

S.C. CET HIDROCARBURI S.A.
IEȘIRE NR. 2455
DATA 03. AUG. 2026

SC CET HIDROCARBURI SA

CUI 26176052 | Arad, Bd. Iuliu Maniu nr. 65-71 | J2009001141024 EUID-ROONRC.J20091141024

PLAN DE ADMINISTRARE PERIOADA 2026 - 2030

Elaborat in conformitate cu OUG nr. 109/2011 privind guvernanta corporativa a intreprinderilor publice
Nivelurile Indicatorilor de performanta sunt consemnate in Anexa Indicatori 2026-2030 (document separat)

Presedinte Consiliu de Administratie
SC CET HIDROCARBURI SA

Roxana-Adriana Tabuila



Arad, AUGUST 2026

1. PREZENTAREA SOCIETATII

1.1. Date de identificare

Indicator	Date
Denumire	SC CET HIDROCARBURI SA
CUI / CIF	RO 26176052
Nr. Reg. Comertului	J2009001141024 EUID-ROONRC.J20091141024
Sediu social	Arad, Bd. Iuliu Maniu nr. 65-71, judetul Arad
Capital social	8.755.570 RON (875.557 actiuni x 10 lei/actiune)
Actionar unic	Municipiul Arad - Consiliul Local
Cod CAEN principal (tranzitie 2026)	3511 - Productia de energie electrica
Licenta ANRE	Nr. 2109/18.10.2023
Nr. salariati (31.12.2025)	182 persoane (exclusiv 3 membri CA provizoriu)
Nr. salariati (Iulie 2026)	173 persoane (exclusiv membri CA permanent numiti la 06.03.2026)
Banca principala	Raiffeisen Bank SA - IBAN: RO19RZBR0000060012166179

1.2. Consiliul de Administratie Permanent (mandat 06.03.2026 - 05.03.2030)

Prin Hotararea AGA nr. 2/06.03.2026, au fost revocate mandatele provizorii si numiti administratorii permanenti cu un mandat de 4 (patru) ani, conform OUG 109/2011:

Nume si prenume	Funcție CA	CNP	Mandat
Roxana-Adriana Tabuila	Presedinte CA	2821018020081	06.03.2026 - 05.03.2030
Alina-Teodora Costea	Membru CA	2761202020065	06.03.2026 - 05.03.2030
Izabella Gali	Membru CA	2780310020048	06.03.2026 - 05.03.2030 incetat prin demisie la 02.07.2026
Ioan-Lucian Ghib	Membru CA	1860806324812	06.03.2026 - 05.03.2030
Ioan-Florin Morar	Membru CA	1701201020010	06.03.2026 - 05.03.2030

Director General: Ing. Victor Ciulean, imputernicit prin Actul Constitutiv rescris cu noua componenta a CA - Art. 6, Hotararea AGA nr. 2/2026 sinumit prin Decizia CA nr. 18/18.05.2026.

1.3. Obiectul de activitate si autorizarea CAEN 2026

SC CET Hidrocarburi SA opereaza sistemul centralizat de termoficare al municipiului Arad (SACET), producand, transportand si distribuind energie termica si abur tehnologic, in regim de serviciu public de interes local, in baza contractului de delegare a gestiunii cu Municipiul Arad - actionarul unic.

S-a luat decizia la nivel de actionariat de a autoriza un nou cod CAEN – 3511, in cursul anului 2026, deoarece activitatea CET H a fost restructurata. In acest sens, finalizarea proiectului de cogenerare (3 motoare x 10,4 MWe, (termen 31.10.2026) transforma societatea intr-un producator dual de energie electrica si termica. Obiectul principal de activitate se va modifica de la codul CAEN 3530 la codul CAEN 3511 (Productia de energie electrica din surse neregenerabile - cogenerare pe gaze naturale). Procedurile de inregistrare la ONRC si actualizarea licentei ANRE sunt incluse in Planul de actiuni.

1.4. Structura de personal

Total salariati (inclusiv CA provizoriu)	182	227
--	-----	-----

din care: Membri CA	3 (provizorii)	5 (permanenti)
Personal operareproductie, retele, exploatare	134	134
Personal TESA (admin, financiar, comercial)	48	48
Recrutari planificate: operatori motoare cogenerare	-	+45

1.5. Proiectemajore de investitii in derulare

Proiect	Valoare	Termen	Descriere
COGENERARE - Productie EE + ET	100 mil. EUR	31.10.2026	3 motoare cogenerare: 3x10,4 MWe + 3x9,0 MWt + 1 acumulator caldura. 4 cazane APF x 25 MWt - finalizate. Total capacitate: 127 MWt + 31,2 MWe.
REABILITARE RETELE TRANSPORT ET	53 mil. EUR	Iulie 2028	Inlocuire conducte preizolate: 56,367 km retea primara (5 magistrale). Reducerepierderitermice de la ~30% la <12%.

2. DIAGNOSTIC FINANCIAR - SITUATIA LA 31.12.2025**2.1. Contul de profit si pierdere 2025**

Situatia financiara la 31 decembrie 2025 reflecta o structura de costuri dominata de gazele naturale (63,6% din CA), un nivel ridicat al provizioanelor si o dependenta structurala de subventiile acordate de Municipiul Arad (42,2% din veniturile totale de exploatare).

Indicator	Valoare 2025 (RON)	% din CA
Cifra de afaceri neta (CA)	118.981.261	100,0%
- venituriserviciitermoficare (ct.704)	62.450.995	52,49%
- subventii exploatare aferente CA (ct.7411)	56.523.039	47,51%
Alte venituriexploatare (ct.758)	1.496.053	1,26%
Venituriprovizioane/ajustari (ct.781)	14.222.771	12,04%
VENITURI TOTALE DIN EXPLOATARE	134.799.959	113,2%
Cheltuieli materiale si energie (ct.601-607)	91.186.071	76,64%
- GAZE NATURALE (ct.601)	75.147.533	63,6%
- energielectrica (ct.605)	14.145.714	11,89%
Cheltuieli cu personalul (ct.641+645+646)	16.733.151	14,07%
Cheltuieli cu PROVIZIOANE (ct.6812)	13.765.950	11,57%
CHELTUIELI TOTALE DIN EXPLOATARE	135.587.654	113,96%
REZULTAT DIN EXPLOATARE (EBIT)	-787695	-4,8%
PIERDERE NETA A EXERCITIULUI	-787695	-
EBITDA (EBIT + Amortizare + Provizioane nete)	12.657.966	10,64%

2.2. Date privindproductia de energietermica 2025

Indicator de productie	Valoare 2025	Previziune 2026
Productieproprie CET Hidrocarburi (Gcal/an)	83.608,5	~87.000
Total productieproprie SACET Arad (Gcal/an)	84.615,6	~88.000
Achizitii AOT - Termoficare (Gcal/an)	39.810,0	~38.000
Total iesiri la gardul CT (Gcal/an)	124.425,5	~126.000
PIERDERI TERMICE IN RETEA (Gcal/an, %)	52.563 Gcal - 30,2%	~40.000 Gcal - ~25%
Productie energie electrica (cogenerare, MWhe)	0 (inexistent in 2025)	~45.677MWhe*

* Energia electrica estimata nov.-dec 2026: 3 motoare x 10,4 MWe x ~1464 ore (100% disponibilitate). Nivelul exact al veniturilor estimate este consemnat in Anexa Indicatori.

2.3. Bilantsintetic la 31.12.2025

ACTIV	PASIV
Active imobilizate nete Imob. corporale nete: 1.374.530 RON Imob. financiare: 731.372RON TOTAL IMOBILIZATE: 2.101.902 RON	Capitaluri proprii Capital subscris: 8.755.570 RON Rez. reevaluare: 2.247.405 RON Alte rezerve: 2.022.575 RON Pierdere reportata: -37.816.755 RON Pierdere ex. 2025: -787.695 RON TOTAL CAP. PROPRII: - 25.578.900 RON
Active circulante Stocuri/av. furnizori: 26.295.188 RON Creante clienti (nete): 16.148.420 RON Alte creante: 23.481.199 RON Casa si banci: RON TOTAL ACTIV:	Provizioane: 13.765.950 RON Venituri in avans: 2.453.527 RON Datorii curente Furnizori: 64.038.627 RON Datorii fiscale/sociale: 11.054.497 RON Alte

80.173.366 RON

datorii curente: 23.037.557 RON TOTAL DATORII
CURENTE: 98.130.681 RON**2.4. Indicatori sintetici de performanta si risc**

Indicator	Valoare 2025	Ref. optima	Rating
EBIT (Rezultatexploatare)	- RON	>0	Negativ
EBITDA	12.657.966 RON	>0	Pozitiv
Pierdere neta exercitiu	- 787.695	Profi<0	Pierdere
Capitaluri proprii totale	-25.578.900 RON	>0	Negative
Pierdere reportata cumulata	-37.816.755 RON	0	Critic
Lichiditate generala	0,803	>=1,0	Sub minim
DPO furnizori	167 zile	<60 zile	Critic
Rata cheltuieli personal / CA	14,16%	<20%	OK
Subventii / Venituri totale exploatare	42,2%	<25%	Ridicat

2.5. Analiza SWOT

PUNCTE TARI (Strengths)	PUNCTE SLABE (Weaknesses)
- EBITDA pozitiv de 12,65 mil. RON confirma capacitate operationala reala - Doua proiecte majore de investitii (100+53 mil. EUR) in derulare, finantate de actionar - Modernizare finalizata: 4 cazane APF x 25 MWt - Cogenerare in curs: 3x10,4 MWe + 3x9 MWt + acumulator caldura - Monopol natural pe piata locala - furnizor unic SACET Arad - Sustinere ferma a actionarului unic - Municipiul Arad	- Pierdere neta: -,787 mil. RON in 2025 - Capitaluri proprii negative: -25,57 mil. RON (incidenta art. 153²⁴ Legea 31/1990) - Pierdere reportata cumulata: -37,82 mil. RON - Lichiditate critica: 0,803 - risc de neachitare obligatii - DPO furnizori: 167 zile - depasire sistematica termene de plata - Dependenta structurala de subventii: 42,2% din veniturile totale
OPORTUNITATI (Opportunities)	AMENINTARI (Threats)
- Finalizarea cogenerarii (31.10.2026): +31,2 MWe + venituri noi din vanzare energie electrica - Reducere masiva costuri productie termica dupa cogenerare (+3x9 MWt) - Reabilitare retele 53 mil. EUR: reducere pierderi termice de la ~30% la <12% - Venituri noi din vanzare energie electrica pe piata OPCOM/contracte directe - Renegociere tarife spre acoperirea costului - suport legitim din investitii	- Volatilitate preturi gaze naturale - costul materiei prime este 63,6% din CA - Risc lichiditate acutizat inainte de finalizarea investitiilor (2026) - Reglementari ETS mai stricte - cotele CO2 cresc costul productiei - Deconectari voluntare ale clientilor in perioada santierelor - Nefinalizarea la termen a proiectelor - impact major asupra previziunilor

3. ANALIZA PIETEI - POZITIE, TENDINTE SI SCENARI DE PERSPECTIVA

3.1. Dimensiunile pietei si profilul consumatorilor

Municipiul Arad cuprinde, conform Recensamantului din 2021 (RPL 2021), un total de 88.077 locuinte conventionale, cu o suprafata locativa totala de 4.466.664 m² (suprafata medie de 50,7 m²/locuinta si 30,78 m²/locuitor, pentru o populatie de 145.078 locuitori). Distributia pe tipuri de cladiri este: 57.960 apartamente in blocuri (65,8%) si 30.117 locuinte unifamiliale (34,2%).

Sistem de incalzire	Nr. locuinte (RPL 2021)	% din total	Piata CET
Termoficare (SACET - CET Hidrocarburi)	38.710	43,9%	Piata actuala
Centralatermicaproprie (gaz)	36.973	42,0%	Piata adresabila
Sobe (lemn, gaz, peleti)	10.729	12,2%	Potential expansiune
Alte sisteme (pompe de caldura, electric)	1.168	1,3%	Concurenta

3.2. Necesarul de energie termica - situatie actuala si tendinte

Conform modelarilor energetice bazate pe datele RPL 2021 si pe datele climatologice ANM pentru municipiul Arad, temperatura medie anuala a crescut cu 1,2-1,5 grade C in ultimii 50 de ani, iar necesarul global de energie termica a scazut astfel:

		)
Varf de putere necesara (MW termic)	~650 MW	~352 MW
Energie anuala consumata (GWh/an)	~842 GWh	~406 GWh
Evolutie	-	SCADERE cu 46% (varf) / 52% (energie)

Tendinta pentru 2026-2030: Necesarul de baza va continua sa scada cu ~1-2%/an ca urmare a eficientizarii fondului construit. Scopul planului este inversarea tendintei de debransare (~200-400 apartamente/an) prin reabilitarea retelelor si mentinerea tarifului competitiv.

3.3. Piata de energie electrica - oportunitatea cogenerarii

Prin punerea in functiune a celor 3 motoare in cogenerare (31,2 MWe instalat), CET Hidrocarburi SA intra pe piata de energie electrica ca producator nou. Pretul minim de rentabilitate estimat este >150 RON/MWh, iar pretul conservator de piata (OPCOM) utilizat in previziuni este de 265 RON/MWh. Nivelurile exacte ale veniturilor estimate sunt consemnate in Anexa Indicatori.

3.4. Pozitia pe piata (2026-2030)

CET Hidrocarburi SA detine o pozitie de monopol natural pe piata termoficarii municipale Arad: este singurul operator SACET autorizat, cu o retea de 56,367 km infrastructura primara si 90 statii/puncte termice (80/807 MWt). Prin cogenerare, societatea intra si pe piata nationala de energie electrica.

4. Previzionareevolutie2026-2030

- Finalizarea cogenerării: 31.10.2026 - 3 motoare x 10,4 MWe + 3 x 9,0 MWt + acumulator caldura
- Recrutare 45 operatori cogenerare in T2-T3 2026
- Finalizarea reabilitării rețelelor de transport: iulie 2028
- Cursul EUR/RON: 5,2 RON/EUR (probabil in crestere usoara pe orizontul de planificare)
- Pretul gazelor naturale: mentinere la nivelul 2025 +/-10%
- Actionarul unic Municipiul Arad asigura continuarea sustinerii societatii pe durata tranzitiei

Previziunile financiare cantitative din tabelul de mai jos (cap. 4.2) au caracter orientativ si reprezinta baza de calcul a indicatorilor de performanta propusi. Nivelurile exacte ale indicatorilor KPI negociati si aprobati sunt consemnate in Anexa Indicatori 2026-2030.

Ipoteze specifice: finalizarea la termen a cogenerării (31.10.2026) si reabilitării rețelelor (2028), ajustare tarifară graduala de 8-10%/an, vanzare energie electrica la preturi medii de piata (~265 RON/MWh), reducere pierderi retea la 12% post-reabilitare.

CA neta TOTAL	118,2	148,0	172,0	195,0	210,0	225,0
- termoficare (ct.704)	61,7	67,0	74,0	80,0	83,0	86,0
- subventiexploatare (ct.741)	56,5	50,0	45,0	38,0	33,0	28,0
- energielelectrica (CAEN 3511)*	0	22,0	44,0	44,0	44,0	44,0
Cheltuieliexploatare TOTAL	120,47	138,0	152,0	167,0	178,0	188,0
EBIT (Rez. exploatare)	-787	10,0	20,0	28,0	32,0	37,0
EBITDA	12,67	30,0	40,0	48,0	52,0	57,0
PROFIT NET (estimatorientativ)*	-0,7	+7,5	+16,0	+22,0	+26,0	+30,0
Capitaluriproprii (estimatorientativ)*	-25,58	-23,5	-7,5	+14,5	+40,5	+70,5
Lichiditategenerala (estimatorientativ)*	0,80	0,90	1,10	1,35	1,60	1,80
Pierderintermicerețea (%)	~30%	25%	20%	12%	10%	<8%

* Valorile marcate sunt estimari orientative in Scenariu B. Nivelurile KPI negociate si aprobate sunt consemnate in Anexa Indicatori 2026-2030.

5. OBIECTIVE STRATEGICE 2026-2030

Planul de Administrare definește obiective cuantificabile pe patru piloni strategici, în conformitate cu art. 5² din OUG 109/2011 și corelate cu indicatorii de performanță (KPI) din HGR 639/2023, Anexa 2a. Nivelurile numerice ale indicatorilor sunt consemnate exclusiv în Anexa Indicatori 2026-2030.

Nivelurile indicatorilor de performanță financiari, nefinanțari și necomerțiali nu sunt consemnate în prezentul Plan de Administrare. Ele vor fi stabilite prin negociere între Consiliul de Administrație și Adunarea Generală a Acționarilor / Proprietar, conform art. 35-36 din OUG 109/2011, și vor fi formalizate în Anexa Indicatori 2026-2030 - anexa separată la prezentul Plan.

5.1. PILONUL I - Redresare financiară (Prioritate Maxima)

CONTEXT: Capitalurile proprii negative de – 25,57 mii RON plasează societatea sub incidența art. 153²⁴ din Legea nr. 31/1990, care obligă convocarea AGA pentru a decide reconstituirea capitalului social.

Subobiectiv 1.1 - Trecerea pe profit net pozitiv în exercitiul 2026

JUSTIFICARE: Trecerea de la pierdere (-787 mii. RON în 2025) la profit pozitiv în 2026 este rezultatul direct al intrării în funcțiune a cogenerării la 31.10.2026, care aduce venituri noi din energie electrică, suplimentare față de activitatea de termoficare. Calculul estimativ include: venituri EE noi (sem. II 2026) minus costuri suplimentare de operare (combustibil adăugat pentru motoare, salarii 45 operatori noi, ramp-up și conectare OPCOM). Nivelul-tintă exact al profitului net va fi negociat în Anexa Indicatori.

MODALITATE DE IMPLEMENTARE: Punere în funcțiune într-un termen cât mai scurt, după data de 31.10.2026, data prevăzută a se finaliza investiția; Conectare imediată la piața OPCOM sau contracte bilaterale directe; optimizare dispatch motoare sincronizat cu cererea termică; reducerea achizițiilor AOT prin producție proprie suplimentară.

Subobiectiv 1.2 - Reducerea numărului mediu de zile -DPO - furnizori și îmbunătățirea lichidității

JUSTIFICARE: DPO de 167 zile (față de termenul legal de 30-60 zile) expune societatea la penalități contractuale și riscul rezilierii contractelor de furnizare gaze naturale. Reducerea DPO este condiționată de cash-flow pozitiv din veniturile EE. Principalul furnizor-creditor este furnizorul de gaze naturale (estimat ~40-50 mil. RON datorie din totalul de 64 mil. RON datorii furnizori). Nivelurile-tintă (DPO, lichiditate) vor fi negociate în Anexa Indicatori.

MODALITATE DE IMPLEMENTARE: Negociere imediată (T1 2026) a unui plan de esalonare cu furnizorul principal de gaze; deschidere linie de credit rotativă garantată de veniturile viitoare din EE sau de Municipiul Arad; prioritizarea plăților furnizorilor cu risc de întrerupere aprovizionare.

Subobiectiv 1.3 - Atingerea capitalurilor proprii pozitive și ieșirea de sub incidența art. 153²⁴ Legea 31/1990

JUSTIFICARE: Revenirea capitalurilor proprii la valori pozitive marchează ieșirea de sub incidența art. 153²⁴ Legea 31/1990 și reprezintă un semnal esențial pentru creditori, parteneri și autoritatea publică tutelară. Aceasta este posibilă prin acumularea profiturilor nete anuale care reduc progresiv pierderea reportată cumulată de - 37,82 mil. RON. Reabilitarea rețelelor (finalizare 2028) contribuie decisiv prin reducerea costurilor cu gazele naturale. Nivelul-tintă și termenul vor fi negociate în Anexa Indicatori.- de adăugat infuzia de capital al acționarului Municipiu Arad

Subobiectiv 1.4 - Îmbunătățirea lichidității generale

JUSTIFICARE: Lichiditatea de 0,803 la 31.12.2025 semnifică că societatea nu poate achita toate datoriile curente cu activele circulante disponibile. Un nivel $\geq 1,0$ este pragul minim de normalitate financiară. Atingerea acestui nivel este posibilă prin: (a) creșterea numerarului generat din EE; (b) reducerea datoriilor curente prin planul de esalonare DPO; (c) recuperarea creanțelor restante. Nivelul-tintă va fi negociat în Anexa Indicatori.

5.2. PILONUL II - Finalizarea investitiilor si operationalizarea cogenerarii

Subobiectiv 2.1 - Receptia si punerea in functiune a cogenerarii la 01.07.2026

JUSTIFICARE: Termenul de 31.10.2026 este impus contractual prin proiectul de 100 mil. EUR. Intarzierea cu o luna presupune o pierdere estimata de 2-3,7 mil. RON in venituri EE nerealizate. Disponibilitatea minima de 50% in sem. II 2026 este conservatoare (perioada de ramp-up), urmand sa creasca progresiv. Nivelurile de disponibilitate si veniturile estimate sunt consemnate in Anexa Indicatori.

MODALITATE DE IMPLEMENTARE: Supraveghere directa CA prin Inginer Sef ; raportare saptamanala avansare santier; teste de performanta si receptie conform contractului; conectare la dispeceratul energetic regional.

Subobiectiv 2.2 - Recrutarea si formarea a 45 de operatori cogenerare

JUSTIFICARE: Fiecare motor in cogenerare necesita minimum 2 operatori calificati pe tura plus personal de mentenanta specializat. Costul salarial suplimentar (~1,5 mil. RON/an brut) este acoperit integral din primele 3-4% din veniturile anuale EE. Formarea trebuie finalizata de urgenta deoarece investitia trebuie preluata si gestionata pentru demararea in conditii de siguranta a productiei.

Subobiectiv 2.3 - Reducerea pierderilor termice in retea la sub 12% pana in 2028

JUSTIFICARE: La productia de ~88.000 Gcal/an, o reducere a pierderilor de la 30% la 12% inseamna recuperarea a ~15.800 Gcal/an. La un cost specific de productie de ~650 RON/Gcal (gaze naturale), aceasta echivaleaza cu economii de ~10,3 mil. RON/an la costul combustibilului. Pe termen de 5 ani (2028-2033), economia totala depaseste 50 mil. RON, justificand pe deplin investitia de 53 mil. EUR in retele. Tinta de <12% este standardul european pentru retele moderne de termoficare.

5.3. PILONUL III - Calitatea serviciului si sustenabilitate

Subobiectiv 3.1 - Mentinerea si cresterea ratei de retentie a clientilor

JUSTIFICARE: Debransarile de ~200-400 apartamente/an sunt principala cauza a eroziunii pietei captive. Factorii determinanti sunt: avariile frecvente in retea (rezolvate prin reabilitarea conductelor); pretul perceput ca ridicat fata de centralele proprii pe gaz; lipsa contorizarii individuale. Nivelul-tinta al ratei de retentie va fi negociat in Anexa Indicatori, pornind de la nivelul de baza negociat prin HGR 639/2023 de 89%.

MODALITATE: Comunicare transparenta cu asociatiile de proprietari; reducere timp raspuns la avarii; consultanta gratuita privind avantajele fata de centralele individuale.

Subobiectiv 3.2 - Cresterea scorului de satisfactie a clientilor

JUSTIFICARE: Satisfactia clientilor este direct corelata cu calitatea si continuitatea furnizarii. Finalizarea reabilitarii retelelor (2028) va reduce semnificativ numarul intreruperilor planificate si neplanificate. Nivelul-tinta va fi negociat in Anexa Indicatori, pornind de la nivelul de baza de 72%.

Subobiectiv 3.3 - Implementarea contorizarii individuale a caldurii

JUSTIFICARE: Contorizarea individuala este solutia tehnic-legala pentru responsabilizarea consumatorilor si reducerea debransarilor. Pentru municipiul Arad, 40.000 de apartamente eligibile x 1.400 EUR/apartament = 56 mil. EUR, finantare 50-70% fonduri europene. Reducerea estimata a consumului prin contorizare individuala: 15-25%, generand economii de 5-8 mil. RON/an la cheltuielile cu combustibilul.

5.4. PILONUL IV - Guvernanta corporativa (OUG 109/2011)

Subobiectiv 4.1 - Respectarea integrala a OUG 109/2011 si a HGR 639/2023

JUSTIFICARE: Conform Actului Constitutiv rescris la 24.10.2025 si Hotararii AGA nr. 2/06.03.2026, CA permanent este obligat sa: adopte Codul de Etica in 90 zile de la numire (termen: 05.06.2026); elaboreze prezentul Plan de Administrare in 30 zile (art. 17(10)); negocieze indicatorii de performanta in 45 zile (art. 17(11), art. 36); publice CV-urile membrilor CA pe site-ul societatii in 5 zile de la desemnare; raporteze lunar autoritatii publice tutelare (art. 18(t)).

Subobiectiv 4.2 - Rata membrilor independenti in CA >50% (KPI E.7)

JUSTIFICARE: Conform HGR nr. 2/06.03.2026, toti cei 5 membri CA au urmat procedura de selectie AMEPIP si sunt independenti fata de actionar (5/5 = 100%). HGR 639/2023 prevede >50% ca nivel minim. Aceasta conditie este indeplinita si va fi mentinuta pe toata durata mandatului.

Subobiectiv 4.3 - Formare profesionala continua

JUSTIFICARE: Noul profil tehnic al societatii (cogenerare, SCADA, retele modernizate) necesita competente actualizate. Personalul nou recrutat pentru cogenerare va beneficia de minimum 40 ore formare specifica. Nivelul-tinta ore/angajat/an va fi negociat in Anexa Indicatori, pornind de la nivelul de baza de 18 ore/an din HGR 639/2023.

6. PLAN DE ACTIUNI PRIORITARE 2026-2028 CU ESALONARE TRIMESTRIALA

6.1. Tabel plan de actiuni

Actiuneprioritara	Responsabil	Termen	Cost est.	Prioritatesi KPI corelat
1. Receptie, teste, PIF cogenerare (3 grupuri + acumulator)	Ing sef + DG	31.10.2026	(proiect)	MAXIM - KPI D.10, A.1. Conditie profit 2026.
2. Conectare OPCOM + comercializare EE	Dir. Financiar+ DG	T3 2026	0,3 mil.	MAXIM - KPI D.9 crestere CA.
3. Recrutare + formare45 operatoricogenerare	Dir. RU + DG	T2-T3 2026	0,5 mil.	MAXIM - Conditie operare legala. KPI C.5.
4. Tranzitie CAEN 3530->3511 (ONRC + ANRE)	C. Juridic + DG	T2-T3 2026	0,1 mil.	MAXIM - Conformitate legala. KPI E.9.
5. Plan restructurare datorii furnizori (DPO 167 -><90 zile)	Dir. Financiar	T1-T2 2026	-	MAXIM - KPI B.2 solvabilitate.
6. Renegociere tarife ET cu autoritatea locala	DG + CA	T1-T2 2026	-	RIDICAT - Reducere dependentasubventiilor.
7. Program recuperare creante restante (DSO)	C.Comercial + Jur.	T2 2026	0,2 mil.	RIDICAT - KPI C.6 rotatie creante.
8. Supervizare continua reabilitare retele (53M EUR)	Ing.sef	2026-2028	(proiect)	RIDICAT - KPI A.1 consum energie.
9. Implementare Audit Intern + SCIM (OMFP 600/2018)	DG	T3 2026	0,2 mil.	MEDIU - KPI E.9 OUG 109/2011.
10. Program formare specifica 25 operatori noi +	Dir. RU + Tehnic	T2-T3 2026	0,3 mil.	MEDIU - KPI C.5.
11. Sistem SCADA integrat (retea + cogenerare)	Ing.Sef	T2 2027	1-2 mil.	MEDIU - KPI A.1, B.2 retentie clienti.
12. Certificare ISO 50001 - Management energetic	Ing.Sef+ Cal.	T3 2027	0,3 mil.	MEDIU - Conformitate europeana.
13. Studiu fezabilitate contorizare individuala	Ing.sef+C.contoare	T4 2026	0,1 mil.	MEDIU - KPI B.2 retentie clienti.
14. Receptie finala reabilitare retele transport ET	Ing.sef + DG	Iulie 2028	(proiect)	MAXIM - KPI A.1, B.2. Economii ~15 mil./an.

6.2. Planificare trimestriala - reprezentare Gantt

Diagrama de mai jos reprezinta esalonarea celor 14 actiuni prioritare pe trimestre, in perioada 2026-2028. Culorile indica tipul actiunii: rosu = urgente/maxime; portocaliu = ridicate; albastru = investitii majore in derulare; verde = calitate/guvernanta; galben = comerciale/clienti.

Actiune	T1 2026	T2 2026	T3 2026	T4 2026	T1 2027	T2 2027	T3 2027	T4 2027	T1 2028	T2 2028	T3-T4 2028
1. Receptie cogenerare (3 grupuri)				X							
2. Conectare OPCOM + comercializare EE				X							
3. Recrutare 25 operatoricogenerare			X	X							
4. Plan restructurare datorii furnizori	X			X							
5. Renegociere tarife energietermica	X			X							

6. Program recuperare creante (DSO)	X	X	X	X							
7. Supervizare reabilitare retele (53M EUR)	X	X	X	X	X	X	*	X	X	X	
8. Audit Intern + SCIM (OMFP 600/2018)			X	X							
9. Program formare 45 operatoric generare			X	X	X						
10. Sistem SCADA integrat				X	X	X	X				
11. Certificare ISO 50001				X	X	X	X				
12. Plan contorizare individuala				X	X	X					
13. Finalizare reabilitare retele									X	X	

Legenda: * = actiune activa in trimestrul respectiv. Rosu = Prioritate MAXIM | Portocaliu = Prioritate RIDICAT | Albastru = Investitii majore | Verde = Calitate si Guvernanta | Galben = Piata si Clienti

7. MANAGEMENTUL RISCURILOR

Risc identificat	Prob.	Scor	Masuri de mitigare
Nefinalizareacogenerarii la 31.10.2026	Medie	Critic	Monitorizare saptamanala santier; plan B (pomire esalonata pe grupe); clauze penalizari contract; escaladare autoritate contractanta.
Blocaj lichiditate pre-cogenerare (T1-T2 2026)	Ridicata	Critic	Linie de credit de urgenta negociata; plan de plata esalonata cu furnizorii principali; garantie / avans subventie de la Municipiul Arad.
Volatilitatepreturi gaze naturale (+20%)	Ridicata	Major	Contracte forward gaze 12 luni; cogenerarea reduce consumul specific; indexaretarif ET fata de pretulgazelor.
Dificultatirecrutare45 operatoricalificati	Medie	Major	Initierea recrutarii cu 6 luni inainte; colaborare colegii tehnice, universitati; training accelerat; externalizare temporara.
Pret redus EE pe OPCOM (<200 RON/MWh)	Medie	Major	Contracte bilaterale cu consumatori industriali locali (preturi fixe 12-24 luni); prag rentabilitate > 150 RON/MWh.
Nefinalizareareabilitariiretelelor in 2028	Medie	Major	Supervizare tehnica independenta; penalitati contract; sectorizare pe tronsoane prioritare.
Continuarea debransarilor de la SACET	Medie	Moderat	Reabilitarea retelelor; mentinerea pretului competitiv; contorizare individuala; stabilire zone unitare de incalzire.

8. MONITORIZARE SI EVALUARE - STRUCTURA KPI (HGR 639/2023)

Tabelul de mai jos prezinta structura indicatorilor de performanta conform HGR 639/2023, Anexa 2a, cu formulele de calcul, ponderile si frecventele de raportare. Nivelurile negociate si aprobate pentru fiecare indicator sunt consemnate exclusiv in Anexa Indicatori 2026-2030.

Nivelurile indicatorilor de performanta financiari, nefinanciari si necomerciali nu sunt consemnate in prezentul Plan de Administrare. Ele vor fi stabilite prin negociere intre Consiliul de Administratie si Adunarea Generala a Actionarilor / Proprietar, conform art. 35-36 din OUG 109/2011, si vor fi formalizate in Anexa Indicatori 2026-2030 - anexa separata la prezentul Plan.

8.1. Indicatori financiari - ponderetotala 50%

Crt.	Indicator (HGR 639/2023)	Formula de calcul / UM	Pondere	Frecventa
1	A.1 Rata cheltuielilor de capital	Cheltuieli de capital / Total active (%)	5%	Anual
2	B.2 Solvabilitate generala / Levier	Datorii totale / Active totale (nr.)	5%	Semestrial
3	B.3 Rata lichiditatii curente	Active curente / Datorii curente (nr.)	4%	Lunar
4	C.4 Rata de rotatie a activelor	CA neta / Valoarea medie a activelor (nr.)	4%	Anual
5	C.5 Rata de rotatie a stocurilor	CA neta / Valoarea medie a stocurilor (nr.)	5%	Anual
6	C.6 Rata de rotatie a creantelor	CA / ((Creante ini + Creante fin) / 2) (nr.)	4%	Trimestrial
7	D.7 Rentabilitatea capitalului propriu (ROE)	Profit net / Capital propriu (%)	4%	Anual
8	D.8 Rentabilitatea activelor (ROA)	Profit net / Total active (%)	4%	Anual
9	D.9 Rata de crestere a cifrei de afaceri nete	(CA curenta - CA anterioara) / CA anterioara (%)	4%	Anual
10	D.10 Rata de crestere anuala a profitului	(Profit net curent - Profit net ant.) / Profit net ant. (%)	6%	Anual
11	E.11 Rata de plata a dividendelor	Dividende platite / Profit net (%)	5%	Anual

8.2. Indicatori nefinanciari - ponderetotala 45%

Crt.	Indicator (HGR 639/2023)	Formula de calcul / UM	Pondere	Frecventa
1	A.1 Consumul de energie (reducere)	Variatie fata de baza de referinta (%/an)	4%	Anual
2	B.2 Rata de retentie a clientilor	(Nr. clienti t - Nr. clienti noi t) / Nr. clienti t-1 (%)	3%	Anual
3	B.3 Scorul satisfactiei clientilor	Nr. clienti cu scor 4-5 / Total evaluari (%)	6%	Anual
4	B.4 Cota de piata	Vanzari t / Total vanzari industrie CAEN (%)	3%	Anual
5	C.5 Numar mediu ore formare per angajat/an	Total ore formare / Nr. angajati (ore)	3%	Anual
6	D.6 Ponderea vanzarilor de servicii/produse noi	Vanzarinoi / Total vanzari (%)	5%	Anual
7	E.7 Rata membrilor independenti neexecutivi in CA	Nr. membri independenti / Total membri CA (%)	5%	Anual

8	E.8 Numarul de reuniuni ale CA	Nr. sedinte CA / an	5%	Anual
9	E.9 Stabilirea politicilor de gestionare a riscurilor	Respectaretermene OUG 109/2011 (%)	3%	Semestrial
10	E.10 Rata membrilor de sex feminindirectori(CA)	Nr. femeidirectori / Total directori (%)	5%	Anual
11	E.11 Rata de participare la reuniunile CA	Nr. participari / (Nr. membri x Nr. sedinte) (%)	3%	Anual

8.3. Indicatorinecomerciali - ponderetotala 5%

Crt.	Indicator (HGR 639/2023)	Formula de calcul / UM	Pondere	Frecventa
1	Egalitatea de gen - Diferenta de remunerare	(Sal. mediu lunar feminin - Sal. mediu lunar masculin) / Sal. mediu lunar masculin (%)	5%	Anual
	TOTAL INDICATORI NECOMERCIALI		5%	

8.4. Raportaresirevizuire

Consiliul de Administratie va prezenta Adunarii Generale a Actionarilor (Municipiul Arad) un raport trimestrial de performanta fata de indicatorii negociati si aprobati prin Anexa Indicatori 2026-2030. Planul va fi revizuit anual in luna ianuarie si ori de cate ori abaterile fata de KPI depasesc 15% fata de tintele planificate.

Raportarea lunara a indicatorilor de performanta financiari si nefinanciari catre autoritatea publica tutelara (Municipiul Arad) se va efectua conform art. 18(t) din Actul Constitutiv.

9. CONFORMITATE CU OUG 109/2011

Art.	Cerinta OUG 109/2011	Status	Referinta in Plan
Art. 5¹	Elaborarea unui plan de administrare pe durata mandatului	Indeplinit	Cap. 1-9, prezentul document
Art. 5²	Obiective cuantificabile si indicatori de performanta KPI	Indeplinit	Cap. 5 - Obiective strategice; Cap. 8 - Structura KPI; nivelurile in Anexa Indicatori
Art. 5³	Analiza activitatii si situatiei economico-financiare actuale	Indeplinit	Cap. 2 - Diagnostic financiar complet la 31.12.2025
Art. 5⁴	Previziuni financiare	Indeplinit	Cap. 4 previziuni 2026-2030
Art. 7	Proceduri de monitorizare, evaluare si revizuire periodica	Indeplinit	Cap. 8 – Structura indicatori cu frecvente si raportare trimestriala AGA
Art. 35-36	Negocierea si aprobarea nivelurilor indicatorilor cu AGA - prevazuta in Anexa Indicatori separata	Prevazut	Anexa Indicatori 2026-2030 - document separat supus negocierii AGA
Art. 10	Transparenta: publicare rapoarte si informatii pe website	Prevazut	Plan publicare website societate (raport anual, semestrial, cod etica, CV-uri CA, KPI)
Art. 17(9)	Adoptarea unui Cod de Etica in 90 zile de la numire	In curs	Termen: 05.06.2026. Comitetul de nominalizare si remunerare coordoneaza elaborarea.
Art. 17(10)	Elaborarea componentei Planului de Administrare in termen de 30 de zile.	Indeplinit	Aprobata de CA in termenul legal

10. CONCLUZII SI ANGAJAMENTE

Prezentul Plan de Administrare 2026-2030 al SC CET HIDROCARBURI SA constituie documentul strategic al mandatului Consiliului de Administratie permanent (06.03.2026 - 05.03.2030), prin care se asuma responsabilitatea publica fata de actionarul unic - Municipiul Arad - si fata de cei 38.710 consumatori deserviti prin SACET Arad.

SITUATIA DE PLECARE (31.12.2025):

- * Pierdere neta exercitiu 2025: -787 mil. RON
- * Capitaluri proprii negative: -25,57 mil. RON (sub incidenta art. 153²⁴ Legea 31/1990)
- * Pierdere reportata cumulata: -37,82 mil. RON
- * EBITDA pozitiv: +12,69 mil. RON (confirma capacitatea operationala)
- * Pierdere termice in retea: ~30,2%
- * DPO furnizori: 167 zile (fata de termenul legal de 30-60 zile)

FACTORI TRANSFORMATORI DETERMINANTI:

- * COGENERAREA (100 mil. EUR, 01.07.2026): Cele 3 motoare in cogenerare (3x10,4 MWe + 3x9,0 MWe) vor genera venituri noi din EE incepand cu sem. II 2026 si vor reduce semnificativ costul specific al energiei termice.
- * REABILITAREA RETELELOR (53 mil. EUR, iulie 2028): Reducerea pierderilor termice de la ~30% la <12% va genera economii de ~10-15 mil. RON/an la costul gazelor naturale.
- * RECRUTAREA A 25 DE OPERATORI COGENERARE: Conditie obligatorie pentru operarea sigura si eficienta. Personalul total ajunge la ~227 angajati.
- * PIATA: CET Hidrocarburi SA deserveste 38.710 locuinte si 683 agenti economici/institutii publice. Prin cogenerare, societatea intra si pe piata nationala de energie electrica.

ANGAJAMENTE ASUMATE:

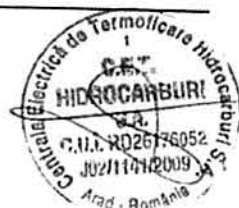
- * Trecerea societatii pe profit pozitiv in 2026, conditionat de finalizarea cogenerarii la termen
- * Atingerea capitalurilor proprii pozitive pana la 31.12.2028 - iesirea de sub incidenta art. 153²⁴ Legea 31/1990
- * Acoperirea integrala a pierderii reportate cumulate pana in 2030
- * Reducerea pierderilor termice in retea la sub 8% pana in 2030
- * Implementarea integrala a cerintelor OUG 109/2011 si a indicatorilor KPI din HGR 639/2023
- * Tranzitia CAEN 3530 -> 3511 in T2-T3 2026

Nivelurile cantitative ale angajamentelor de mai sus (profil net estimat, capitaluri proprii estimate etc.) au caracter orientativ si reprezinta estimarile Consiliului de Administratie pe baza Scenariului B. Nivelurile negociate si aprobate cu caracter obligatoriu sunt consemnate in Anexa Indicatori 2026-2030 - anexa separata la prezentul Plan.

Presedinte Consiliu de Administratie
SC CET HIDROCARBURI SA

Roxana-Adriana Tabuia

Arad, August 2026



Anexa

Indicatori de performanta Consiliu de Administratie conform OUG 109/2011 si HGR 639/2023

Nr. crt.	Categorie	Indicator	Date primare	Formula de calcul	U.M.	Nivel propus an 1	Nivel propus an 2	Nivel propus an 3	Nivel propus an 4
I. Indicatori financiari - 50%									
1	Politica de investitii	Rata cheltuielilor de capital	Cheltuieli de capital (raportat de întreprindere) Total active (calculate din raportul de situații financiare)	Rata cheltuielilor de capital = Cheltuieli de capital / total active	%	>8,67	>8,68	>8,69	>8,70
2.1	Finanțarea	Solvabilitate generala	Levierul	Levier datorii totale/active totale =	Nr.	>0 - <1	>0 - <1	>0 - <1	>0 - <1
2.2		Rata lichidității curente	Datorii curente	Active curente (circulante) / datorii curente	Nr.	>1	>1	>1	>1
3.1	Operațiuni	Rata rotație activelor	Cifra de afaceri Valoarea medie tuturor activelor	Cifra de afaceri / Valoarea medie tuturor activelor	Nr.	>0,90	>0,90	>0,90	>0,90
3.2		Rata rotatie stocurilor		Cifra de afaceri neta / valoarea medie stoc	Nr.	13,87	13,87	13,87	13,87
3.2		Rata rotație creanțelor	Cifra de afaceri netă	Rata de rotație creanțelor = Cifra de afaceri netă / Creanțe la începutul perioadei (T) + Creanțe la finalul perioadei (T1) / 2	Nr.	>2,27	>2,28	>2,29	>2,30
4.1	Rentabilitatea	Rentabilitatea capitalului propriu	Profit net Valoare capital propriu	Profit net/valoare capital propriu	%	0,45	0,45	0,45	0,45
4.2		Rentabilitatea activelor	Profit net/ Total active (calculate din situațiile financiare)	Profit net/ Total active	%	>0,42	>0,42	>0,42	>0,42
4.3		Rata crestere a cifrei de afaceri nete	Cifra de afaceri neta curent	Cifra de afaceri neta anterior / cifra de afaceri neta anterior	%	>2,48	>2,48	>2,48	>2,48

Nr. crt.	Categorie	Indicator	Date primare	Formula de calcul	U.M.	Nivel propus an 1	Nivel propus an 2	Nivel propus an 3	Nivel propus an 4
4.4		Rata de creștere anuală a profitului	Profit net perioada curentă	Profit net perioada anterioară / profit net perioada anterioară	%	>4,03	>4,03	>4,03	>4,03
5.1	Politica de dividende	Rata de plată a dividendelor	Dividendele platite Profitul net	Rata de plată a dividendelor / Profit net (după diminuarea rezervelor legale)	%	>50	>50	>50	>50
II Indicatori nefinanțari - 50%									
1	Indicatori de mediu	Consumul de energie	Consum de energie	Reducerea consumului de energie	MWh	-1,30%	-1,30%	-1,30%	-1,30%
2.1	Indicatori referitori la clienți	Rata de retenție a clienților	Rata de retenție a clienților	Număr de clienți - număr de clienți noi t) / număr de clienți t-1	%	89%	89%	89%	89%
2.2		Scorul satisfacției clienților	Total număr evaluări de 4 și 5 obținute (5 este scor maxim) / total număr evaluări	Scor de satisfacție client = nr total de evaluări de 4 și 5 / total nr. evaluări	%	72,00	72,00	72,00	72,00
2.3		Cota de piață	Cota de piață	vanzari t/total vanzari industrie clasificata conform CAEN t	%	0,31	0,31	0,31	0,31
3	Indicatori referitori la angajați	Număr mediu de ore de formare per angajat		Număr mediu de ore de formare per angajat = total număr de ore de formare t/număr total de angajați t	Nr. h	18	18	18	18
4	Indicatori legați de inovare	Pondere vanzarilor de servicii și produse noi	Pondere vanzarilor de servicii și produse noi	Pondere vanzarilor de servicii și produse noi = Vanzari de servicii și produse noi t / total vanzari t	%	Monito-rizare	Monito-	Monito-	Monito-

Nr. crt.	Categorie	Indicator	Date primare	Formula de calcul	U.M.	Nivel propus an 1	Nivel propus an 2	Nivel propus an 3	Nivel propus an 4
5.1	Indicatori de guvernare corporativă	Rata membrilor independenți în consiliul de administrație	Componenta consiliului de administrație	Numar total de membri neexecutivi si independenti in consiliul de administratie / numarul total de membri din consiliul de administratie	%	>50	>50	>50	>50
5.2		Numarul de reuniuni ale consiliului de administratie	Numarul sedintelor consiliului de administratie de-a lungul anului	Numarul sedintelor consiliului de administratie de-a lungul anului	Nr.	12	12	12	12
5.3		Stabilirea politicilor de gestionare a riscurilor	Elaborarea și prezentarea rapoartelor semestriale și anuale privind execuția mandatului de către CA, conform legislației, inclusiv privind performanța societății și gestionarea riscurilor	Respectare termene OUG 109/2011	%	100	100	100	100
5.4		Rata membrilor de sex feminin care ocupa pozitii de directori	Membrii consiliului de administratie	Rata membrilor de sex feminin care ocupa pozitii de directori = numarul total al femeilor care ocupa pozitii de directori t/numarul total de directori t	%	33,33	33,33	33,33	33,33
5.5		Rata de participare la reuniunile CA	Numărul de participări la reuniunile CA	Numărul de participări la reuniunile	%	100	100	100	100

Nr. crt.	Categorie	Indicator	Date primare	Formula de calcul	U.M.	Nivel propus an 1	Nivel propus an 2	Nivel propus an 3	Nivel propus an 4
			Numărul total de membri ai CA	CA/ Numărul total de membri ai CA					
5.6	Egalitatea de gen	Diferența de remunerare între angajații de sex feminin și cei de sex masculin	Salariul mediu lunar al angajaților de sex feminin Salariul mediu lunar al angajaților de sex masculin	Diferența de remunerare între angajații de sex feminin t și cei de sex masculin t / salariul mediu lunar al angajaților de sex masculin t	%	0	0	0	0