ; H=60m col. apa	II	E
20.	Decantor ape	II	E
21.	Decantor IMHOFF	II	E
22.	Magazie carburanti si vopsele	II	D
23.	Remiza serviciului de pompieri civili	II	D
24.	Statie de reglare si masura gaze naturale	II	D
25.	Cladire Poarta 1 de acces din Bd. Iuliu Maniu	II	D
26.	Cladire Poarta 2 de acces din str. Ion Neculce	II	D
27.	Poarta 3 de acces suplimentar din Bd. Iuliu Maniu	II	E

Legenda:

- Limita (ingradire) incinta;
- Constructii si instalatii tehnologice;
- Relea gaze naturale;
- Foraj (apa din subteran);
- Relea apa din subteran;
- Relea apa potabila;
- Relea apa de suprafata;
- Relea apa pluviala;
- Canalizare apa tehnologica uzata epurata si apa pluviala;
- Canalizare ape fecaloid-menajere ;
- LES 6 KV ;
- ⊕ Hidrant subteran de incendiu Dn=80mm;
- ⊕ Hidrant de incendiu de interior Dn=60mm;


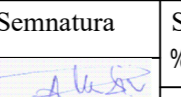
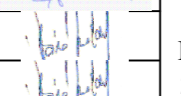

Poz.	Denumire	Nr. desen sau STAS	Buc.	Material	Observatii	Masa neta
Proiectat	ing. Sandru M.F.					
Desenat	ing. Mester C.					
Verificat	ing. Sandru M.F.					
Aprobat	ing. Ciulean Victor					
		Scara 1:1000	S.C. CET HIDROCARBURI S.A.			
		Data : 31.05.2022	Plan de situatie			
2020	S.C. CET HIDROCARBURI S.A.		Schema de instalatii si retele			
B-dul Iuliu Maniu, nr. 65-71						



Google Earth

80 m



Proiectant:  Str. Fabricii Nr.2/77 Cluj Napoca 400620				Beneficiar: UAT MUNICIPIUL ARAD Proiect: Sursa de producere energie termica si electrica prin cogenerare de inalta eficienta Implementare proiect la sursa CETH Arad		Proiect nr. MA-P2- SACET -SF2-2022 A2 (604x420)	
Specificatie	Nume	Semnatura	Scara:	Titlu plansa: Plan de amplasament propus			
Verificat	ing. A. Tamasiu		%				
Proiectat:	ing. Botond Biro		Data				
Desenat:	ing. Botond Biro		2022				
				Faza: SF		Plansa nr. P03	



LEGENDĂ

- MT – Obiect Motoare Termice [1]
- CB – Obiect Centrală Biomasă + Spațiu stocare biomasă SB [2]
- CA – Obiect Cazane de Apă Caldă [3]
- AC – Obiect Acumulator de Căldură [4]
- SP – Obiect Stație Pompare [5]
- ST – Obiect Stație Tratare Chimică Apă [6]
- DT – Obiect Degazor Termic [7]
- SE – Obiect Stație Electrică și de Control [8]
- SG – Obiect Servicii Generale, Rețele și Racorduri în incintă [9]

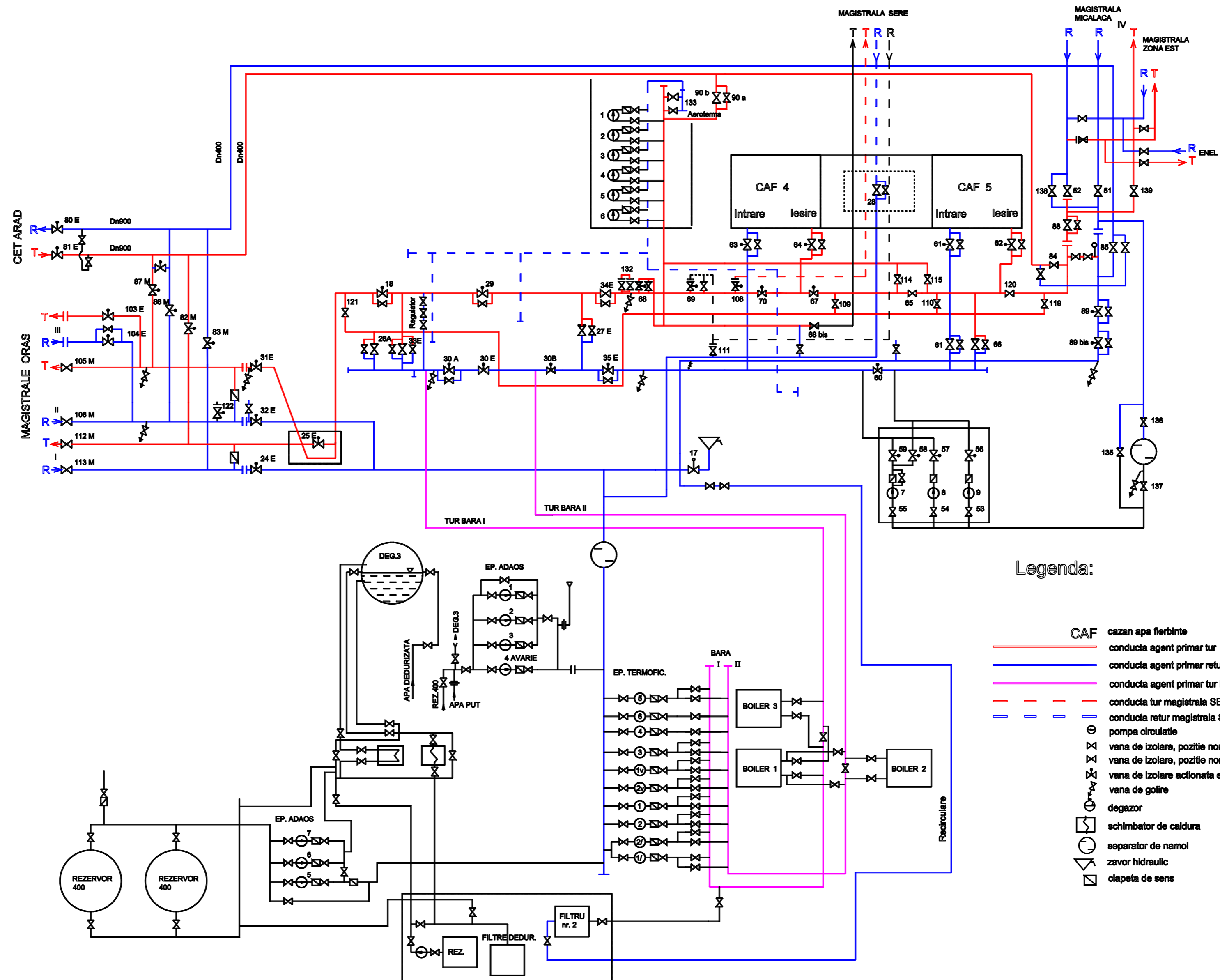
— Conductă de gaz existentă

Obiect nou
Obiect existent
Teren alocat



Proiectant: PROARCOR CONSULTING Str. Fabricii Nr.2/77 Cluj Napoca 400620				Beneficiar: UAT MUNICIPIUL ARAD Proiect: Sursa de producere energie termica si electrica prin cogenerare de inalta eficienta Implementare proiect la sursa CETH Arad		Proiect nr. MA-P2-SACET-SF2-2022 AZ (604x420)	
Specificatie	Nume	Semnatura	Scara: %	Titlu plansa: Plan general de situație propus			
Verificat	ing. A. Tamasiu	<i>A. Tamasiu</i>					
Proiectat:	ing. Botond Biro	<i>Botond Biro</i>	Data 2022				
Desenat:	ing. Botond Biro	<i>Botond Biro</i>		Faza: SF Plansa nr: P04			

Schema termomecanică simplificată - situația existentă



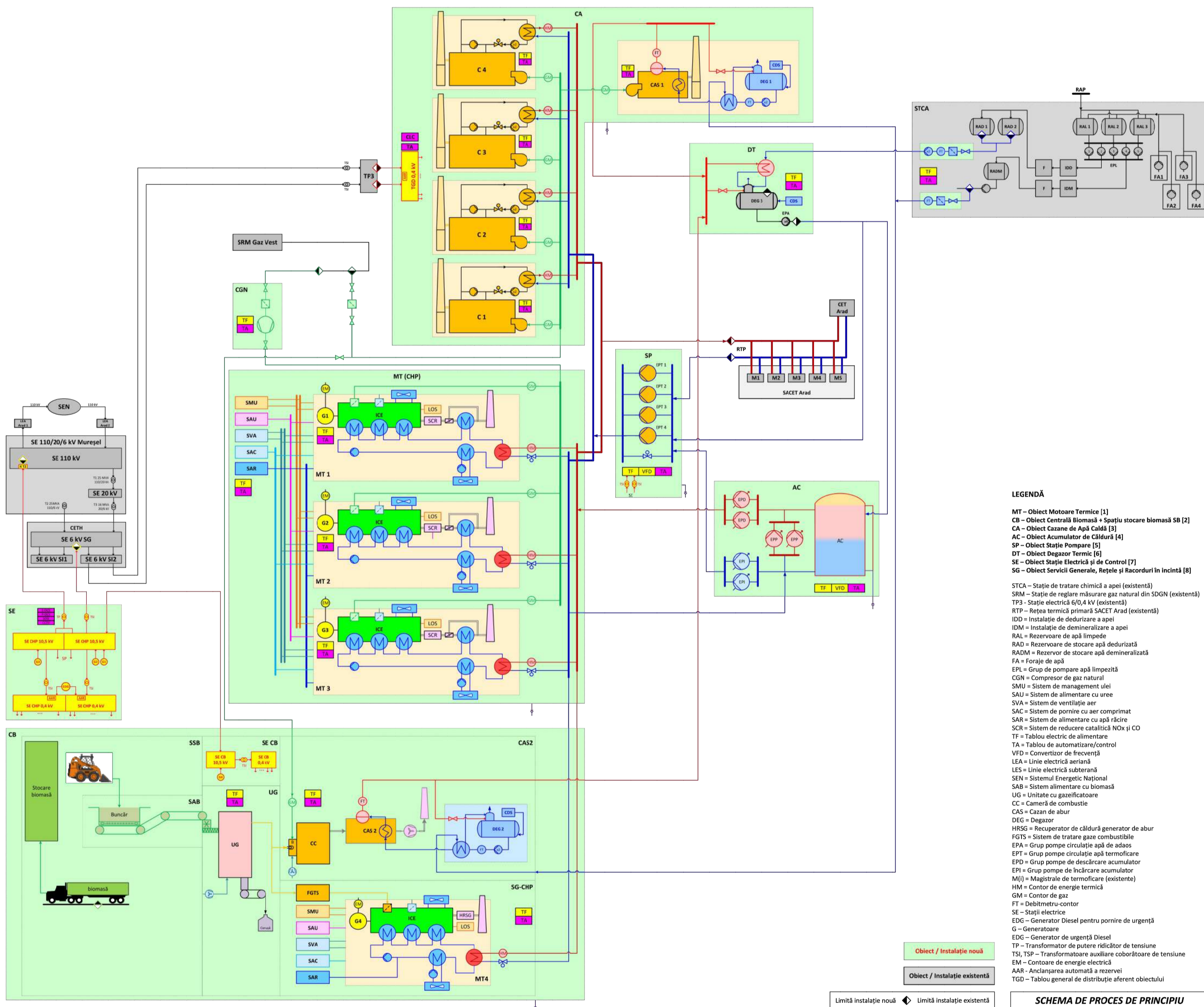
Legenda:

- CAF cazan apa fierbinte
- conducta agent primar tur
- conducta agent primar retur
- conducta agent primar tur BARA I, BARA II
- - - conducta tur magistrala SERE dezafectata
- - - conducta retur magistrala SERE dezafectata
- ⊕ pompă circulație
- ⊗ vana de izolare, pozitie normal deschisa
- ⊘ vana de izolare, pozitie normal inchisa
- ⊗ vana de izolare actionata electric
- ⊕ vana de golire
- ⊕ degazor
- ⊕ schimbator de caldura
- ⊕ separator de namol
- ⊕ zavor hidrolic
- ⊕ clapeta de sens

Proiectant: Str. Fabricii Nr.2/77 Cluj Napoca 400620		Beneficiar: UAT MUNICIPIUL ARAD Proiect: Sursa de producere energie termica si electrica prin cogenerare de înaltă eficiență Implementare proiect la sursă CETH Arad		Proiect nr. MA-P2-SACET-SF 2-2022
Specificatie Verificat: ing. A. Tamasiu Proiectat: ing. Botond Biro Desenat: ing. Botond Biro		Scara: % Data 2022		Faza: SF Planșa nr. P05
SCHEMĂ TERMODINAMICĂ SIMPLIFICATĂ - SITUAȚIA EXISTENTĂ				



Schemă termomecanică simplificată situația propusă (schema de proces)



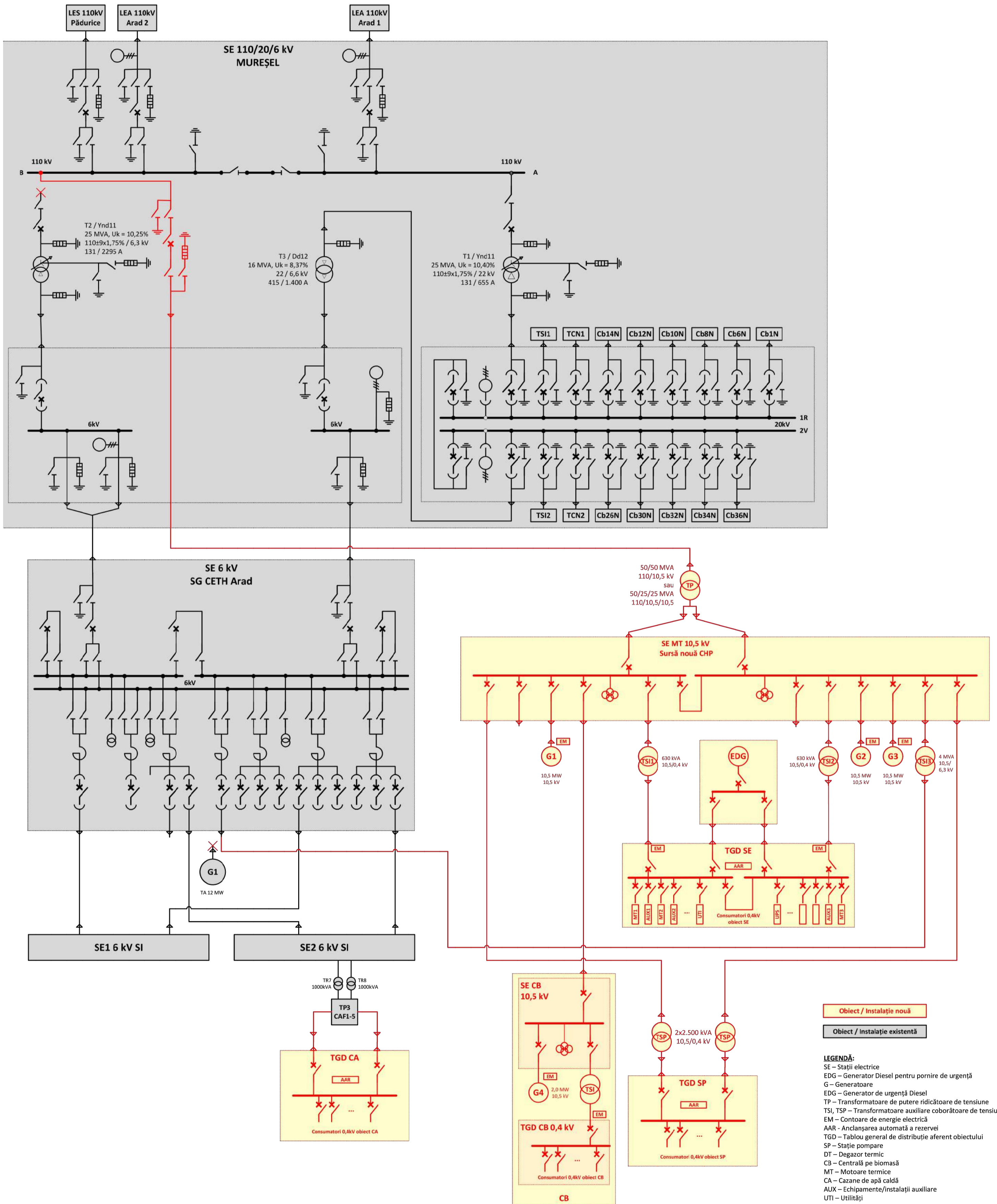
- LEGENDĂ**
- MT – Obiect Motoare Termice [1]
 - CB – Obiect Centrală Biomasă + Spațiu stocare biomasă SB [2]
 - CA – Obiect Cazane de Apă Caldă [3]
 - AC – Obiect Acumulator de Căldură [4]
 - SP – Obiect Stație Pompare [5]
 - DT – Obiect Degazor Termic [6]
 - SE – Obiect Stație Electrică de Control [7]
 - SG – Obiect Servicii Generale, Rețele și Racorduri în Incintă [8]
- STCA – Stație de tratare chimică a apei (existentă)
 SRM – Stație de reglare măsurare gaz natural din SDGN (existentă)
 TP3 – Stație electrică 6/0,4 kV (existentă)
 RTP – Rețea termică primară SACET Arad (existentă)
 IDD = Instalație de dedurizare a apei
 IDM = Instalație de demineralizare a apei
 RAD = Rezervoare de apă limpede
 RADM = Rezervor de stocare apă dedurizată
 FA = Foraje de apă
 EPL = Grup de pompare apă limpezită
 EPD = Grup pompe de descărcare acumulator
 EPI = Grup pompe de încărcare acumulator
 M(I) = Magistrale de termoficare (existente)
 HM = Contor de energie termică
 GM = Contor de gaz
 FT = Debitmetru-contor
 SE = Stații electrice
 EDG – Generator Diesel pentru pornire de urgență
 C – Generatoare
 EDG – Generator de urgență Diesel
 TP – Transformator de putere ridicător de tensiune
 TSI, TSP – Transformatoare auxiliare coborâtore de tensiune
 EM – Contoare de energie electrică
 AAR - Ancianșarea automată a rezervei
 TGD – Tablou general de distribuție aferent obiectului

Limită instalație nouă ◀ Limită instalație existentă

SCHEMA DE PROCES DE PRINCIPIU



Proiectant: PROARCOR CONSULTING <i>Sir. Fabricii Nr.2/77 Cluj Napoca 400620</i>		Beneficiar: UAT MUNICIPIUL ARAD Proiect: Sursa de producere energie termica si electrica prin cogenerare de inalta eficienta Implementare proiect la sursă CETH Arad		Proiect nr. MA-P2-SACET-SF2-2022 A2 (59x4x20)
Specificatie	Nume	Semnatura	Scara: %	Faza: SF
Verificat	ing. A. Tamasiu	<i>A. Tamasiu</i>		
Proiectat:	ing. Botond Biro	<i>Botond Biro</i>	Data 2022	Planșa nr: P06
Desenat:	ing. Botond Biro	<i>Botond Biro</i>		



Obiect / Instalație nouă
 Obiect / Instalație existentă

LEGENDĂ:
 SE – Stații electrice
 EDG – Generator Diesel pentru pornire de urgență
 G – Generatoare
 EDG – Generator de urgență Diesel
 TP – Transformatoare de putere ridicătoare de tensiune
 TSI, TSP – Transformatoare auxiliare coborâtoare de tensiune
 EM – Contoare de energie electrică
 AAR – Anclanșarea automată a rezervei
 TGD – Tabloul general de distribuție aferent obiectului
 SP – Stație pompare
 DT – Degazor termic
 CB – Centrală pe biomasă
 MT – Motoare termice
 CA – Cazane de apă caldă
 AUX – Echipamente/installații auxiliare
 UTI – Utilități



Proiectant: Sîr. Fabricii Nr.2/77 Cluj Napoca 400620		Beneficiar: UAT MUNICIPIUL ARAD Proiect: Sursa de producere energie termica si electrica prin cogenerare de inalta eficienta Implementare proiect la sursa CETH Arad		Proiect nr. MA-P2-SACET-SF2-2022	
Specificatie Verificat Proiectat: Desenat:	Nume ing. A. Tamasiu ing. Botond Biro ing. Botond Biro	Semnatura 	Scara: % Data 2022	Titlu plansa: Schema electrică propusă pentru obiectivul de investiție	Faza: SF Plansa nr: P07

A3 (594x20)