

O COMPANIE RESPONSABILĂ, O COMPANIE A VIITORULUI!



**SITUAȚII FINANCIARE INTERIMARE PENTRU SEMESTRUL I 2022
(NEAUDITATE)**

ÎNTOCMITE ÎN CONFORMITATE CU IFRS - UE



Cuprins

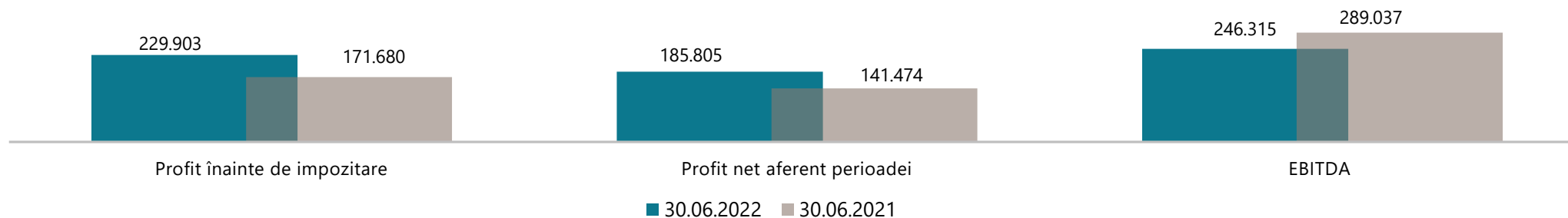
-
1. Situația rezultatului global individual la 30.06.2022
 2. Situația poziției financiare individuale la 30.06.2022
 3. Factori de influență a veniturilor
 4. Factori de influență a cheltuielilor
 5. Situația rezultatului global consolidat la 30.06.2022
 6. Situația poziției financiare consolidate la 30.06.2022
 7. Factori cheie ai activității
 8. Principalii indicatori
-

1. Situația rezultatului global individual la 30.06.2022 (1)

PRINCIPALII INDICATORI

MII LEI	30.06.2022	30.06.2021	Diferențe 30.06.2022/30.06.2021	
			Absolute	Relative
Venituri din exploatare înainte de echilibrare și de activitatea de construcții conform cu IFRIC12	703.921	700.829	3.092	0%
Venituri din activitatea de echilibrare	540.476	142.059	398.417	280%
Venituri din activitatea de construcții conform cu IFRIC12	104.332	345.847	-241.515	-70%
Venituri financiare	277.698	49.207	228.491	464%
Cheltuieli de exploatare înainte de activitatea de echilibrare și de construcții conform cu IFRIC12	667.242	569.815	97.427	17%
Cheltuieli cu gazele de echilibrare	540.476	142.059	398.417	280%
Costul activelor construite conform cu IFRIC12	104.332	345.847	-241.515	-70%
Cheltuieli financiare	84.475	8.541	75.933	889%
Profit înainte de impozitare	229.903	171.680	58.223	34%
Cheltuiala cu impozitul pe profit	44.097	30.206	13.891	46%
Profit net aferent perioadei	185.805	141.474	44.331	31%
EBITDA	246.315	289.037	-42.722	-15%
Cifra de afaceri	1.178.055	798.792	379.263	47%

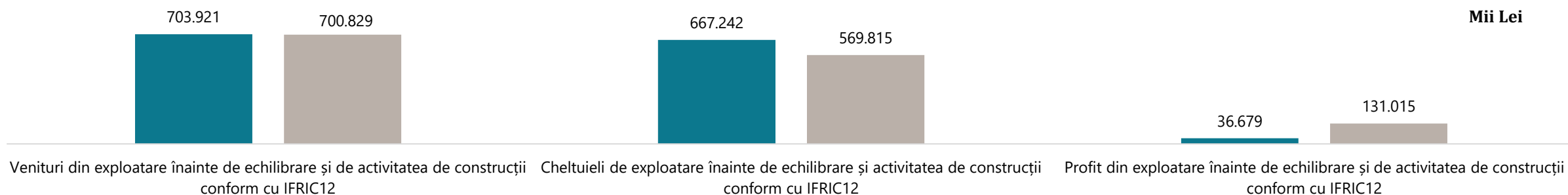
Mii Lei



1. Situația rezultatului global individual la 30.06.2022 (2)

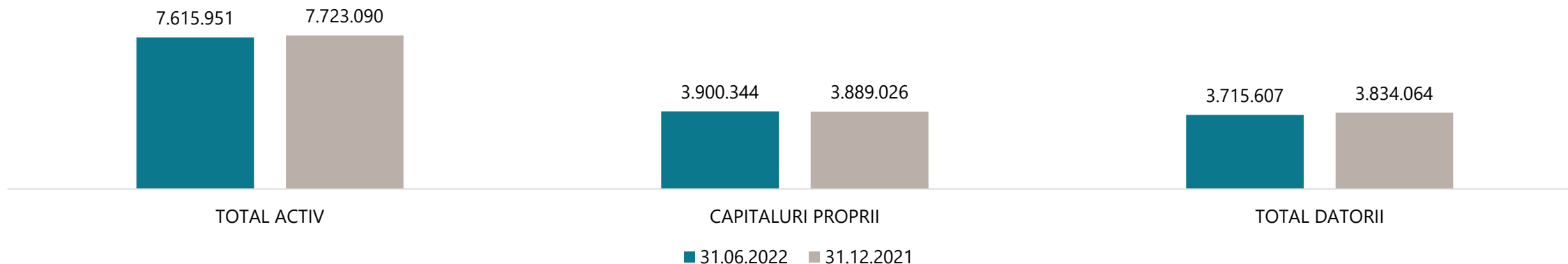
PRINCIPALII INDICATORI

MII LEI	30.06.2022	30.06.2021	Diferențe 30.06.2022/30.06.2021	
			Absolute	Relative
Venituri din activitatea de transport intern	592.601	620.166	-27.565	-4%
Venituri din activitatea de transport internațional și asimilate	42.416	33.912	8.504	25%
Alte venituri	68.905	46.751	22.154	47%
Venituri din exploatare înainte de echilibrare și de activitatea de construcții conform cu IFRIC12	703.921	700.829	3.092	0%
Cheltuieli cu angajații	234.035	228.915	5.120	2%
Consum gaze SNT, materiale și consumabile utilizate	93.645	63.854	29.791	47%
Cheltuieli cu redevențe	2.540	2.616	-76	-3%
Întreținere și transport	15.664	14.652	1.012	7%
Impozite și alte sume datorate statului	37.675	39.523	-1.848	-5%
Venituri/(Cheltuieli) cu provizioane pentru riscuri și cheltuieli	17.595	-26.109	43.704	x
Alte cheltuieli din exploatare	56.452	88.341	-31.889	-36%
Amortizare	209.636	158.022	51.614	33%
Cheltuieli de exploatare înainte de echilibrare și activitatea de construcții conform cu IFRIC12	667.242	569.815	97.427	17%
Profit din exploatare înainte de echilibrare și de activitatea de construcții conform cu IFRIC12	36.679	131.015	-94.336	-72%

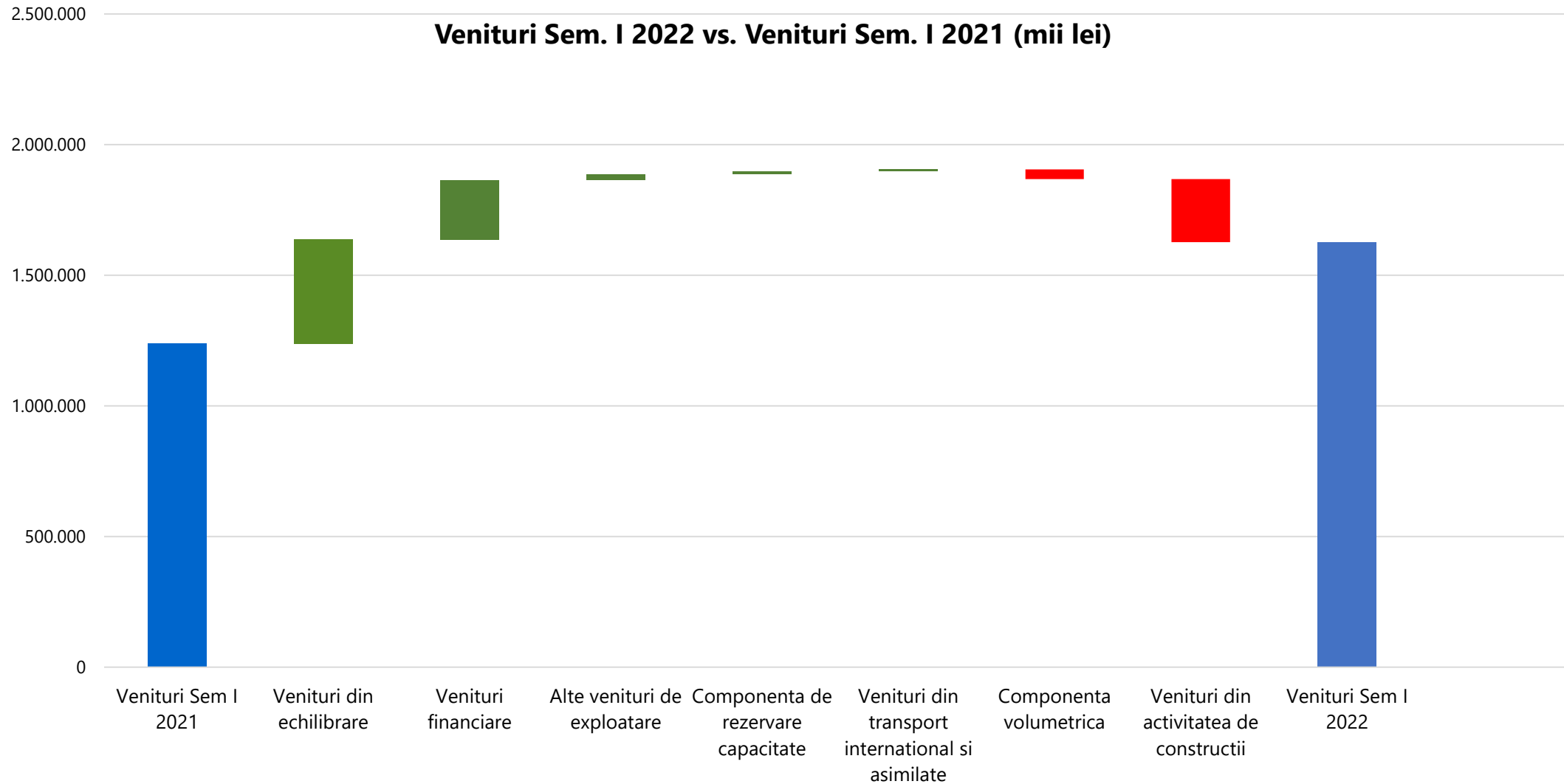


2. Situația poziției financiare individuale la 30.06.2022

MII LEI	31.06.2022	31.12.2021	Diferențe	
			Absolute	Relative
ACTIVE IMOBILIZATE	6.602.940	6.557.294	45.646	1%
ACTIVE CIRCULANTE	1.013.011	1.165.796	-152.785	-13%
TOTAL ACTIV	7.615.951	7.723.090	-107.139	-1%
CAPITALURI PROPRII	3.900.344	3.889.026	11.318	0%
DATORII PE TERMEN LUNG	2.714.202	2.904.357	-190.155	-7%
DATORII CURENTE	1.001.405	929.707	71.698	8%
TOTAL DATORII	3.715.607	3.834.064	-118.457	-3%
TOTAL CAPITALURI PROPRII ȘI DATORII	7.615.951	7.723.090	-107.139	-1%



3. Factori de influență a veniturilor (1)



3. Factori de influență a veniturilor (2)

Veniturile din activitatea de exploatare înainte de activitatea de echilibrare și de construcții conform cu IFRIC12 sunt similare cu cele realizate la 30 iunie 2021.

Veniturile au fost influențate în principal de următorii factori:

▪ *veniturile obținute din componenta volumetrică* mai mici cu **37.269 mii lei** datorită:

- *tarifului de transport volumetric mai mic* cu 0,35 lei/MWh, cu o influență negativă de 24.758 mii lei;
- *cantității de gaze transportate mai mică față de 30 iunie 2021* cu 8.568.735 MWh/815.817 mii mc (▼11%), cu o influență negativă de 12.510 mii lei, detaliată pe categorii de consumatori astfel:

		6 luni 2022	6 luni 2021	Diferențe
Cantitate transportată pentru consumatori direcți	MWh	26.129.688	29.959.272	-3.829.584
	mii m ³	2.305.009	2.781.068	-476.059
Cantitate transportată pentru distribuții	MWh	44.606.890	49.346.041	-4.739.151
	mii m ³	4.167.847	4.507.605	-339.758
Total	MWh	70.736.578	79.305.313	-8.568.735
	mii m ³	6.472.856	7.288.673	-815.817

▪ *veniturile obținute din rezervarea de capacitate* mai mari cu **9.703 mii lei** datorită:

- *veniturilor din prima de licitație* mai mari cu 14.447 mii lei, ca urmare a licitațiilor de rezervare de capacitate desfășurate conform CAM-NC pe punctele de interconectare. Veniturile din prima de licitație înregistrate la 30 iunie 2021 au fost de 7.393 mii lei iar la 30 iunie 2022 de 21.839 mii lei;
- *capacității rezervate* mai mică cu 14.216.593 MWh, cu influență negativă de 33.789 mii lei;
- *tarifului de rezervare a capacității* mai mare cu 0,182 lei/MWh, cu influență pozitivă de 32.658 mii lei;
- *venituri din depășire de capacitate* mai mici cu 3.613 mii lei. Valoarea veniturilor din depășiri de capacitate înregistrată la 30 iunie 2021 este de 36.856 mii lei iar valoarea înregistrată la 30 iunie 2022 este de 33.243 mii lei;

Scăderea tarifelor volumetrice la 30 iunie 2022 față de 30 iunie 2021 este cauzată în principal de:

- prevederile Ordinului președintelui ANRE nr.10/2017, de modificare a Ordinului președintelui ANRE nr. 32/2014 privind aprobarea Metodologiei de stabilire a venitului reglementat, a venitului total și a tarifelor reglementate pentru activitatea de transport al gazelor naturale, care impune creșterea cu 5% anual a proporției în care venitul aprobat se recuperează prin aplicarea tarifului pentru rezervare de capacitate, până la nivelul de 85% și respectiv scăderea proporției în care venitul aprobat se recuperează prin aplicarea tarifului volumetric. În anul gazier 2020-2021 componenta variabilă a venitului total care stă la baza tarifelor volumetrice reprezenta 20% din venitul total în timp ce în anul gazier 2021-2022 a scăzut la 15% din venitul total;
- la fundamentarea tarifelor pentru anii gazieri 2020-2021 și 2021-2022 impozitul pe monopol nu a fost recunoscut de către ANRE în categoria costurilor preluate direct și implicit în venitul reglementat.

3. Factori de influență a veniturilor (3)

Sem. I 2022 comparativ cu Sem. I 2021

- *veniturile din transportul internațional al gazelor naturale și asimilate* mai mari cu **8.503 mii lei**. Conform Acordului de încetare a Contractului istoric dintre SNTGN Transgaz SA și GPE, plata sumelor rămase de achitat se face eșalonat pe o perioadă de maxim trei ani iar veniturile încasate din transport sunt reglementate conform Ordin ANRE 41/2019 și respectiv Ordin ANRE 34/2014 în funcție de punctele în care se rezervă capacitate, diferența lunară fiind clasificată la venituri asimilate;
- *alte venituri din exploatare* mai mari cu **22.154 mii lei**, în principal pe seama înregistrării la venituri a fondurilor nerambursabile încasate pentru finanțarea proiectelor majore de investiții ca urmare a finalizării și punerii în funcțiune a acestora, mai mari cu 17.828 mii lei.

Veniturile din activitatea de echilibrare au înregistrat o creștere de **398.418 mii lei** pe seama următorilor factori:

- preț de tranzacționare mai mare cu 309,03 lei/MWh, cu o influență pozitivă de 337.435 mii lei;
- cantitate mai mare cu 327.953 MWh cu influență pozitivă de 60.982 mii lei;

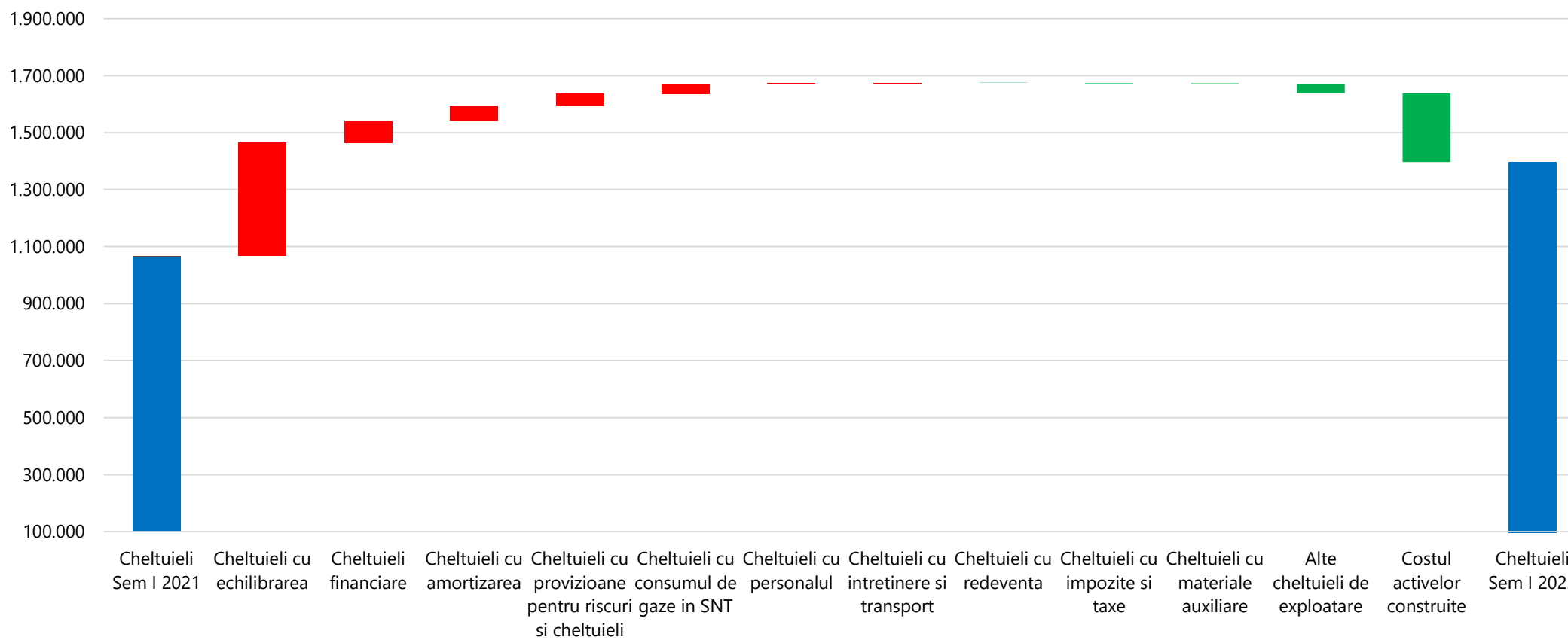
Veniturile din activitatea de construcții mai mici cu **241.514 mii lei**, înregistrate în conformitate cu IFRIC 12, conform căruia veniturile și costurile aferente serviciilor de construire sau îmbunătățire a rețelei de transport, în schimbul cărora se înregistrează activul necorporal, trebuie recunoscute în conformitate cu IAS 11, Contracte de construcții.

Veniturile financiare cu o influență pozitivă de **228.491 mii lei** în principal pe seama înregistrării actualizării valorii activelor reglementate cu rata inflației pentru semestrul I 2022 (185.929 mii lei la 30 iunie 2022 față de 28.041 mii lei la 30 iunie 2021) și a veniturilor din participații înregistrate urmare reducerii capitalului social al EUROTRANSGAZ cu 13,15 milioane Euro, sumă încasată de Transgaz în trimestrul I 2022.

		Sem. I 2021	Sem. I 2022
Venituri din transport intern gaze naturale, din care:	mii lei	620.166	592.601
- Componenta volumetrică	mii lei	115.786	78.518
- Componenta de rezervare capacitate	mii lei	504.380	514.083

4. Factori de influență a cheltuielilor(1)

Cheltuieli Sem. I 2022 vs. Sem. I 2021 (mii lei)



4. Factori de influență a cheltuielilor (2)

Sem. I 2022 comparativ cu Sem. I 2021

Cheltuielile de exploatare înainte de echilibrare și de activitatea de construcții conform cu IFRIC12 cresc cu **17%** față de 30 iunie 2021, nivelul acestora fiind cu **97.428 mii lei** mai mare.

Societatea a înregistrat economii de 37.060 mii lei, la următoarele elemente de cheltuieli:

- alte cheltuieli de exploatare: 31.889 mii lei, în principal pe seama diminuării ajustărilor cu deprecierea activelor curente, urmare încasării creanțelor restante de la Electrocentrale București în valoare de 116.337.652 lei.
- cheltuieli cu materiale auxiliare: 3.246 mii lei;
- cheltuieli cu impozite și taxe: 1.848 mii lei;
- cheltuieli cu redevența: 76 mii lei.

S-au înregistrat depășiri de 134.488 mii lei, la următoarele elemente de cheltuieli:

- consum de gaze naturale pe sistemul de transport 33.037 mii lei, din cauza a doi factori:
 - prețul mediu de achiziție realizat mai mare față de cel realizat la 30 iunie 2021 cu 69,53 lei/MWh cu o influență negativă de 32.179 mii lei;
 - cantitatea de gaze naturale destinată consumului de gaze în SNT mai mare față de 30 iunie 2021 cu 8.593 MWh, cu o influență negativă de 858 mii lei;

		30.06.2022	30.06.2021	Diferențe
Cantități consum de gaze naturale in SNT	MWh	462.795	454.202	8.593
	mii m ³	43.908	42.395	1.513

- cheltuieli cu provizionul pentru riscuri și cheltuieli: 43.704 mii lei;
- cheltuieli cu personalul: 5.120 mii lei;
- cheltuieli cu amortizarea: 51.614 mii lei pe seama finalizării și punerii în funcțiune a proiectelor majore de investiții;
- cheltuieli cu întreținere și transport: 1.012 mii lei.

Cheltuielile financiare au înregistrat o creștere de **75.933 mii lei** în principal pe seama cheltuieli privind imobilizările financiare cedate. Prin HCA nr. 39/2021 SNTGN Transgaz SA a aprobat reducerea capitalului social EUROTRANSGAZ SRL cu 13,15 milioane Euro, sumă încasată de Transgaz în trimestrul I 2022.

Comparativ cu realizările la 30 iunie 2021 profitul brut realizat la 30 iunie 2022 este mai mare cu 34%, respectiv cu 58.222 mii lei iar profitul net este mai mare cu 31%, respectiv cu 44.331 mii lei.

5. Situația rezultatului global consolidat la 30.06.2022

PRINCIPALII INDICATORI

MII LEI	consolidat 30.06.2022	consolidat 30.06.2021	Modificări 2022/2021	
			Absolute	Relative
Venituri din activitatea de exploatare, înainte de echilibrare și de construcții conform cu IFRIC12	703.917	701.291	2.626	0%
Venituri din activitatea de echilibrare	540.476	142.059	398.417	280%
Venituri din activitatea de construcții conform cu IFRIC12	104.332	345.847	-241.515	-70%
Venituri financiare	294.951	60.645	234.306	386%
Cheltuieli de exploatare înainte de activitatea de echilibrare și de construcții conform cu IFRIC12	674.517	576.659	97.858	17%
Cheltuieli cu gazele de echilibrare	540.476	142.059	398.417	280%
Costul activelor construite conform cu IFRIC12	104.332	345.847	-241.515	-70%
Cheltuieli financiare	102.579	21.426	81.153	379%
Profit înainte de impozitare	221.772	163.851	57.921	35%
Cheltuiala cu impozitul pe profit	44.494	30.554	13.940	46%
Profit net aferent perioadei	177.278	133.297	43.981	33%

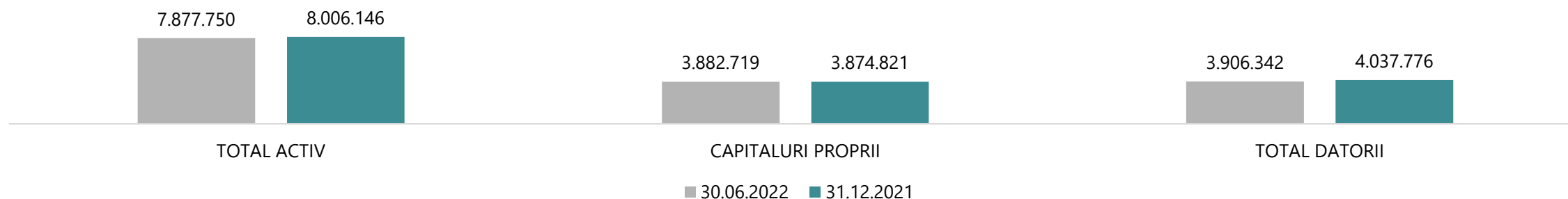
Prin HAGEA nr. 10 din data de 12.12.2017 s-a aprobat înființarea, pe teritoriul Republicii Moldova, a societății EUROTRANSGAZ SRL în vederea participării cu succes la procedura de privatizare a Întreprinderii de Stat Vestmoldtransgaz SRL. SNTGN Transgaz SA este asociat unic la EUROTRANSGAZ SRL. Din anul 2018, urmare a achiziționării Vestmoldtransgaz SRL din Republica Moldova de către EUROTRANSGAZ SRL, SNTGN Transgaz SA, în calitate de societate-mamă întocmește situații financiare consolidate de grup.

Companii consolidate din grupul Transgaz:

		Participație (%)
SNTGN TRANSGAZ SA	Companie mamă	
EUROTRANSGAZ SRL	Societate deținută de SNTGN Transgaz SA	100%
VESTMOLDTRANSGAZ SRL	Societate deținută de EUROTRANSGAZ SRL	75%

6. Situația poziției financiare consolidate la 30.06.2022

MII LEI	30.06.2022	31.12.2021	Diferențe	
			Absolute	Relative
ACTIVE IMOBILIZATE	6.774.263	6.667.476	106.787	2%
ACTIVE CIRCULANTE	1.103.487	1.338.670	-235.183	-18%
TOTAL ACTIV	7.877.750	8.006.146	-128.396	-2%
CAPITALURI PROPRII	3.882.719	3.874.821	7.898	0%
DATORII PE TERMEN LUNG	2.902.980	3.091.746	-188.766	-6%
DATORII CURENTE	1.003.362	946.030	57.332	6%
TOTAL DATORII	3.906.342	4.037.776	-131.434	-3%
TOTAL CAPITALURI PROPRII ȘI DATORII	7.877.750	8.006.146	-128.396	-2%

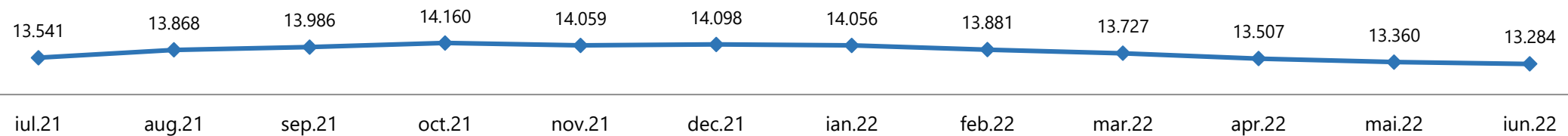


Evoluția indicatorilor economici și financiari consolidați la 30 iunie 2022, comparativ cu cei realizați în perioada similară a anului 2021 este determinată în principal de variația indicatorilor economici și financiari individuali înregistrați de SNTGN Transgaz SA la 30 iunie 2022 comparativ cu cei realizați în perioada similară a anului 2021.

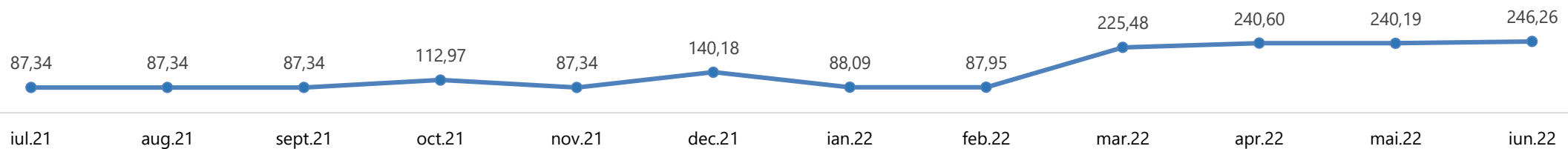
Principalul impact al subsidiarelor în rezultatul consolidat este determinat de evoluția cursului MDL (leu moldovenesc) comparativ cu moneda EUR în care a fost atrasă parțial sursa de finanțare a proiectului de investiție derulat de subsidiară și comparativ cu moneda de raportare a situațiilor financiare consolidate (RON).

7. Factori cheie ai activității

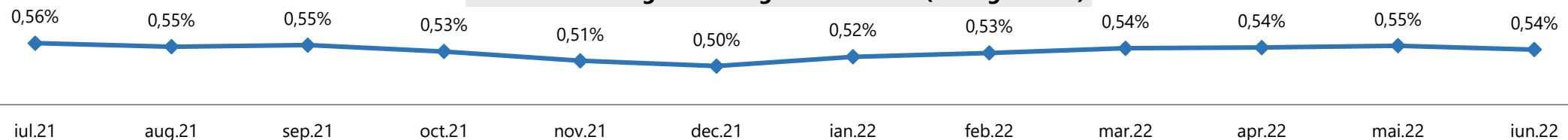
Gaze naturale vehiculate (inclusiv înmagazinare) - mil. mc - rolling 12 luni



Preț (lei/MWH) pentru consum tehnologic



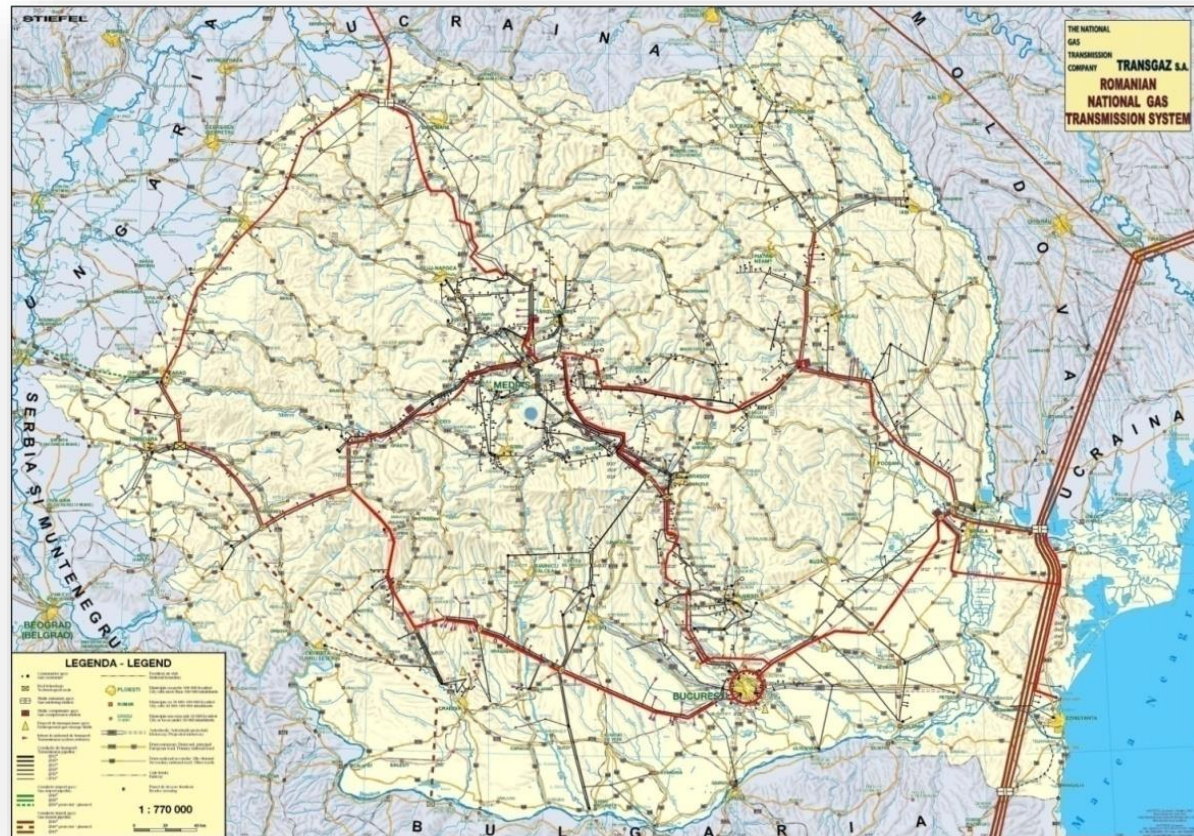
Consum tehnologic în total gaze vehiculate (rolling 12 luni)



		Sem. I 2021	Sem. I 2022	
Gaze vehiculate, din care:	MWh	78.481.663,22	69.790.829,52	
	mii m ³	7.332.583,86	6.518.284,08	
	- înmagazinare	MWh	7.099.078,68	9.074.619,41
		mii m ³	666.481,88	877.191,37
Pondere înmagazinare în gaze vehiculate		9,05%	13,00%	

		Sem. I 2021	Sem. I 2022
Consum tehnologic, materiale si consumabile utilizate, din care:	Mii lei	63.854	93.645
▪ consum si pierderi tehnologice pe sistemul de transport	Mii lei	45.366	78.403
- cantitate consum tehnologic	MWh	454.202	462.795
▪ materiale auxiliare	Mii lei	15.518	14.381
▪ alte cheltuieli materiale	Mii lei	2.971	861

INFRASTRUCTURA ACTUALĂ A SNT

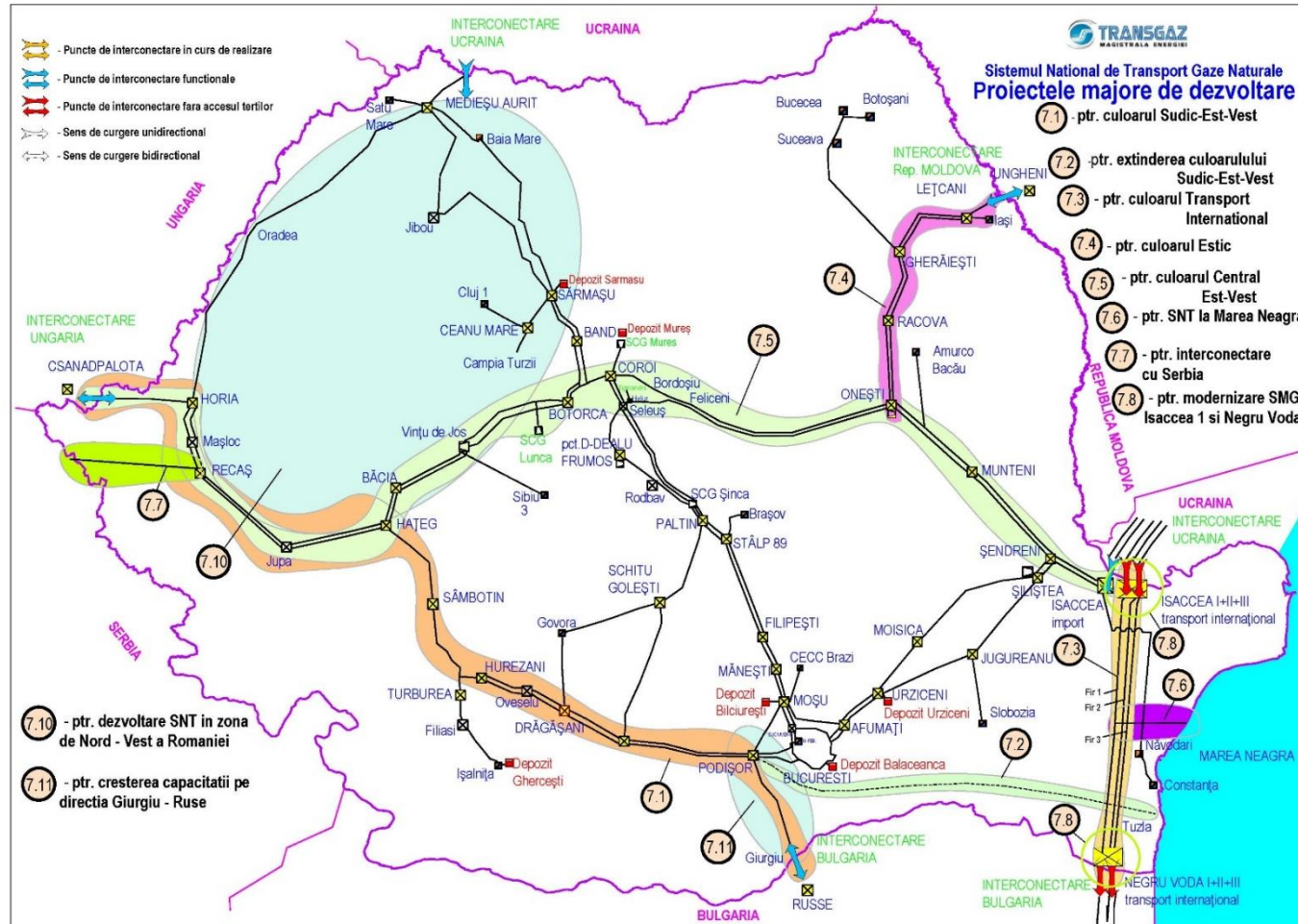


- ❑ 14.209,55 km de conducte principale de transport și conectări pentru alimentarea cu gaze naturale, din care 183,5 km de conducte de transport internațional gaze naturale și 482 km gazoductul BRUA;
- ❑ 1.141 stații de măsurare gaze naturale (1.247 direcții măsurare);
- ❑ 2 stații de măsurare a gazelor naturale amplasate pe conducta de transport internațional gaze naturale (Isaccea Transit III, Negru Vodă III);
- ❑ 7 stații de măsurare a gazelor naturale din import/export (Giurgiu, Medieșu Aurit, Isaccea I, Isaccea T1, Isaccea T2, Negru Vodă T1, Negru Voda T2) ;
- ❑ 8 stații de comprimare gaze naturale (Șinca, Jupa, Podișor, Bibești, Siliștea, Onești, Onești Modernizare, Gherăești) ;
- ❑ 1.045 stații de protecție catodică (SPC);
- ❑ 59 stații de vane/noduri tehnologice;
- ❑ 1.026 stații de odorizare.

INFRASTRUCTURA VIITOARE A SNT

Un sistem de transport gaze naturale modernizat și competitiv, care asigură un grad ridicat de interconectare, flexibilitate și acces la mai multe surse de aprovizionare.

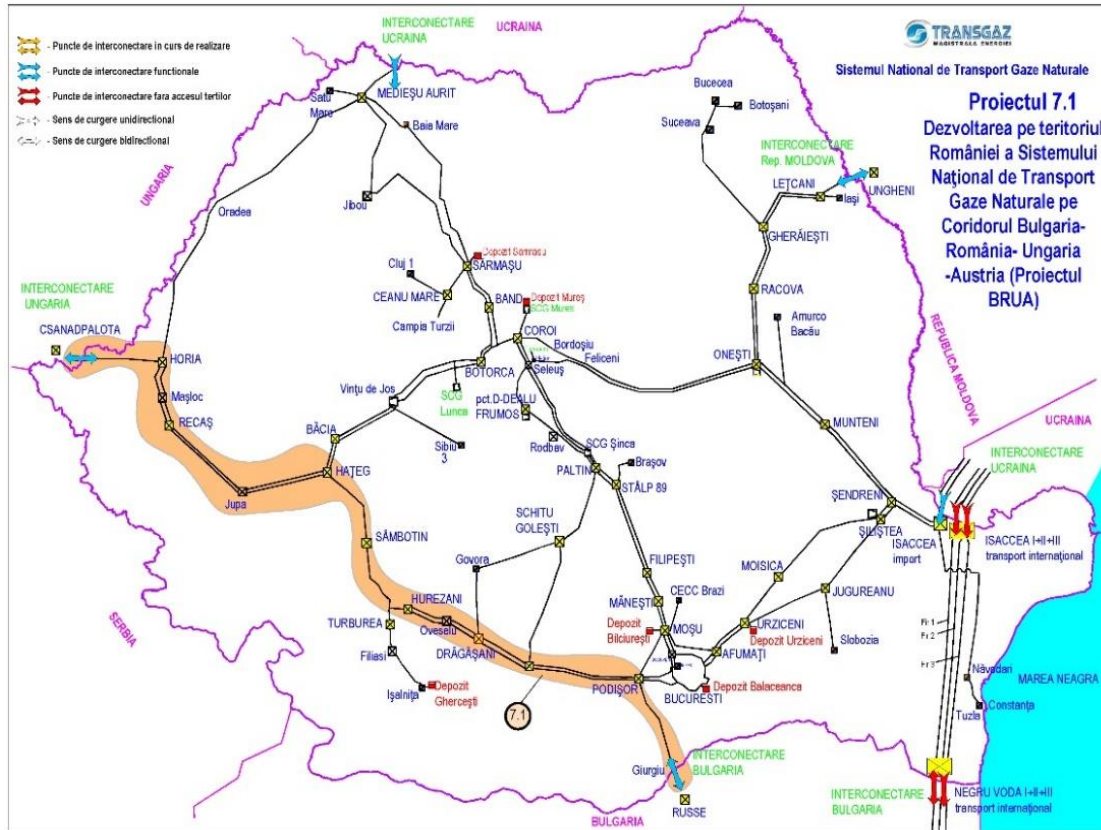
PROIECTE MAJORE



~ 3,4 mld. EURO

Nr. Crt.	Proiectul	Valoarea estimată mil. Euro	Termen de finalizare	Importanța proiectului	Statut proiect
1	Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale pe Coridorul Bulgaria-România-Ungaria-Austria (Faza II)	74,5	2025	Asigurarea unei capacități de transport gaze naturale spre Ungaria de 4,4 mld. mc/an, respectiv de 1,5 mld. mc/an spre Bulgaria. Importanța proiectului la nivelul Uniunii Europene se reflectă prin nominalizarea Proiectului "Conductă de gaz din Bulgaria în Austria via România și Ungaria" atât pe prima, cât și pe a II-a și a III-a listă a proiectelor de interes comun	A non FID
2	Dezvoltarea pe teritoriul României a Coridorului Sudic de Transport pentru preluarea gazelor naturale de la țărmul Mării Negre	371,6	2025	Preluarea gazelor naturale ce urmează a fi produse în Marea Neagră în SNT în vederea transportului lor în România și pe piețele europene este de importanță strategică pentru Transgaz. Importanța proiectului la nivelul Uniunii Europene se reflectă prin nominalizarea Proiectului pe a II-a și a III-a listă a proiectelor de interes comun.	Se așteaptă FID din partea concesionarului
3	Dezvoltări ale SNT în zona de Nord-Est a României în scopul îmbunătățirii aprovizionării cu gaze naturale a zonei precum și a asigurării capacităților de transport spre Republica Moldova	174,25	2021	Asigurarea unei capacități de transport de 1,5 mld. mc/an în punctul de interconectare dintre sistemele de transport gaze naturale ale României și Republicii Moldova.	FINALIZAT
4	Amplificarea coridorului bidirecțional de transport gaze naturale Bulgaria-România-Ungaria-Austria (BRUA-Faza III)	530	2027	În funcție de creșterea producției din off-shore Marea Neagră se are în vedere dezvoltarea suplimentară a rețelei: o rută suplimentară prin centrul României și o nouă interconectare cu Ungaria.	LA non FID
5	Noi dezvoltări ale SNT în scopul preluării gazelor de la țărmul Mării Negre	9,14	2021	Crearea unui punct suplimentar de preluare gaze naturale din perimetrele de exploatare off-shore ale Mării Negre.	FINALIZAT

Nr. proiect	Proiectul	Valoarea estimată mil. Euro	Termen de finalizare	Importanța proiectului	Statut proiect
6	Interconectare România-Serbia	56,21	2028	Realizarea unei conducte de interconectare cu Serbia în vederea diversificării surselor de aprovizionare și creșterea gradului de asigurare a securității energetice în regiune.	A non FID
7	Dezvoltarea/Modernizarea infrastructurii de transport gaze naturale în zona de Nord-Vest a României	405	2026	Creșterea capacităților de transport din zona de Nord-Vest a României pentru asigurarea tendințelor de creșteri de consum din regiune.	LA non FID
8	Creșterea capacității de transport gaze naturale a interconectării România-Bulgaria pe direcția Giurgiu-Ruse	51,8	2027	Îmbunătățirea aprovizionării cu gaze naturale a zonei.	LA non FID
9	Eastring–România	Faza 1: 1297 Faza 2: 357	Faza 1: 2027 Faza 2: 2030	EASTRING va fi deschis pentru surse bine stabilite precum și pentru surse alternative. Acesta va aduce gaze din noi surse din Regiunile Caspică/Est Mediteraneană/Marea Neagră/Orientul Mijlociu. În același timp, va asigura aprovizionarea Europei de Sud-Est din HUB-urile de gaze europene.	LA non FID
10	Sistem de monitorizare, control și achiziție de date pentru stațiile de protecție catodică aferente Sistemului Național de Transport Gaze Naturale	17,7	2027	Oferă posibilitatea setării, monitorizării și operării clare și precise de la distanță al punctelor de interes ale sistemului, elimină costurile de citire a datelor, erorile umane, reduce costurile cu operarea și mentenanța.	LA non FID
11	Dezvoltarea sistemului SCADA pentru Sistemul Național de Transport Gaze Naturale	5,5	2025	Modernizarea infrastructurii de transport gaze naturale prin modernizarea arhitecturii hardware și software.	LA non FID
12	Modernizare SMG Isaccea 2 și Negru Vodă 2 în vederea realizării curgerii bidirecționale pe cond. T2	26,65	2024	Crearea posibilității curgerii bidirecționale pe conducta T2, parte din coridorul Transbalcanic	LA non FID
13	Modernizare SMG Isaccea 3 și Negru Vodă 3 în vederea realizării curgerii bidirecționale pe cond. T3	26,65	2028	Crearea posibilității curgerii bidirecționale pe conducta T3, parte din coridorul Transbalcanic	LA non FID
14	Interconectare SNT-Terminal GNL amplasat la țărmul Mării Negre	19,6	2028	Crearea capacității de transport pentru preluarea gazelor naturale provenite de la terminalul GNL amplasat la țărmul Mării Negre	LA non FID
TOTAL		3.422,6 mil. EURO			



Scop:

- dezvoltarea capacității de transport gaze naturale între interconectările dintre sistemul românesc de transport gaze naturale și sistemele similare ale Bulgariei și Ungariei

Capacitate:

- 1,75 mld. mc/an spre Ungaria
- 1,50 mld. mc/an spre Bulgaria

Investiții necesare:

- conductă de 32"x63 bar ~479 km
- 3 stații de comprimare SC Jupa, SC Podișor și SC Bibești (inaugurate și puse în funcțiune în sept și oct 2019 și respectiv aug.2020)

Costuri totale estimate :

- 478,6 mil. Euro

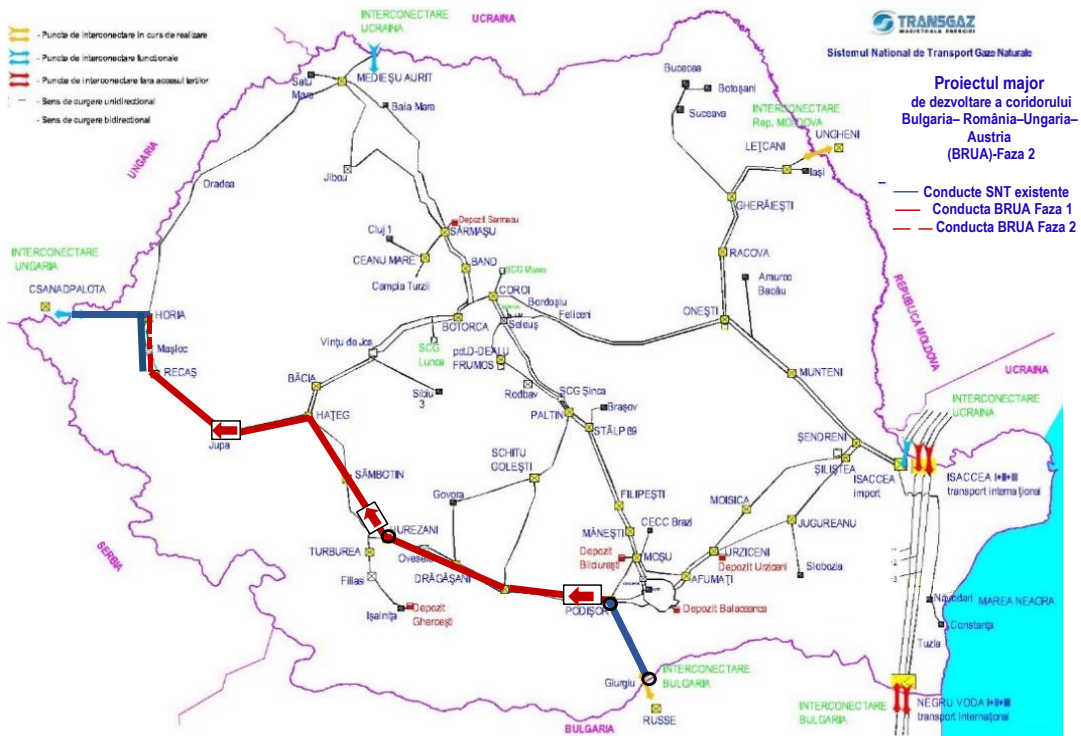
Valoare finală investiție:

- 387,8 mil. Euro (valoare raportată la media cursului Euro din perioada de realizare a proiectului)

Decizie finală de investiție – 2016

FINALIZAT ÎN 2020

Conectarea României la tranzitul învecinat



Punere în funcțiune estimată – 2025

Scop:

- proiectul vizează creșterea fluxului de gaze spre Ungaria prin interconectorul Horia – Csanadpalota

Creșterea capacității:

- de la 1,75 mld. mc/an la 4,4 mld. mc/an spre Ungaria

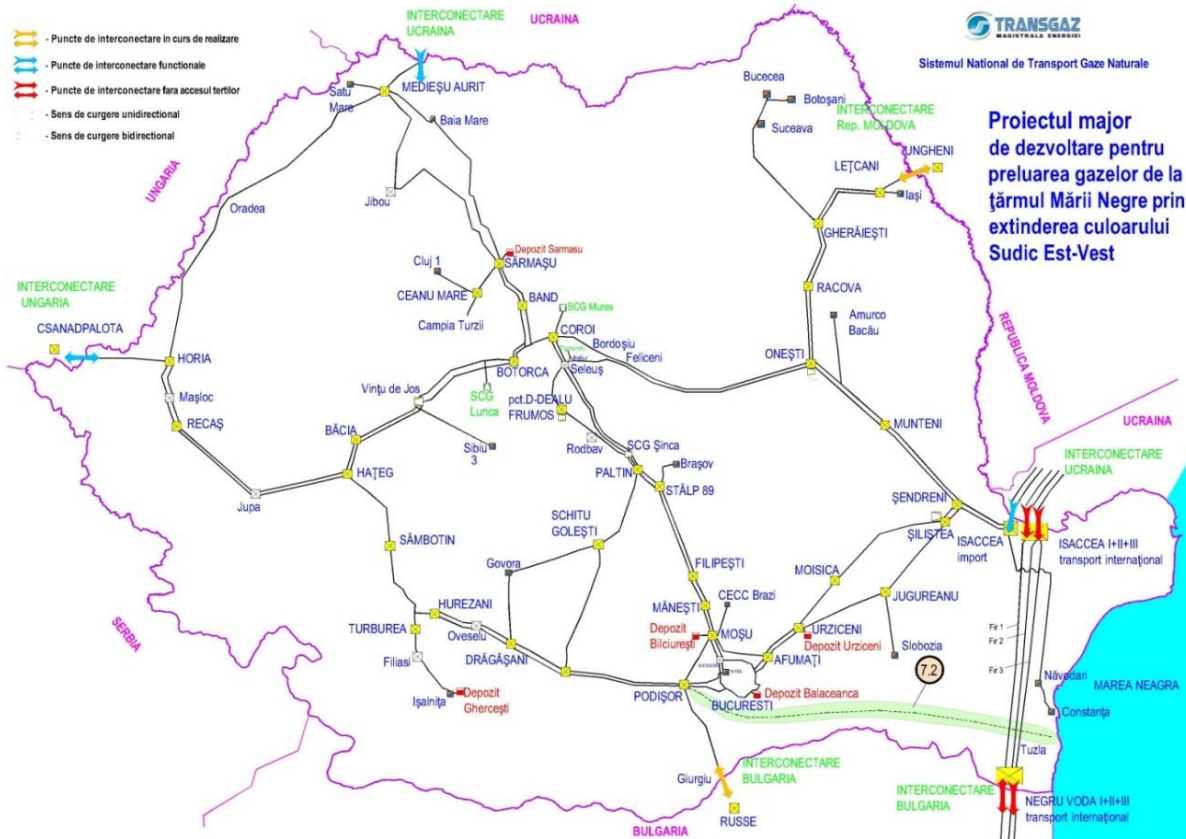
Investiții necesare:

- conductă Receaș-Horia 32”x63 bar ~50 km
- creșterea capacității celor 3 stații de comprimare existente (Jupa, Bibești, Podișor) prin montarea unui agregat suplimentar în fiecare stație
- amplificare SMG Horia

Costuri totale estimate:

- 74,5 mil. Euro

Finalizarea Fazei 2 depinde de finalizarea cu succes a procedurii de Sezon Deschis angajant pentru rezervarea de capacitate la IP Csanadpalota și de calendarul de derulare a acestei proceduri.



Scop:

- crearea unei infrastructuri de transport pentru preluarea gazelor naturale ce urmează a fi produse în Marea Neagră

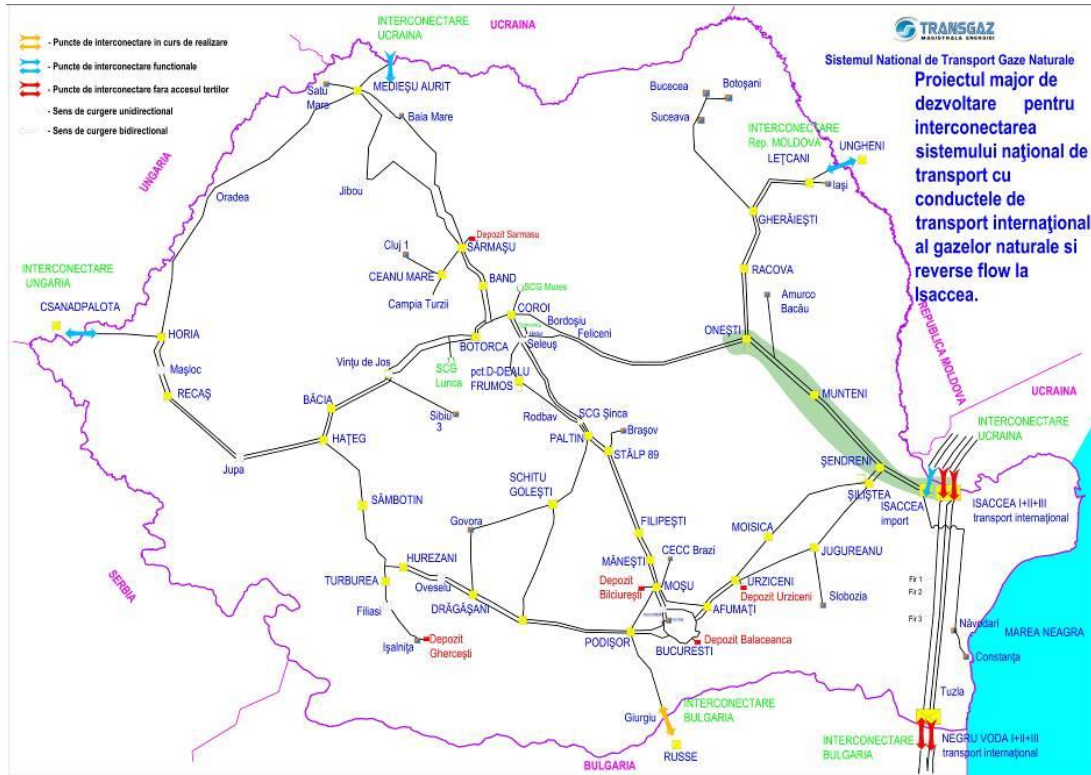
Investiții necesare:

- conducta Țărmul Mării Negre–Amzacea, în lungime de 32,5 km, Ø 48" (DN1200)
- conducta Amzacea–Podișor, în lungime de 275,9 km, Ø 40" (DN1000)

Costuri totale estimate:

- 371,6 mil. Euro

Punere în funcțiune estimată 2025



Scop:

- crearea unui culoar de transport între Bulgaria, România și Ucraina
- asigurarea fluxurilor fizice reversibile în punctul Negru Vodă 1, conf. Reg. UE 994/2010

Investiții necesare:

Faza 1

- reabilitarea conductei DN 800 Onești-Cosmești
- interconectare Isaccea

Faza 2

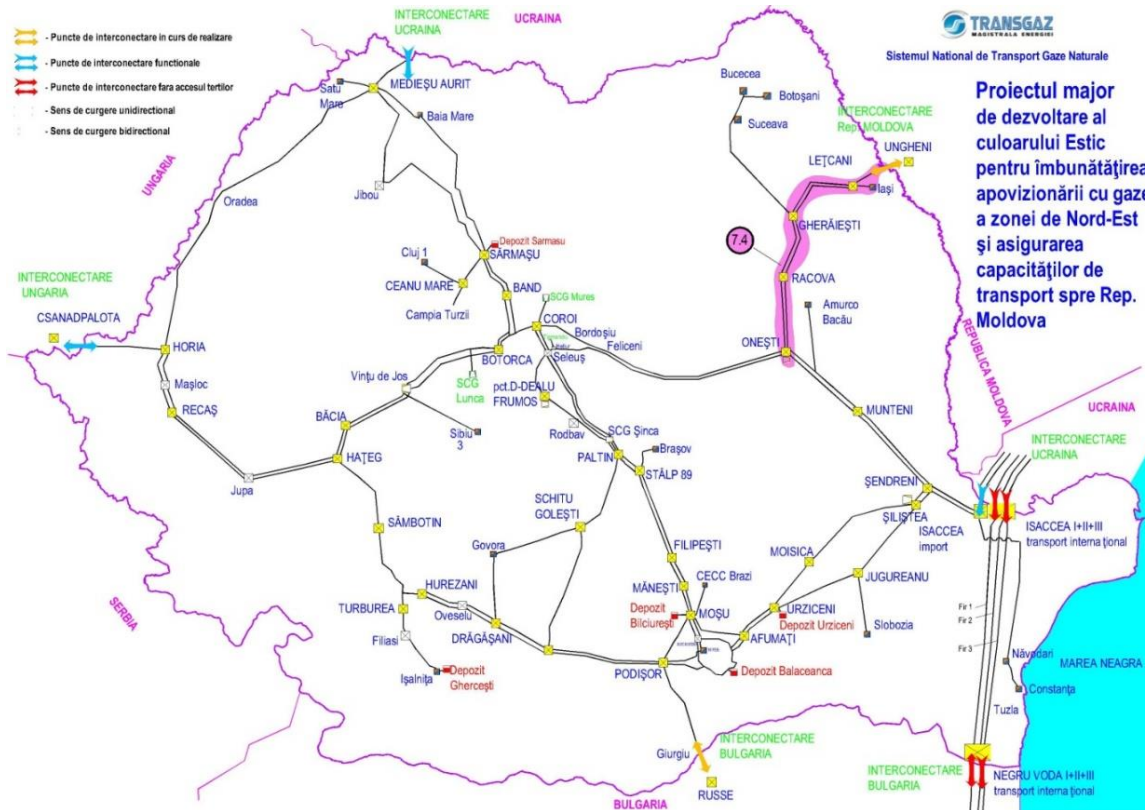
- modernizare SCG Siliștea, NT Siliștea
- modernizare SCG Onești, NT Onești
- modernizare SCG Șendreni, NT Șendreni

Costuri totale :

- 77,7 mil. Euro

Decizie finală de investiție – 2018

Faza I FINALIZATĂ ÎN 2018
 Faza II FINALIZATĂ ÎN 2020



Scop:

- îmbunătățirea aprovizionării cu gaze naturale a zonei de nord-est a României
- asigurarea unei capacități de transport de 1,5 mld.mc/an în punctul de interconectare dintre sistemele de transport gaze naturale ale României și Republicii Moldova

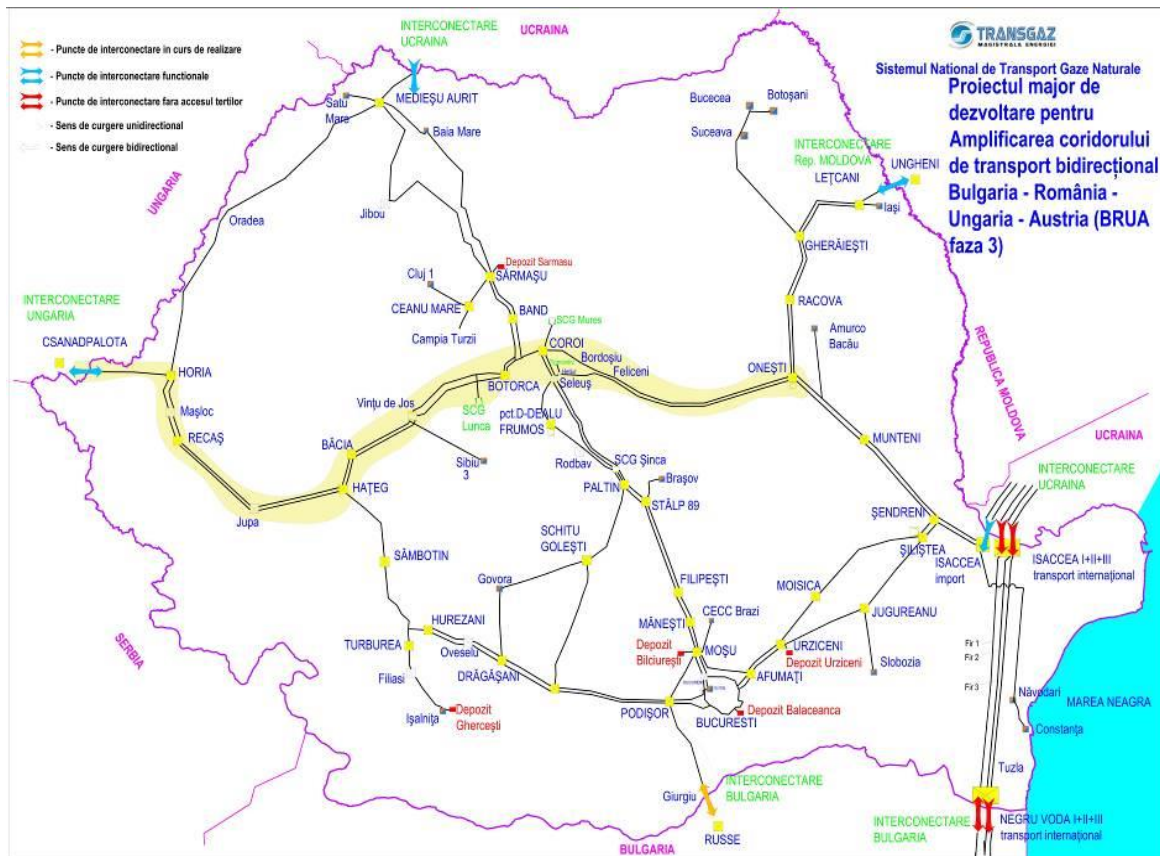
Investiții necesare:

- construirea unei conducte DN 700, pe direcția Onești – Gherăești în lungime de 104,1 km
- construirea unei conducte DN 700, pe direcția Gherăești-Lețcani în lungime de 61,05 km
- construirea unei stații de comprimare la Onești de 9,14 MW
- construirea unei stații de comprimare la Gherăești de 9,14 MW

Costuri totale estimate:

- 174,25 mil. Euro

FINALIZATĂ ÎN 2021



Punere în funcțiune estimată– 2027

Scop:

- dezvoltarea capacității de transport gaze naturale pe culoarul Onești–Coroi–Hațeg–Nădlac în funcție de volumele de gaze naturale disponibile la țărmul Mării Negre sau din alte perimetre on-shore

Investiții necesare:

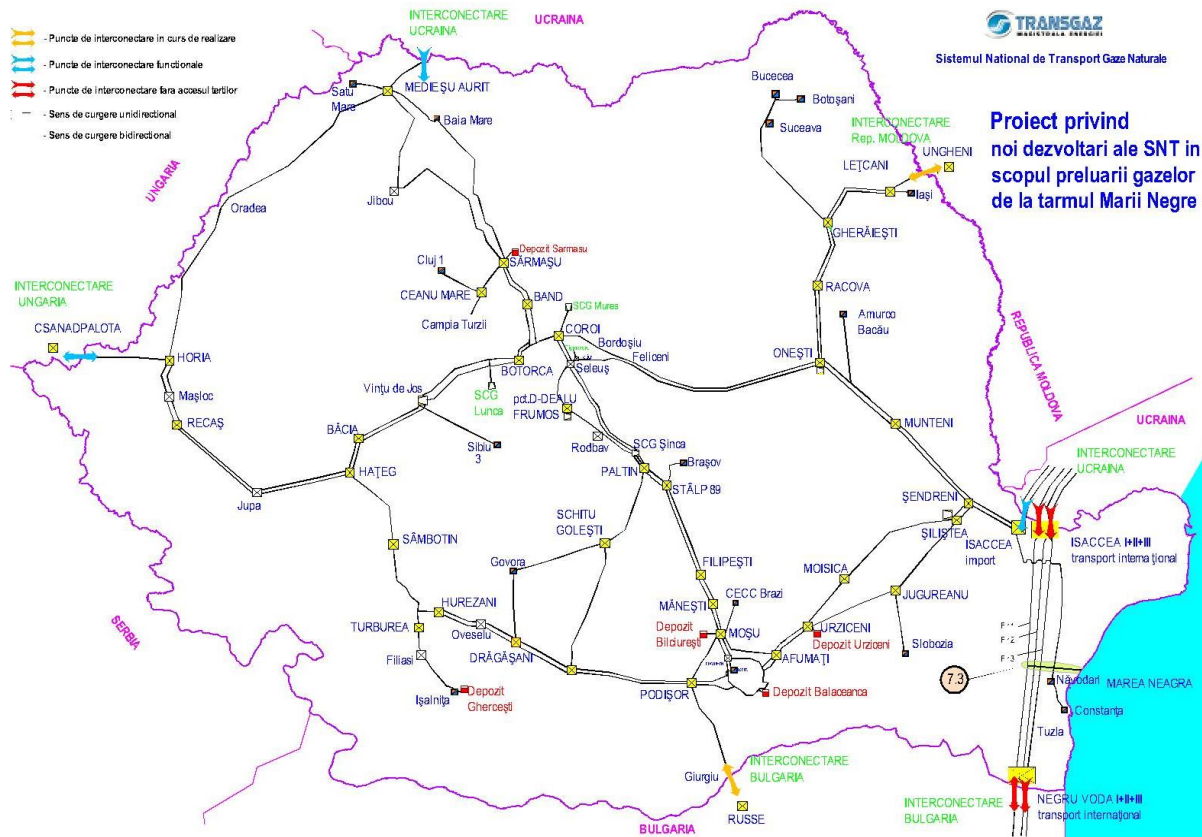
- reabilitarea unor conducte existente ce aparțin SNT
- înlocuirea unor conducte existente ce aparțin SNT sau conducte noi instalate în paralel cu conductele existente
- dezvoltarea a 4 sau 5 stații noi de comprimare

Creșterea capacității:

- 4,4 mld. mc/an spre Ungaria

Costuri totale estimate:

- 530 mil. Euro



Scop:

- crearea unui punct suplimentar de preluare a gazelor naturale descoperite în perimetrele de exploatare submarine ale Mării Negre

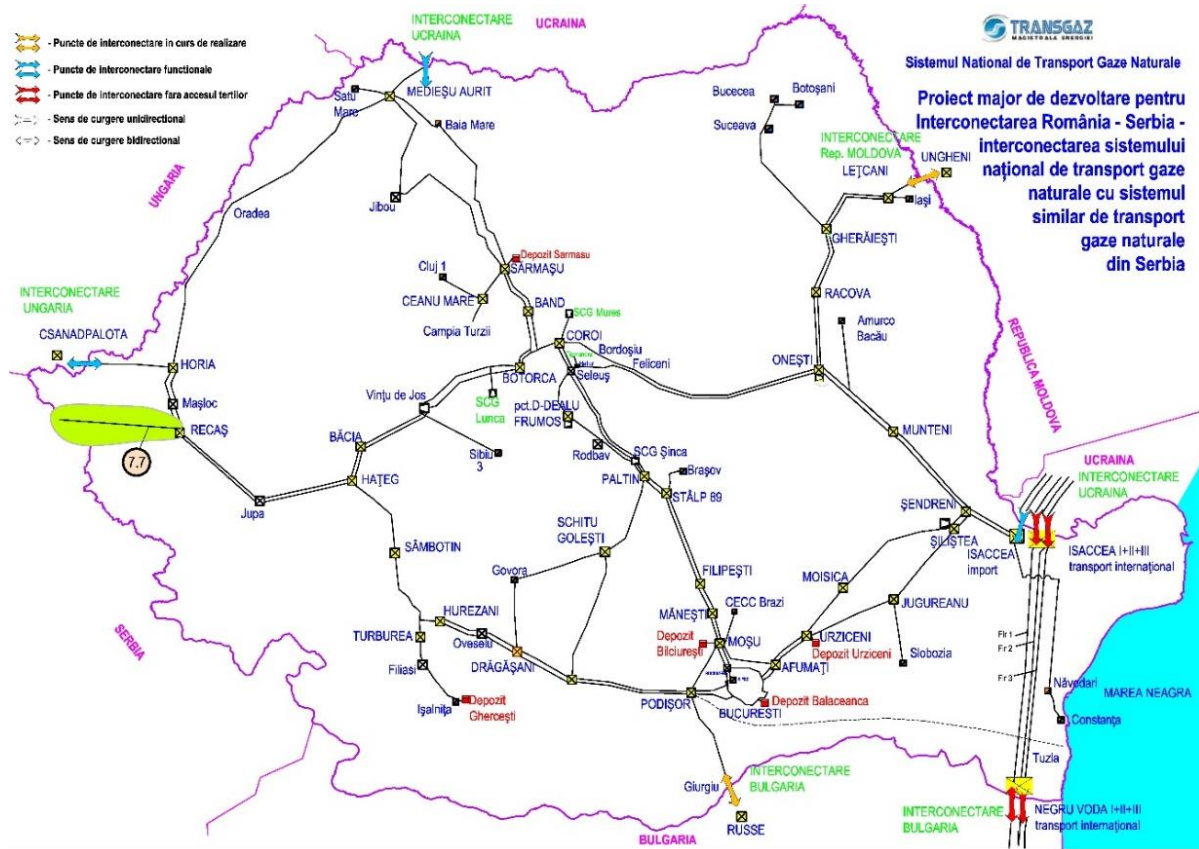
Investiții necesare:

- construirea unei conducte de transport gaze naturale în lungime de 24,37 km, DN 500, de la țărmul Mării Negre până la conducta existentă de transport internațional T1

Costuri totale estimate:

- 9,14 mil. Euro

TRANSGAZ A FINALIZAT INVESTIȚIA ÎN ANUL 2021



Sistemul National de Transport Gaze Naturale
Proiect major de dezvoltare pentru Interconectarea România - Serbia - interconectarea sistemului național de transport gaze naturale cu sistemul similar de transport gaze naturale din Serbia

Scop:

- creșterea gradului de asigurare a securității energetice în regiune

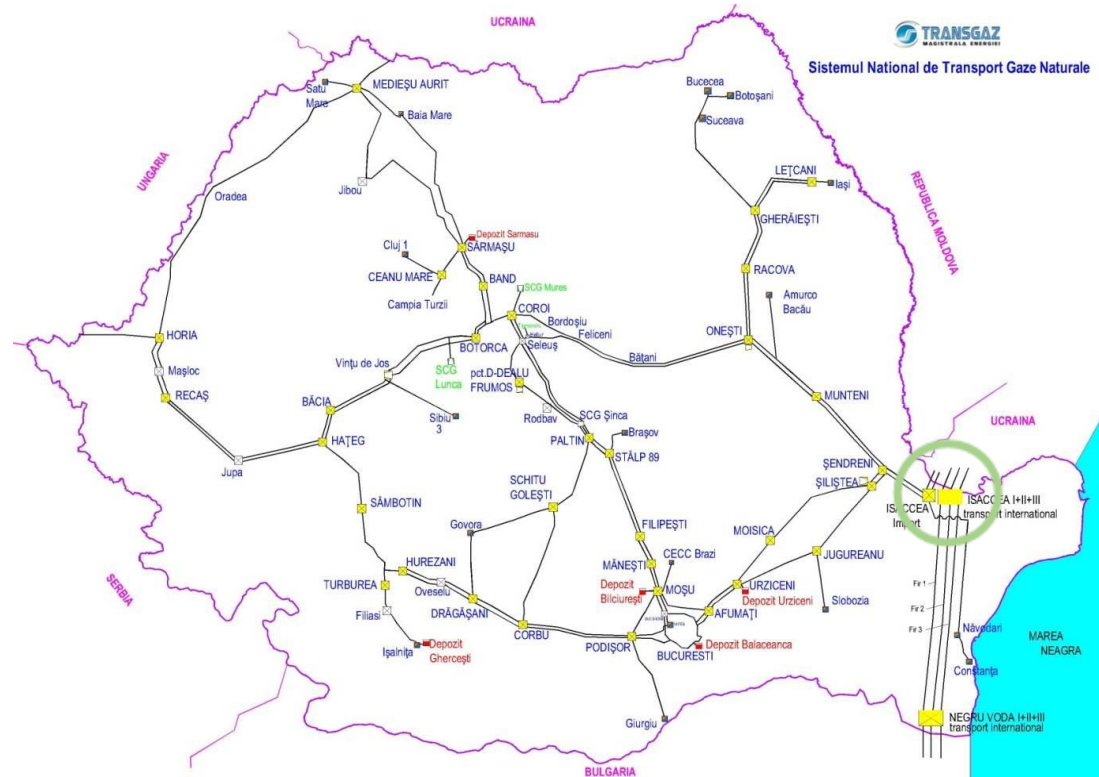
Investiții necesare:

- construirea unei conducte noi de interconectare pe direcția Recaş–Mokrin în lungime de aprox. 97 km din care aprox. 85 km pe teritoriul României și 12 km pe teritoriul Serbiei, care se va cupla la conducta BRUA
- contruirea unei SMG la Comloșu Mare

Costuri totale estimate:

- 56,21 mil. Euro

Punere în funcțiune estimată – 2028



Scop:

- creșterea gradului de asigurare a securității energetice în regiune

Investiții necesare:

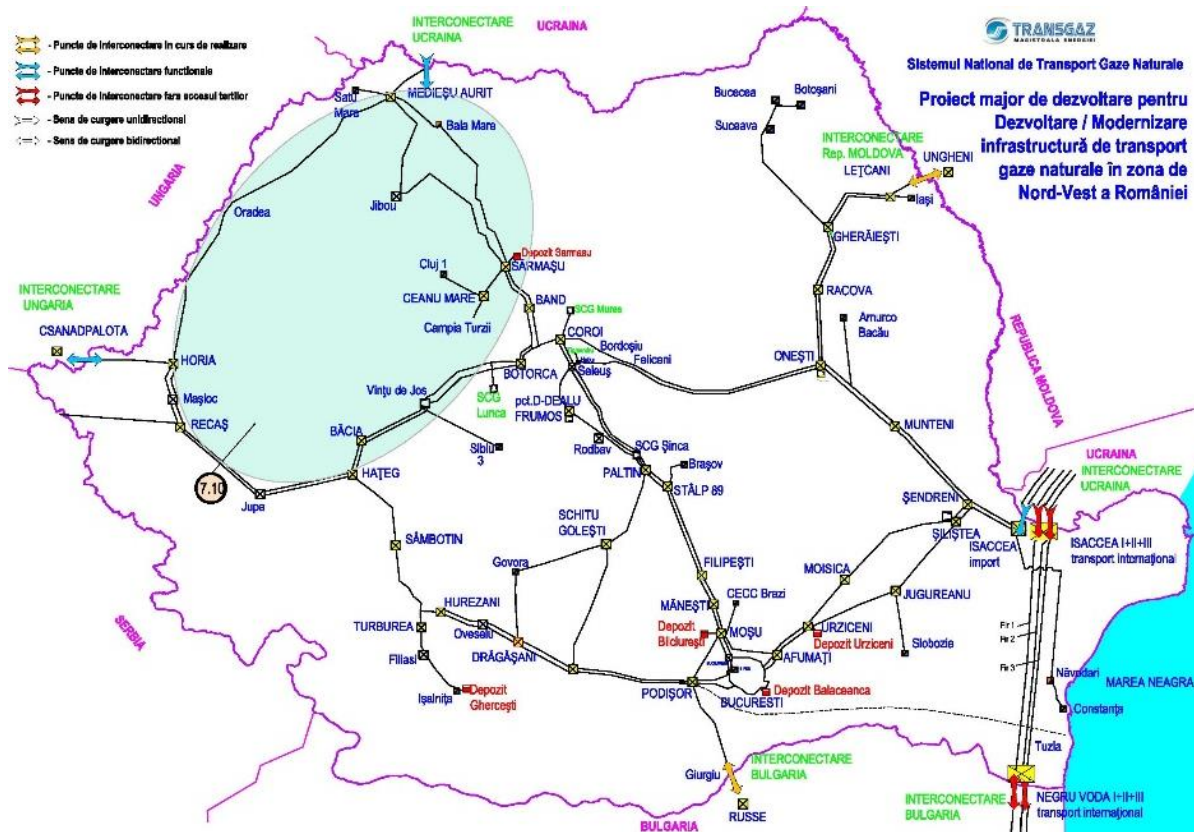
- construirea unei stații noi de măsurare gaze naturale în incinta stației existente

Costuri totale:

- 13,88 mil. Euro

Decizie finală de investiție – 2018

FINALIZAT ÎN ANUL 2020



Punere în funcțiune estimată - 2026

Scop:

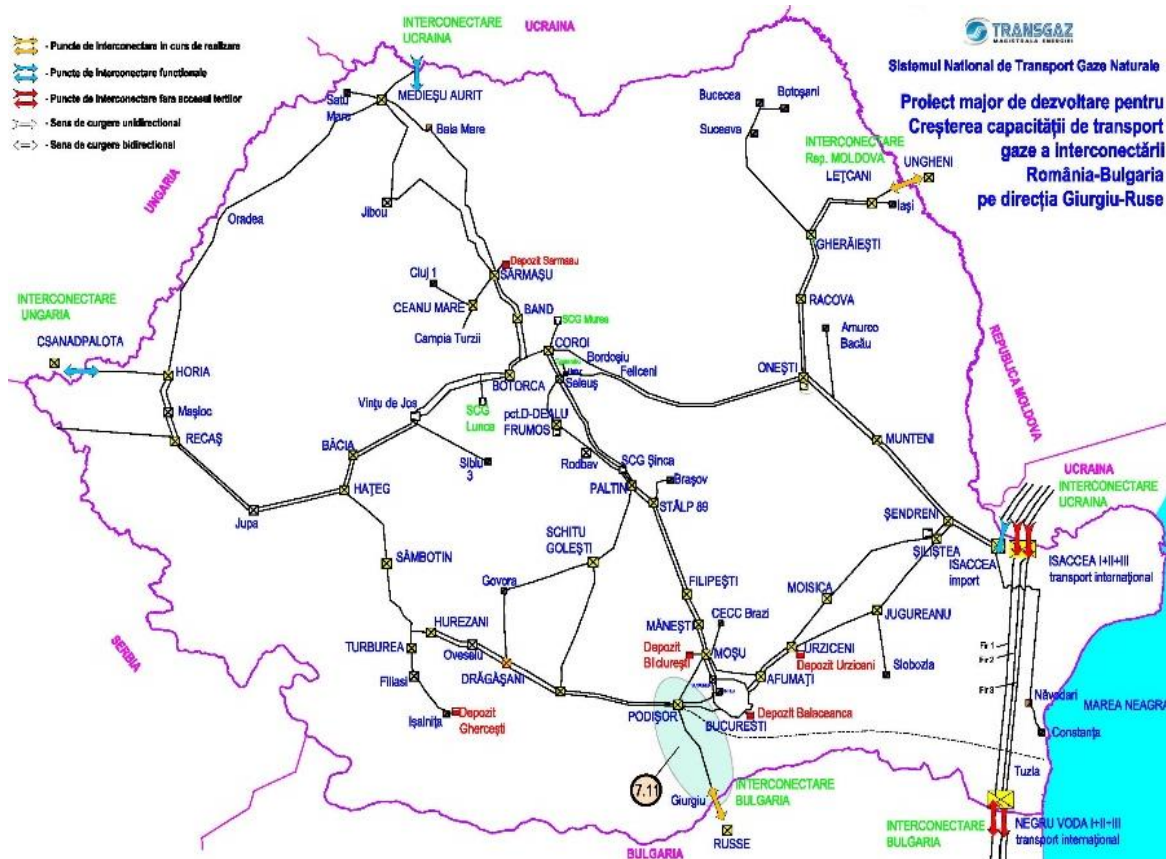
- crearea de noi capacități de transport gaze naturale

Investiții necesare:

- construirea unei conducte de transport gaze naturale și a instalațiilor aferente pe direcția Horia–Medieșu Aurit
- construirea unei conducte de transport gaze naturale și a instalațiilor aferente pe direcția Sărmășel–Medieșu Aurit
- construirea unei conducte de transport gaze naturale și a instalațiilor aferente pe direcția Huedin–Aleșd
- construirea unei Stații de Comprimare Gaze Naturale la Medieșu Aurit

Costuri totale estimate:

- 405 mil. Euro



Punere în funcțiune estimată - 2027

Scop:

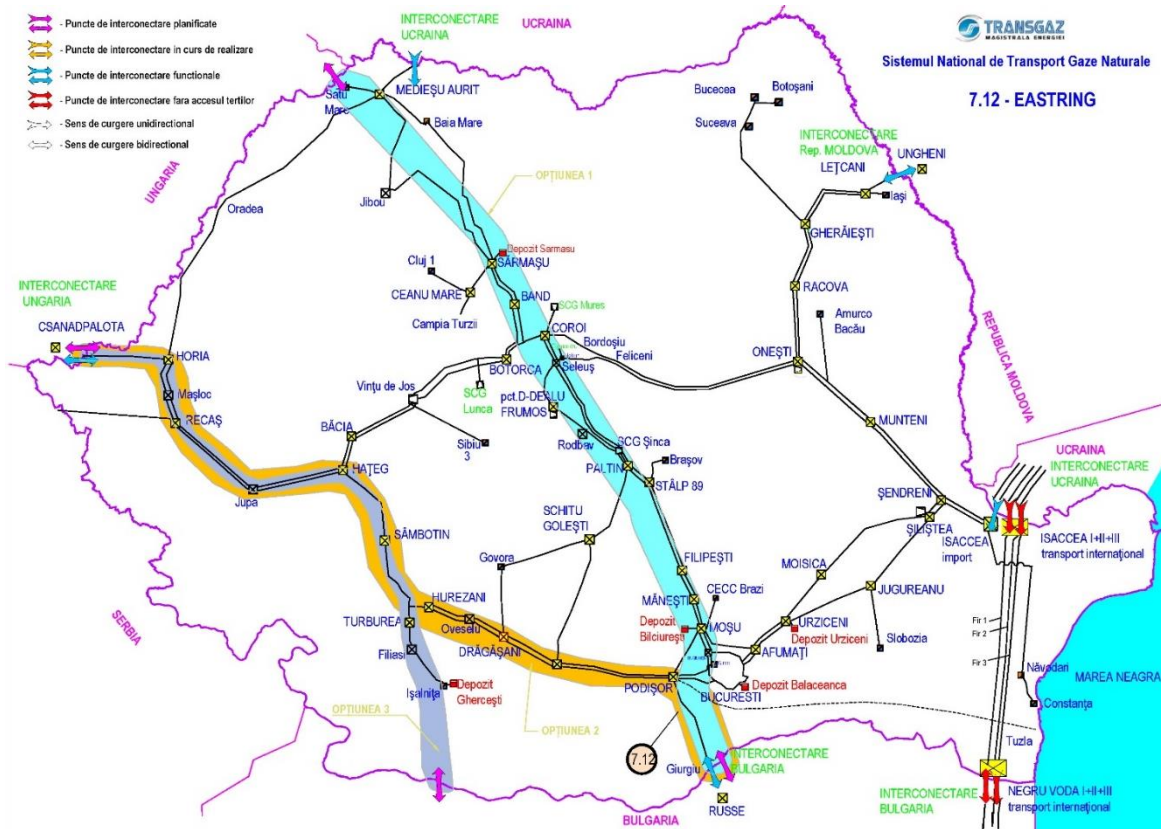
- creșterea gradului de asigurare a securității energetice în regiune

Investiții necesare:

- construirea unei conducte noi de transport gaze naturale și a instalațiilor aferente
- construirea unei noi subtraversări la Dunăre
- amplificarea SMG Giurgiu

Costuri totale estimate:

- 51,8 mil. Euro



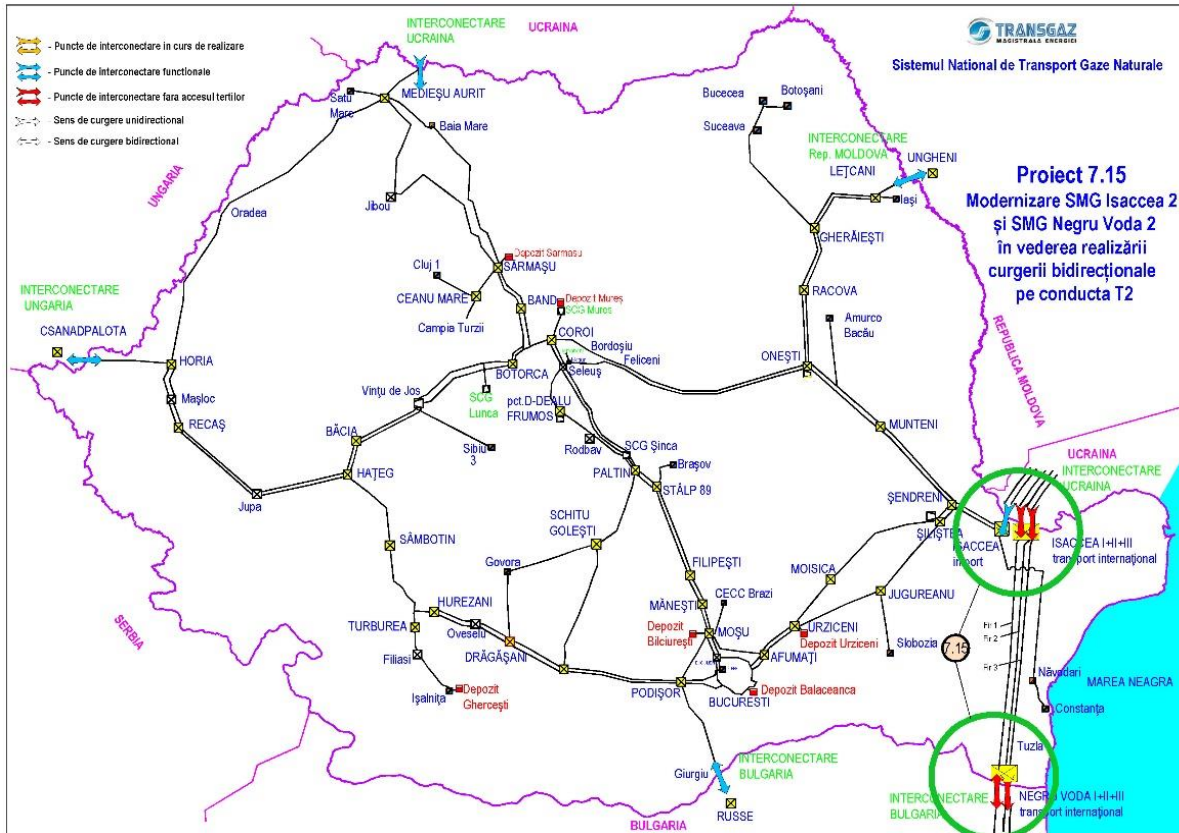
Scop:

- **EASTRING va asigura cea mai rentabilă rută de transport, directă, între platformele de gaze din vestul Uniunii Europene și Regiunea Balcanică/Turcia de vest. Prin posibilitatea de a diversifica rutele de transport precum și sursele de aprovizionare, se va asigura siguranța în aprovizionare în întreaga regiune, în principal în țările Europei de Sud-Est. Conform studiului de fezabilitate, implementarea proiectului se va realiza în două faze, după cum urmează:**
 - Faza 1 – Capacitate maximă de 20 mld. mc/an
 - Faza 2 – Capacitate maximă de 40 mld. mc/an

Costuri totale estimate :

- Faza 1- 1.297 mil. Euro pentru România (2.600 mil. Euro - total)
- Faza 2 - 357 mil. Euro pentru România (739 mil. Euro - total)

**Punere în funcțiune estimată – 2027 – Faza 1
2030 – Faza 2**



Scop:

- Crearea posibilității curgerii bidirecționale pe conducta T2, parte din coridorul Transbalcanic

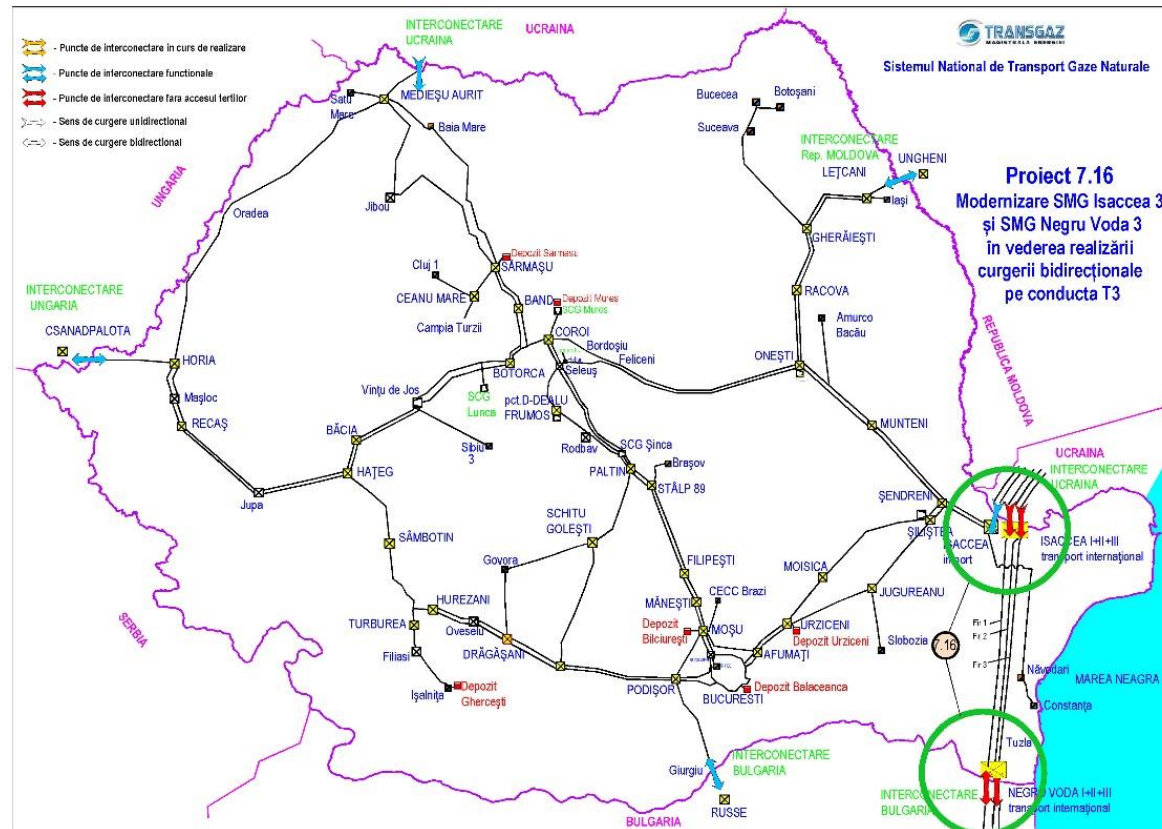
Investiții necesare:

- modernizarea stațiilor de măsurare gaze naturale existente

Costuri totale estimate:

- 26,65 mil. Euro

Punere în funcțiune estimată – 2024



Scop:

- Crearea posibilității curgerii bidirecționale pe conducta T3, parte din coridorul Transbalcanic

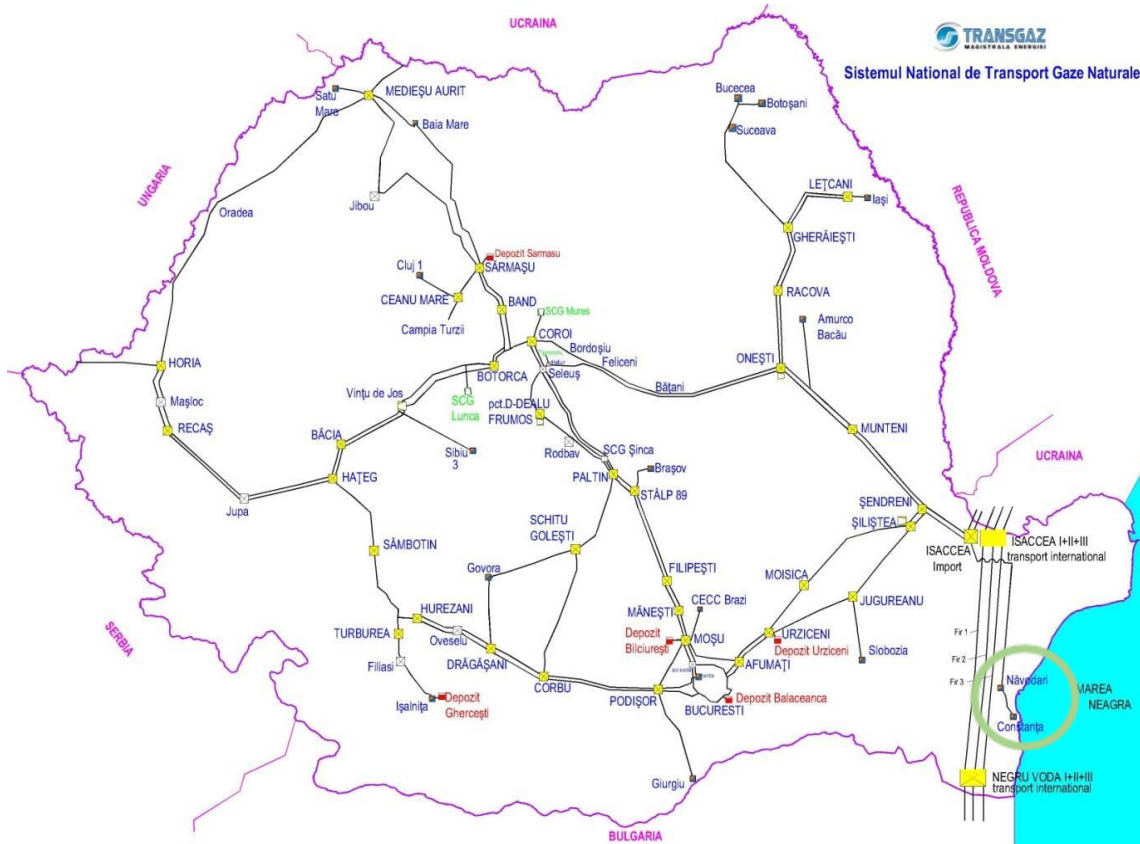
Investiții necesare:

- modernizarea stațiilor de măsurare gaze naturale existente

Costuri totale estimate:

- 26,65 mil. Euro

Punere în funcțiune estimată – 2028



Punere în funcțiune estimată – 2028

Scop:

- preluarea gazelor naturale de la țărmul Mării Negre

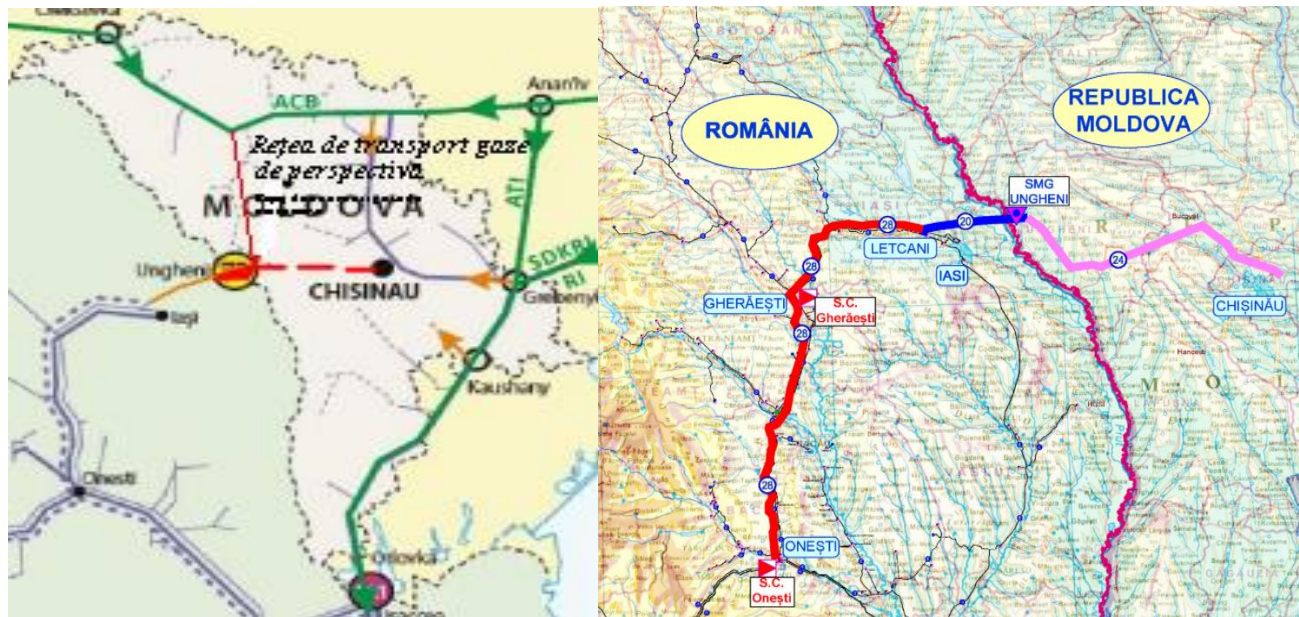
Investiții necesare:

- realizarea unei interconectări a Sistemului Național de Transport gaze naturale la terminalul GNL prin construirea unei conducte de transport gaze naturale, în lungime de cca 25 Km, de la țărmul Mării Negre până la conductele T1 și T2

Costuri totale estimate:

- 19,6 mil. Euro

Iași – Ungheni – Faza I; Ungheni – Chișinău – Faza II



Punere în funcțiune/începere operare

2020 - FINALIZAT

Finalizare Construcție complex Ghidighici

2020 - FINALIZAT

Scopul proiectului:

Asigurarea creșterii gradului de interconectare dintre România și Republica Moldova în privința infrastructurii de transport gaze naturale, precum și diversificarea rutelor și a surselor de aprovizionare cu gaze naturale a Republicii Moldova.

Proiectul a însemnat construirea următoarelor obiective:

- 4 Stații de Reglare Măsurare Gaze (la Semeni în Raionul Ungheni, Ghidighici, Petricani și Tohatini - municipiul Chișinău)
- conductă DN 600, presiunea 55 bar, cu o lungime de 120 km
- 11 grupuri de robineteți pentru secționarea traseului conductei
- 2 conducte de distribuție gaze de la SRM Tohatini la sistemul de distribuție al municipiului Chișinău în lungime de aproximativ 3,2 km fiecare
- 1 conductă de distribuție gaze, medie presiune de la SRM Ghidighici la sistemul de distribuție al municipiului Chișinău în lungime de aproximativ 1,5 km
- 1 racord de 2,6 km către SRM Ghidighici, DN 300, PN 55 bar
- un nod de măsurare gaze bidirecțional la Tohatini ce va face legătura între conducta proiectată Ungheni – Chișinău și sistemul de transport gaze existent din Republica Moldova, exploatat de MOLDOVATRANSغاز
- un complex operațional la Ghidighici, unde va fi și sediul administrativ al VESTMOLDTRANSGAZ

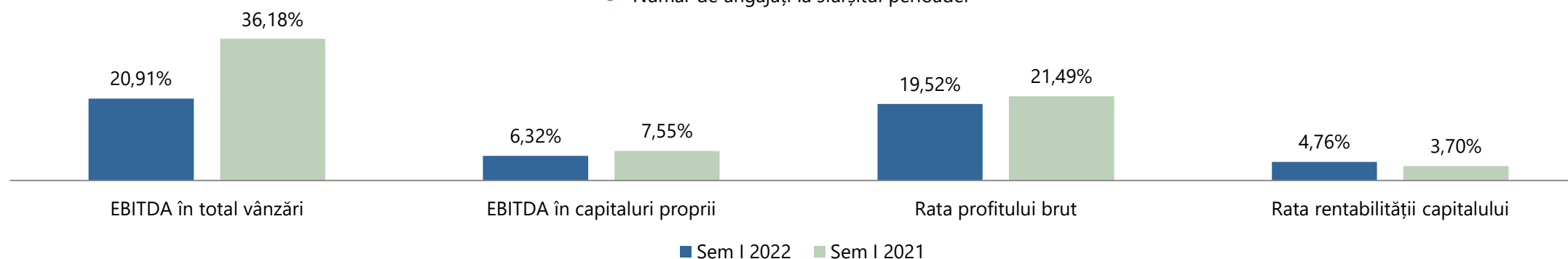
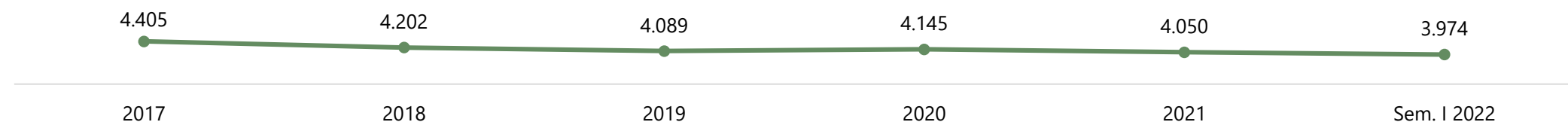
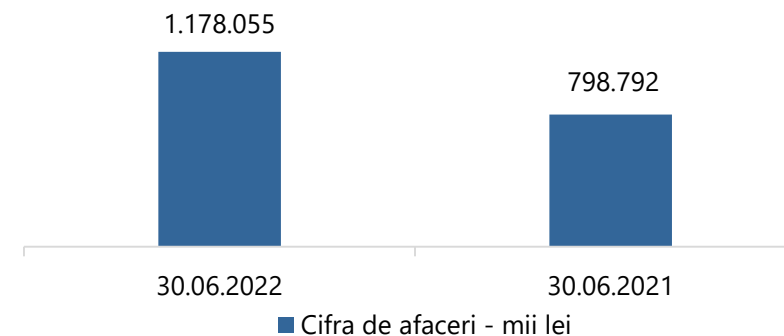
Valoare estimată:

- 93 milioane Euro

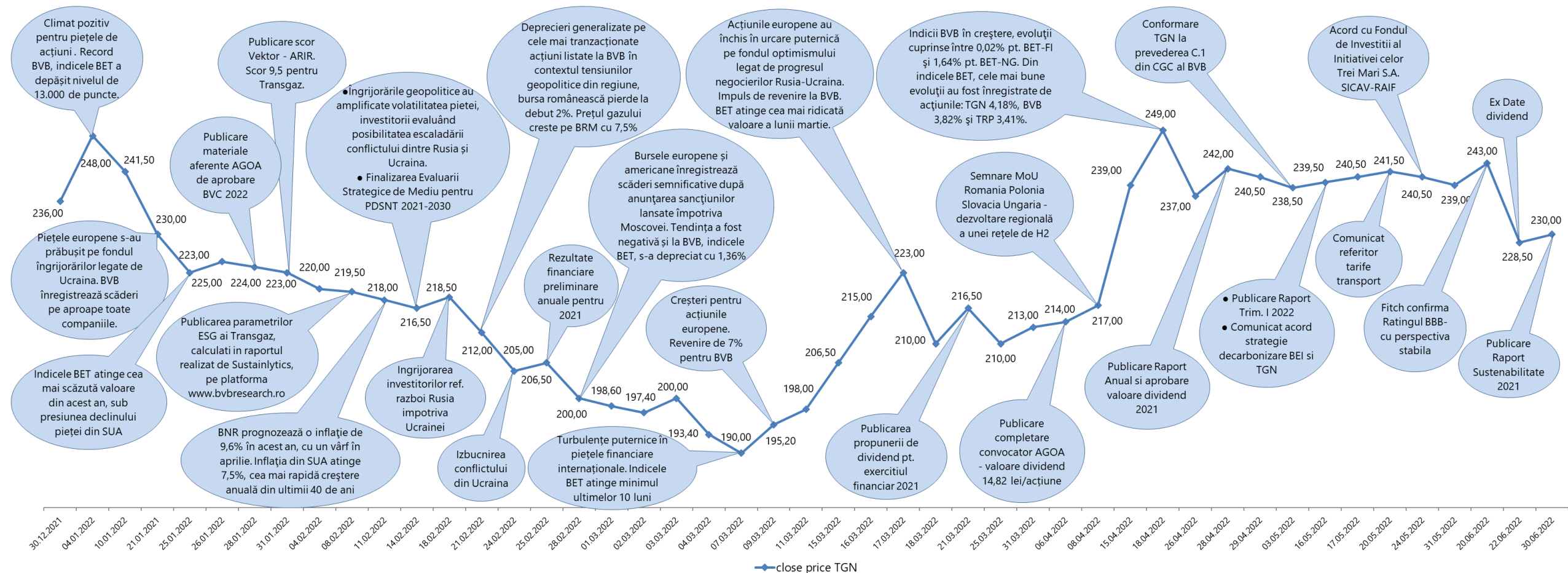
8. Principalii indicatori

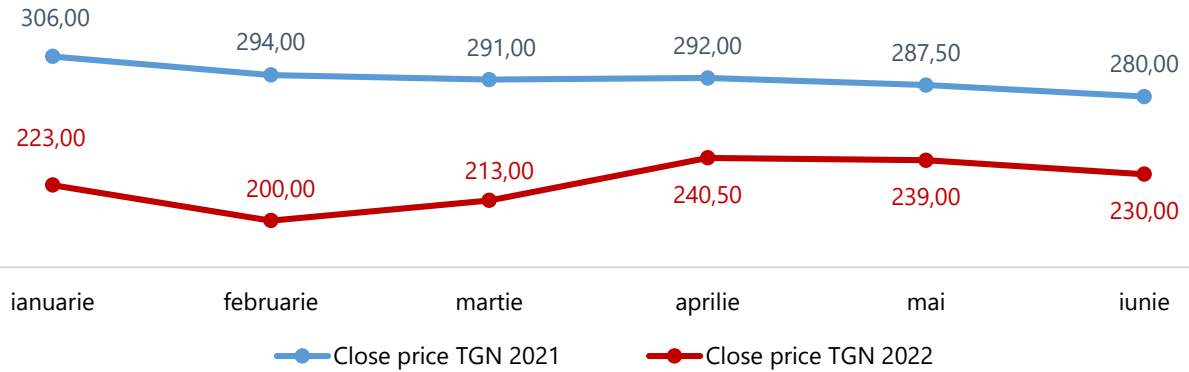
30.06.2022 comparativ cu 30.06.2021

	Sem I 2022	Sem I 2021
EBITDA în total vânzări	20,91%	36,18%
EBITDA în capitaluri proprii	6,32%	7,55%
Rata profitului brut	19,52%	21,49%
Rata rentabilității capitalului	4,76%	3,70%
Lichiditatea curentă	1,01	1,25
Lichiditatea imediată	0,55	0,96
Gradul de îndatorare	40,66%	37,69%
Rata de acoperire a dobânzii	2,53	10,45
Viteza de rotație a debitelor - zile	117,94	150,61
Viteza de rotație a creditelor - zile	53,78	47,76

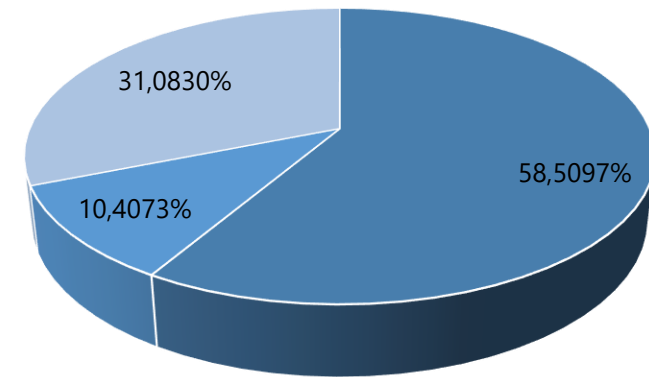


Principalele evenimente cu impact asupra prețului acțiunii TGN în semestrul I 2022



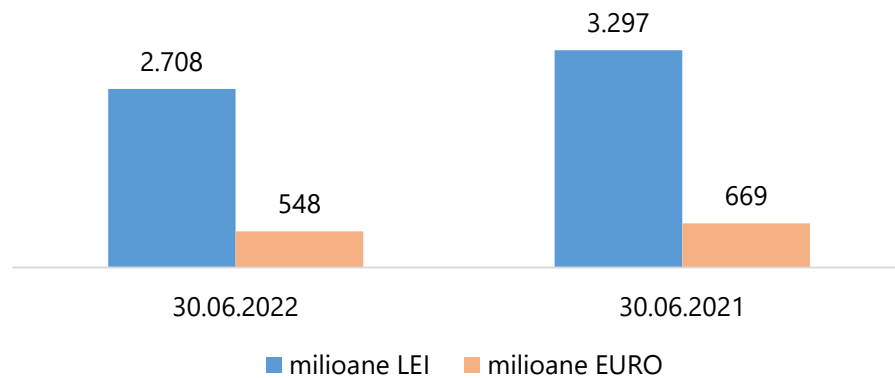


Structura acționariatului la data de 23 Iunie 2022



■ Statul Român prin SGG ■ Persoane fizice ■ Persoane Juridice

Capitalizarea bursieră



Evoluția TGN pe bursă (3)

Published on TradingView.com, July 01, 2022 14:02:58 EEST
BVB:TGN, D O:232,0000 H:234,5000 L:231,0000 C:232,0000



TradingView

Published on TradingView.com, July 01, 2022 14:07:37 EEST
BVB:TGN, D O:232,0000 H:234,5000 L:231,0000 C:232,0000



TradingView

Evoluția TGN pe bursă (4)

Published on TradingView.com, July 01, 2022 14:08:58 EEST
BVB:TGN, D O:232,0000 H:234,5000 L:231,0000 C:232,0000



TradingView

Published on TradingView.com, July 01, 2022 14:05:21 EEST
BVB:TGN, D O:232,0000 H:234,5000 L:231,0000 C:232,0000



TradingView



Vă mulțumim pentru atenția acordată!