

O COMPANIE RESPONSABILĂ, O COMPANIE A VIITORULUI !



**SITUAȚII FINANCIARE INTERIMARE PENTRU SEMESTRUL I 2019
(NEAUDITATE)**

ÎNTOCMITE ÎN CONFORMITATE CU IFRS - UE



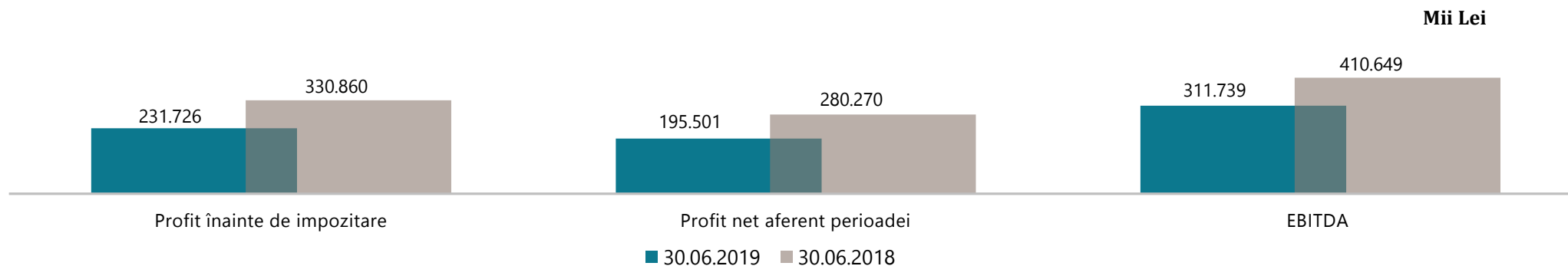
Cuprins

-
1. Situația interimară a rezultatului global la 30.06.2019
 2. Situația interimară a poziției financiare la 30.06.2019
 3. Factori de influență a veniturilor
 4. Factori de influență a cheltuielilor
 5. Factori cheie ai activității
 6. Principalii indicatori
-

1. Situația interimară a rezultatului global la 30.06.2019 (1)

PRINCIPALII INDICATORI

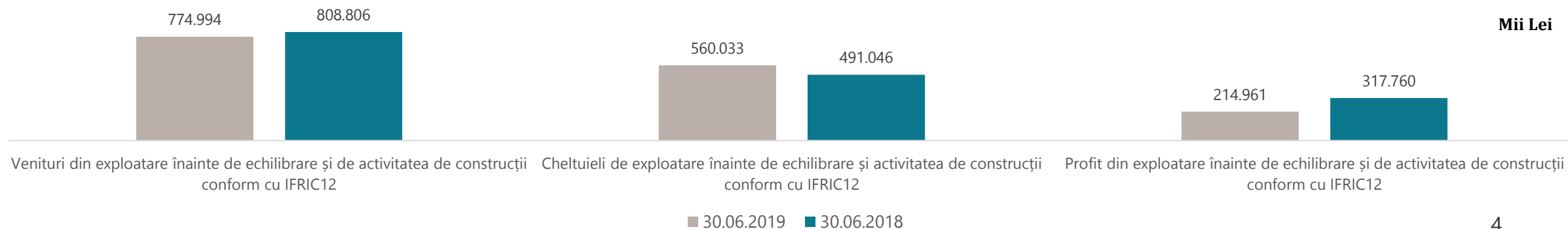
MII LEI	30.06.2019	30.06.2018 (retratat)	Diferențe 30.06.2019/30.06.2018	
			Absolute	Relative
Venituri din exploatare înainte de echilibrare și de activitatea de construcții conform cu IFRIC12	774.994	808.806	-33.812	-4%
Venituri din activitatea de echilibrare	183.208	90.483	92.725	102%
Venituri din activitatea de construcții conform cu IFRIC12	297.898	34.919	262.979	753%
Venituri financiare	33.199	21.978	11.221	51%
Cheltuieli de exploatare înainte de activitatea de echilibrare și de construcții conform cu IFRIC12	560.033	491.046	68.987	14%
Cheltuieli din activitatea de echilibrare	183.208	90.483	92.725	102%
Costul activelor construite conform cu IFRIC12	297.898	34.919	262.979	753%
Cheltuieli financiare	16.433	8.878	7.555	85%
Profit înainte de impozitare	231.726	330.860	-99.134	-30%
Cheltuiala cu impozitul pe profit	36.225	50.590	-14.365	-28%
Profit net aferent perioadei	195.501	280.270	-84.769	-30%
EBITDA	311.739	410.649	-98.910	-24%
Cifra de afaceri	938.808	883.524	55.284	6%



1. Situația interimară a rezultatului global la 30.06.2019 (2)

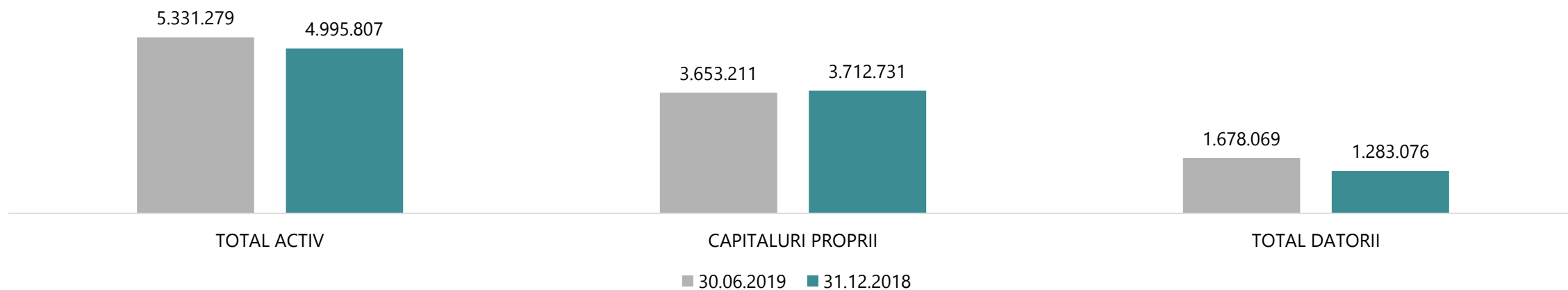
PRINCIPALII INDICATORI

MII LEI	30.06.2019	30.06.2018 (retrat)	Diferențe 30.06.2019/30.06.2018	
			Absolute	Relative
Venituri din activitatea de transport intern	582.317	631.399	-49.082	-8%
Venituri din activitatea de transport internațional	170.431	159.911	10.520	7%
Alte venituri	22.246	17.497	4.749	27%
Venituri din exploatare înainte de echilibrare și de activitatea de construcții conform cu IFRIC12	774.994	808.806	-33.812	-4%
Cheltuieli cu angajații	189.003	186.989	2.014	1%
Consum tehnologic, materiale, și consumabile utilizate	58.981	53.456	5.525	10%
Cheltuieli cu redevențe	75.275	79.131	-3.856	-5%
Întreținere și transport	10.777	14.336	-3.559	-25%
Impozite și alte sume datorate statului	48.026	36.447	11.579	32%
Venituri/(Cheltuieli) cu provizioane pentru riscuri și cheltuieli	-7.996	-7.762	234	3%
Alte cheltuieli din exploatare	89.188	35.560	53.628	151%
Amortizare	96.778	92.888	3.890	4%
Cheltuieli de exploatare înainte de echilibrare și activitatea de construcții conform cu IFRIC12	560.033	491.046	68.987	14%
Profit din exploatare înainte de activitatea de echilibrare și de construcții conform cu IFRIC12	214.961	317.760	-102.799	-32%

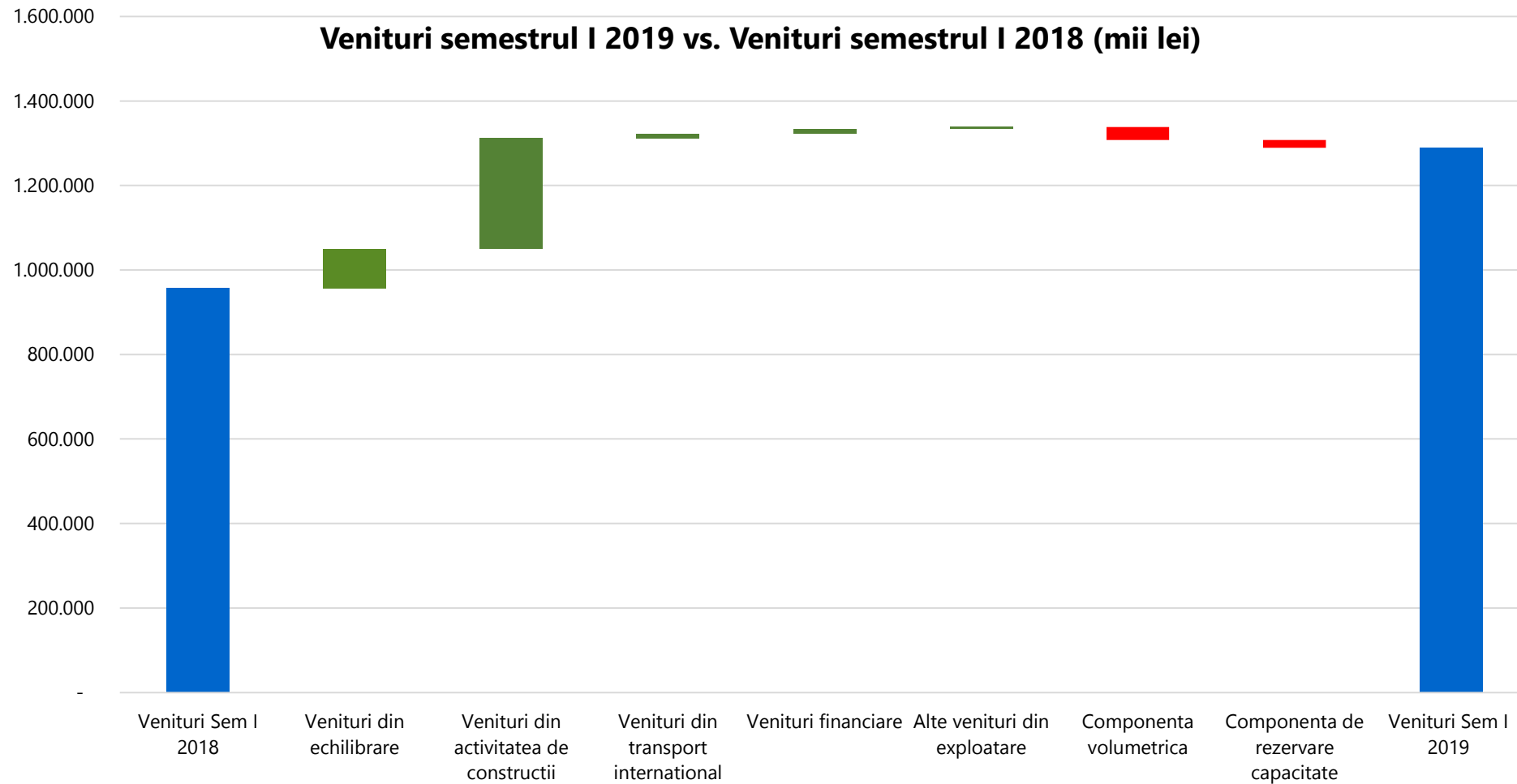


2. Situația interimară a poziției financiare la 30.06.2019

MII LEI	30.06.2019	31.12.2018	Diferențe	
			Absolute	Relative
ACTIVE IMOBILIZATE	3.790.101	3.490.424	299.677	9%
ACTIVE CIRCULANTE	1.541.178	1.505.384	35.794	2%
TOTAL ACTIV	5.331.279	4.995.807	335.472	7%
CAPITALURI PROPRII	3.653.211	3.712.731	-59.520	-2%
DATORII PE TERMEN LUNG	1.001.114	864.288	136.826	16%
DATORII CURENTE	676.955	418.788	258.167	62%
TOTAL DATORII	1.678.069	1.283.076	394.993	31%
TOTAL CAPITALURI PROPRII ȘI DATORII	5.331.279	4.995.807	335.472	7%



3. Factori de influență a veniturilor (1)



3. Factori de influență a veniturilor (2)

Sem. I. 2019 comparativ cu Sem. I 2018

Veniturile din activitatea de exploatare înainte de activitatea de echilibrare și de construcții conform cu IFRIC12 scad cu **4%** față de realizările din semestrul I 2018, înregistrându-se o scădere de **33.812 mii lei**.

Veniturile au fost influențate în principal de următorii factori:

- *veniturile obținute din rezervarea de capacitate* mai mici cu **18.539 mii lei**, în principal din cauza:
 - depășirilor de capacitate rezervată din primul semestrul al anului 2019 în valoare de 27.952 mii lei comparativ cu 56.011 mii lei înregistrate în aceeași perioadă a anului 2018.
- *veniturile obținute din componenta volumetrică* mai mici cu **30.543 mii lei** din cauza:
 - *tarifului de transport volumetric mai mic* cu 0,48 lei/MWh, cu o influență negativă de 35.175 mii lei;
 - *cantității de gaze transportate* mai mare față de semestrul I 2018 cu 1.796.122 MWh (2,5%), cu o influență pozitivă de 4.632 mii lei, detaliată pe categorii de consumatori astfel:

		Trim. I 2019	Trim. II 2019	Sem. I 2019	Trim. I 2018	Trim. II 2018	Sem. I 2018	Diferențe Sem. I 2019 vs Sem. I 2018
Cantitate transportată pentru consumatori direcți	MWh	11.274.702	16.500.962	27.775.663	11.554.375	15.862.584	27.466.959	308.704
	mii mc	1.058.115	1.549.300	2.607.415	1.080.725	1.489.417	2.570.141	37.274
Cantitate transportată pentru distribuții	MWh	33.610.132	11.893.960	45.504.092	35.183.381	8.883.294	44.016.675	1.487.417
	mii mc	3.135.219	1.103.301	4.238.520	3.270.281	818.044	4.088.325	150.195
Total	MWh	44.884.834	28.394.922	73.279.756	46.737.756	24.745.878	71.483.634	1.796.122
	mii mc	4.193.334	2.652.601	6.845.935	4.351.006	2.307.461	6.658.467	187.468

- scăderea tarifelor în semestrul I 2019 față de semestrul I 2018 a fost determinată în principal de:
 - reducerea venitului aprobat în anul gazier octombrie 2018-septembrie 2019 (882.983 mii lei) față de venitul aprobat în anul gazier octombrie 2017-septembrie 2018 (954.322 mii lei) în principal pe seama diferențelor de ajustare a venitului în anul gazier 2018-2019 (componenta de redistribuire a sporului de eficiență, componenta de corecție a venitului total, etc);
 - scăderea tarifului volumetric conform prevederilor 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 2017-2018 componenta variabilă a venitului total care stă la baza tarifelor volumetrice reprezenta 35% din venitul total în timp ce în anul gazier 2018-2019 a scăzut la 30% din venitul total.

3. Factori de influență a veniturilor (3)

Sem. I 2019 comparativ cu Sem. I 2018

- *veniturile din transportul internațional al gazelor naturale* mai mari cu **10.520 mii lei** datorită aprecierii monedelor de derulare a contractelor;
- *alte venituri din exploatare* mai mari cu **4.750 mii lei**.

Veniturile din activitatea de echilibrare au înregistrat o creștere de **92.725 mii lei** pe seama următorilor factori:

- cantitate mai mare cu 794.519 MWh cu influență pozitivă de 76.314 mii lei;
- preț de tranzacționare mai mare cu 9,45 lei/MWh, cu o influență pozitivă de 16.411 mii lei.

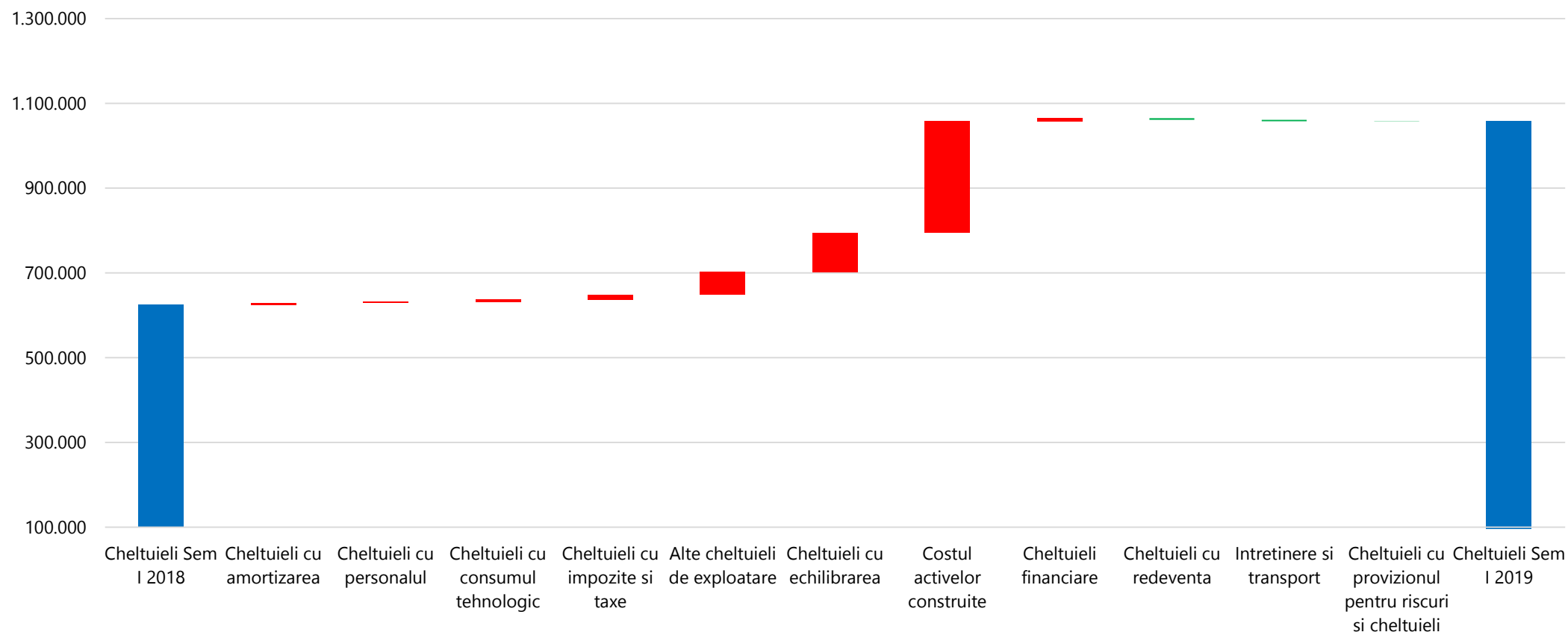
Veniturile din activitatea de construcții mai mari cu **262.979 mii lei**, înregistrate în conformitate cu IFRIC 12, conform căruia veniturile și costurile aferente serviciilor de construire sau îmbunătățire a rețelei de transport, în schimbul cărora se înregistrează activul necorporal, trebuie recunoscute în conformitate cu IFRS 15 "Venituri din contractele cu clienții.

Veniturile financiare cu o influență pozitivă de **11.221 mii lei** datorită veniturilor din diferențe de curs valutar.

	Trim. I 2019	Trim. II 2019	Sem. I 2019	Trim. I 2018	Trim. II 2018	Sem. I 2018
Venituri din transport intern gaze naturale (mii lei), din care:	378.769	203.548	582.317	438.663	192.736	631.399
- Componenta volumetrică	96.879	68.314	165.193	123.173	72.563	195.736
- Componenta de rezervare capacitate	281.890	135.234	417.124	315.490	120.173	435.663

4. Factori de influență a cheltuielilor(1)

Cheltuieli semestrul I 2019 vs. semestrul 2018 (mii lei)



4. Factori de influență a cheltuielilor (2)

Sem. I 2019 comparativ cu Sem. I 2018

Cheltuielile de exploatare înainte de echilibrare și de activitatea de construcții conform cu IFRIC12 cresc cu **14%** față de semestrul I 2018, nivelul acestora fiind cu **68.987 mii lei** mai mare.

Societatea a înregistrat economii de 8.166 mii lei, în special la următoarele elemente de cheltuieli:

- cheltuieli cu redevența: 3.856 mii lei;
- cheltuieli cu întreținere și transport: 3.558 mii lei;
- consum tehnologic: 517 mii lei.
- cheltuieli cu provizionul pentru riscuri și cheltuieli: 234 mii lei.

		Trim. I 2019	Trim. II 2019	30.06.2019	Trim. I 2018	Trim. II 2018	30.06.2018	Diferente Sem. I 2019 vs Sem. I 2018
Cantități consum	MWh	224.309	164.730	389.039	280.187	224.289	504.476	-115.437
tehnologic	mii mc	20.942	15.575	36.517	27.894	20.416	48.310	-11.793

S-au înregistrat depășiri de 77.153 mii lei, în special la următoarele elemente de cheltuieli:

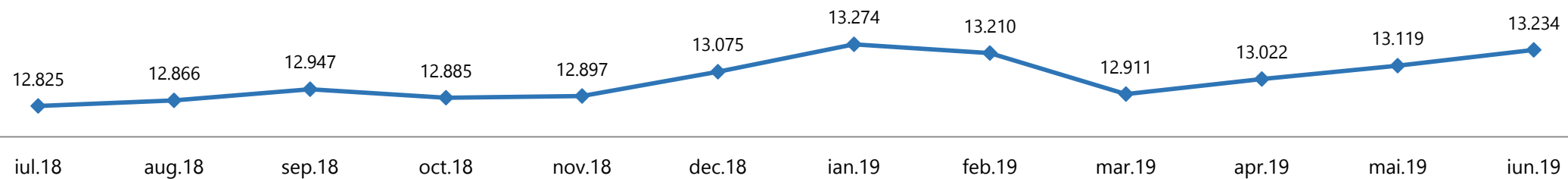
- cheltuieli cu materiale auxiliare și alte cheltuieli materiale: 6.043 mii lei;
- cheltuieli cu personalul: 2.014 mii lei;
- cheltuieli cu amortizarea: 3.890 mii lei;
- cheltuieli cu impozite și alte sume datorate statului: 11.579 mii lei, în principal pe seama contribuției bănești către ANRE în cuantum de 2% din cifra de afaceri instituită prin OUG nr.114 din 2018;
- alte cheltuieli de exploatare: 53.628 mii lei, în principal pe seama constituirii ajustărilor pentru deprecierea activelor curente care înregistrează o creștere de 48.735 mii lei.

Cheltuielile financiare au înregistrat o creștere de **7.555 mii lei** pe seama cheltuielilor din diferențe de curs valutar.

Comparativ cu realizările la semestrul I 2018 profitul brut realizat la semestrul I 2019 este mai mic cu 30%, respectiv cu 99.134 mii lei.

5. Factori cheie ai activității

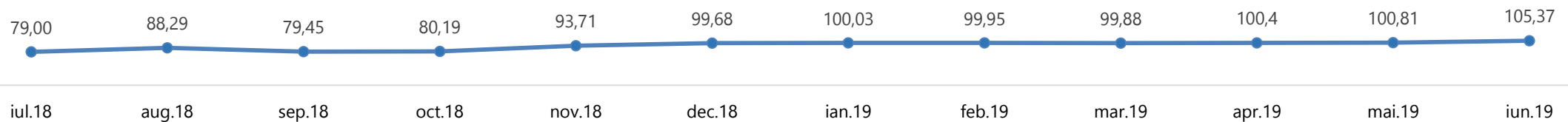
Gaze naturale vehiculate (inclusiv înmagazinare) – mii mc- rolling 12 luni



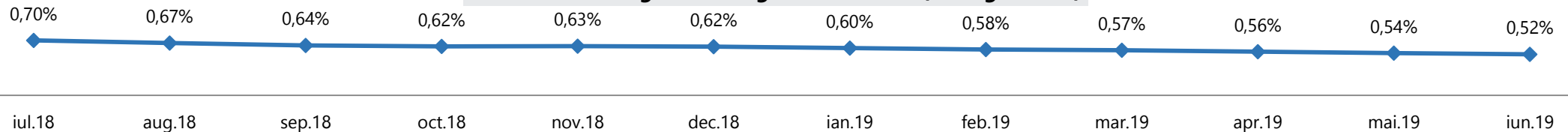
Gaze vehiculate, din care:		Trim. I 2019	Trim. II 2019	Sem. I 2019	Trim. I 2018	Trim. II 2018	Sem. I 2018
	MWh		45.054.044	28.562.915	73.616.959	46.975.237	25.167.343
mii m ³		4.211.546	2.668.781	6.880.327	4.374.858	2.346.385	6.721.243
- înmagazinare							
MWh		398.246	11.330.119	11.728.365	263.565	8.431.857	8.695.422
mii m ³		37.854	1.068.904	1.106.758	24.652	786.541	811.193
Pondere înmagazinare în gaze vehiculate		0,88%	39,67%	15,93%	0,56%	33,50%	12,05%

5. Factori cheie ai activității

Preț (lei/MWH) pentru consum tehnologic



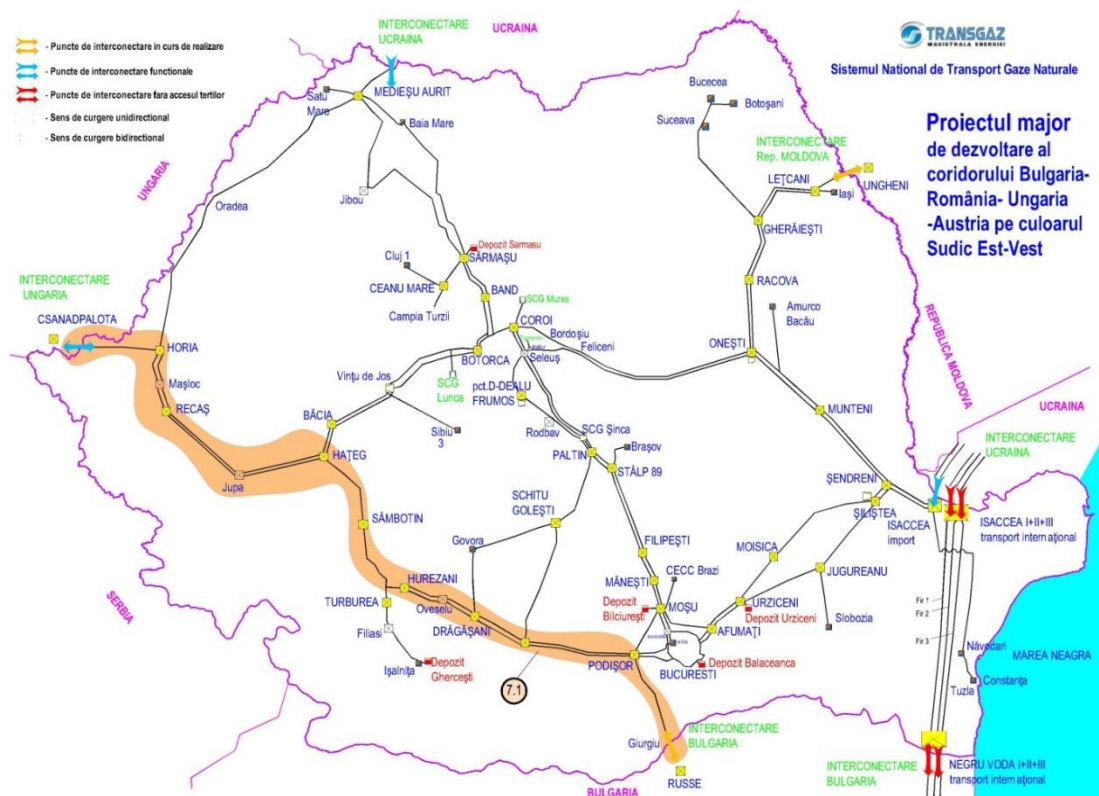
Consum tehnologic în total gaze vehiculate (rolling 12 luni)



		Trim I 2019	Trim II 2019	Sem I 2019	Trim I 2018	Trim II 2018	Sem I 2018
Consum tehnologic, materiale si consumabile utilizate, din care:	Mii lei	30.306	28.675	58.981	28.620	24.836	53.456
▪ consum si pierderi tehnologice pe sistemul de transport	Mii lei	22.422	16.806	39.228	22.214	17.531	39.745
▪ - cantitate consum tehnologic	MWh	224.309	164.730	389.039	280.187	224.289	504.476
▪ materiale auxiliare	Mii lei	6.703	10.902	17.605	5.475	6.524	11.999
▪ alte cheltuieli materiale	Mii lei	1.181	967	2.148	931	780	1.711

Nr. Crt	Proiectul	Valoarea estimată mil Euro	Termen de finalizare actualizat	Importanța proiectului	Statut proiect
7.1.1	Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale pe Coridorul Bulgaria-România-Ungaria – Austria (Faza 1)	478,6	2020	Asigurarea unei capacități de transport gaze naturale spre Ungaria de 1,75 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.	FID
7.1.2	Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale pe Coridorul Bulgaria-România-Ungaria – Austria (Faza 2)	68,8	2022	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
7.2	Dezvoltarea pe teritoriul României a Coridorului Sudic de Transport pentru preluarea gazelor naturale de la țărmul Mării Negre	360,4	2021	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.	A non FID
7.3	Interconectarea sistemului național de transport gaze naturale cu conducta de transport internațional gaze naturale T1 și reverse flow Isaccea.	77,7 Faza I: 8,8 Faza II: 68,9	Faza I: 2018 Faza II: 2020	Transgaz are un interes deosebit să implementeze acest proiect din următoarele considerente: <ul style="list-style-type: none"> • pentru a elimina posibilitatea impunerii de către Comisia Europeană a unor penalități financiare extrem de costisitoare; • pentru a-și asigura venituri cât mai substanțiale prin valorificarea acestor capacități, după ce contractele de tip take or pay expiră. Menționăm faptul că acest proiect face parte din prima, a II-a și a III-a listă de proiecte de interes comun la nivelul UE și se va realiza în două faze.	FID
7.4	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.	FID
7.5	Amplificarea coridorului bidirecțional de transport gaze naturale Bulgaria – Romania – Ungaria – Austria (BRUA faza 3)*	530	2025	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
7.6	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.	FID
7.7	Interconectare România - Serbia	53,76	2020	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
7.8	Modernizare SMG Isaccea 1 și Negru Vodă 1	26,65	2021	Modernizarea stațiilor de măsurare gaze din punctele de interconectare pentru creșterea gradului de asigurare a securității energetice în regiune.	FID
7.9	Interconectarea sistemului național de transport gaze naturale cu sistemul de transport gaze naturale din Ucraina, pe direcția Gherăești – Siret	125	2025	Realizarea unui interconectări cu Ucraina pe direcția Gherăiești-Siret, în completarea proiectului privind dezvoltări ale SNT în zona de Nord-Est a României, în scopul îmbunătățirii aprovizionării cu gaze naturale a zonei .	LA non FID
TOTAL (2018-2027), din care:		~ 1,9 Mld Euro			
TOTAL PROIECTE FID și A non FID		~ 1,25 Mld Euro			

Proiect de interes comun 7.1.5 conform primei liste PIC, 6.24.2 conf. celei de-a doua liste a PCI 2015 și 6.24.1-2 conform celei de-a treia liste PCI 2017



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
- 1,5 mld mc/an spre Bulgaria

Investiții necesare

- conductă de 32"x63 bar ~479 km
- 3 stații de comprimare

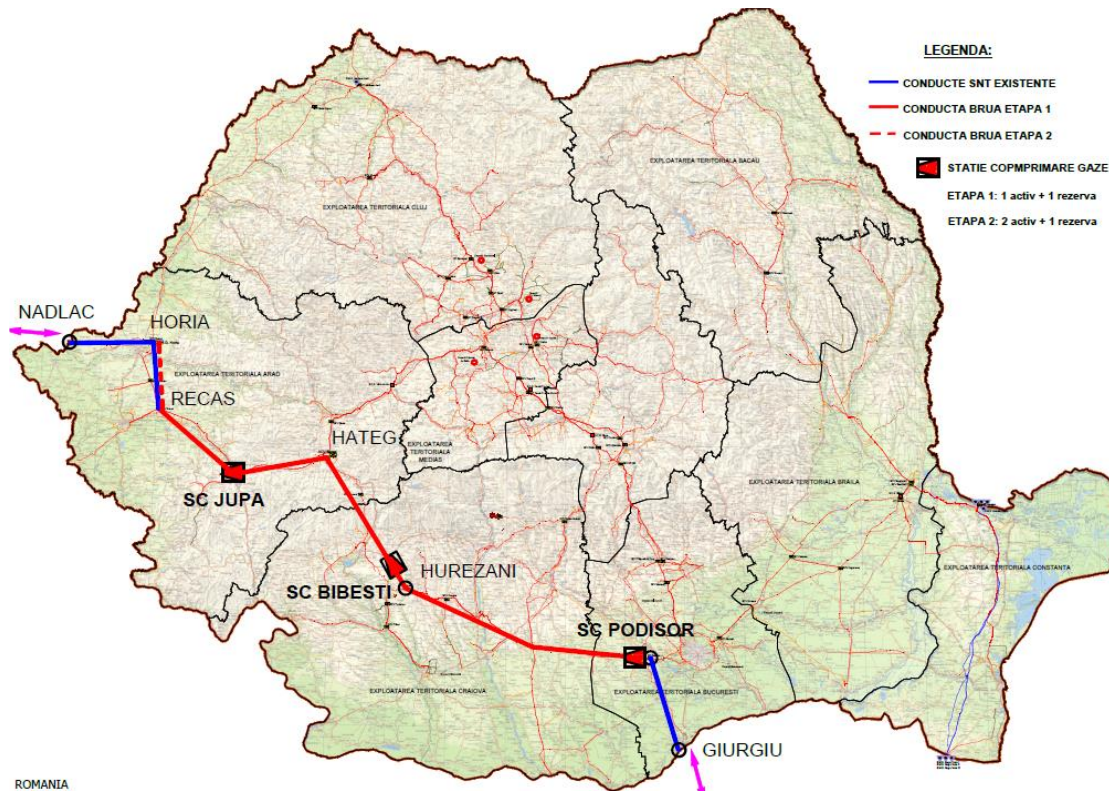
Costuri totale estimate

- 478,6 mil. Euro

Contribuția E.U. : 179 mil. Euro

Conectarea României la tranzitul învecinat

Proiect de interes comun 7.1.5 conform primei liste PIC , 6.24.7 conform celei de-a doua liste a PCI 2015 și 6.24.4-poziția 4 conform celei de-a treia liste a PCI 2017



Punere în funcțiune estimată - 2022

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

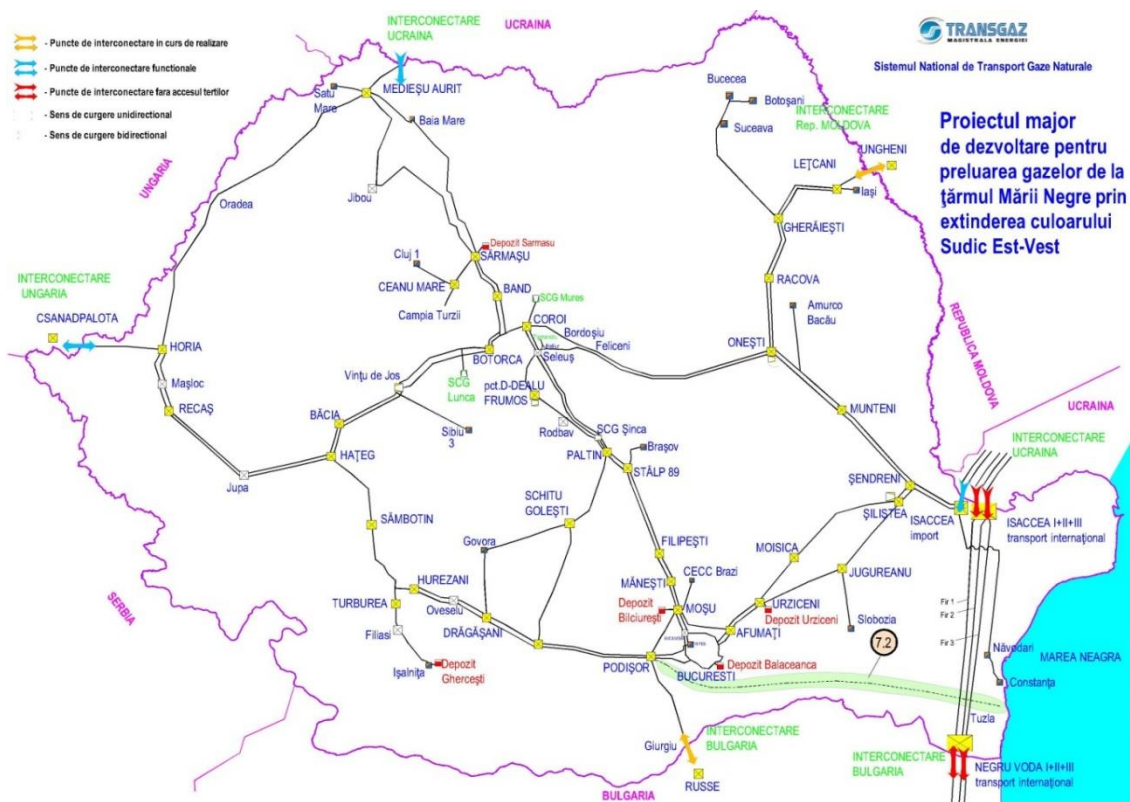
- conductă de 32"x63 bar ~50 km
- creșterea capacității celor 3 stații de comprimare existente (Jupa, Bibești, Podișor)
- amplificare SMG Horia

Costuri totale estimate

- 68,8 mil. Euro**

Conectarea României la tranzitul învecinat

Proiect de interes comun 6.24.8 conform celei de-a doua liste PCI 2015 și 6.24.4-poziția 5 conform celei de-a treia liste a PCI 2017



Scop:

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

Investiții necesare

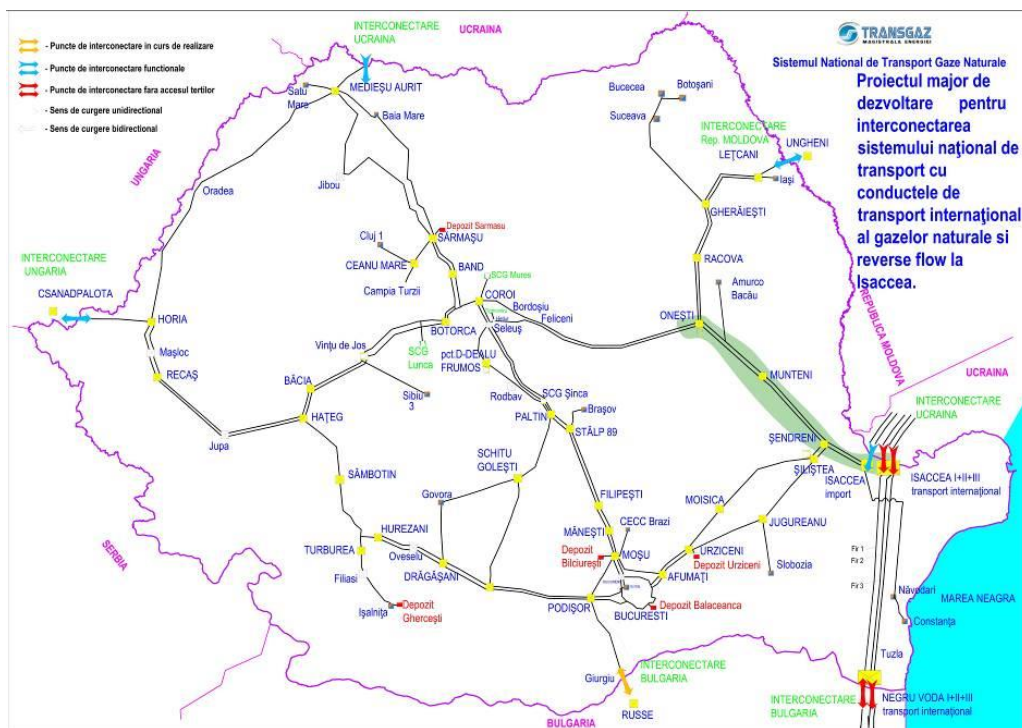
- conducta Țărmul Mării Negre–Amzacea, în lungime de 32,5 km, Ø 48" (Dn1200)
- conducta Amzacea–Podișor, în lungime de 275,9 km, Ø 40" (Dn1000)

Costuri totale estimate

- 360,4 mil. Euro

Punere în funcțiune estimată 2021

Proiect de interes comun 6.15 conform celei de-a doua liste PCI 2015 și 6.24.10- poziția 1 conform celei de-a treia liste PCI 2017



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:

Etapa 1

- reabilitarea conductei Dn800 Onești-Cosmești
- interconectare Isaccea

Etapa 2

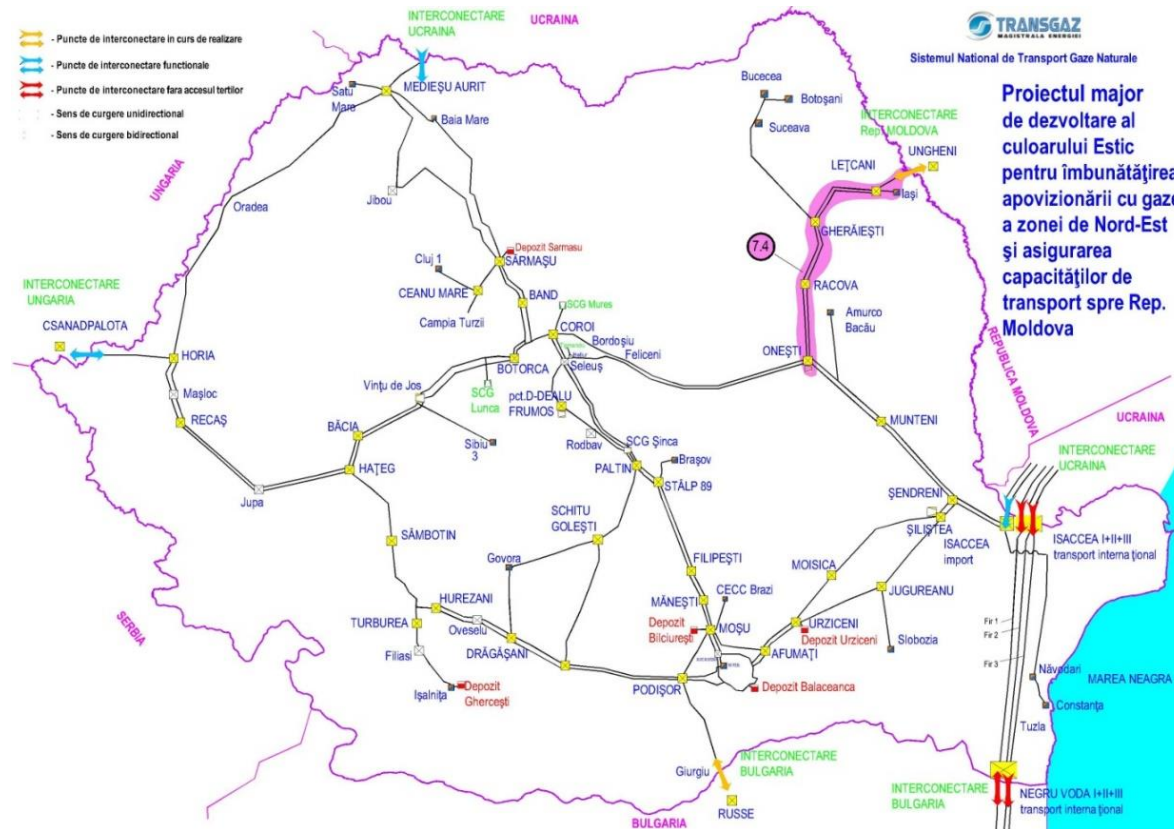
- modernizare SCG Siliștea, NT Siliștea
- modernizare SCG Onești, NT Onești

Costuri totale estimate

- 77,7 mil. Euro**

Decizie finală de investiție – 2018

Punere în funcțiune -2018 – Etapa I
 Punere în funcțiune -2020 – Etapa II



Punere în funcțiune estimată - 2021

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.

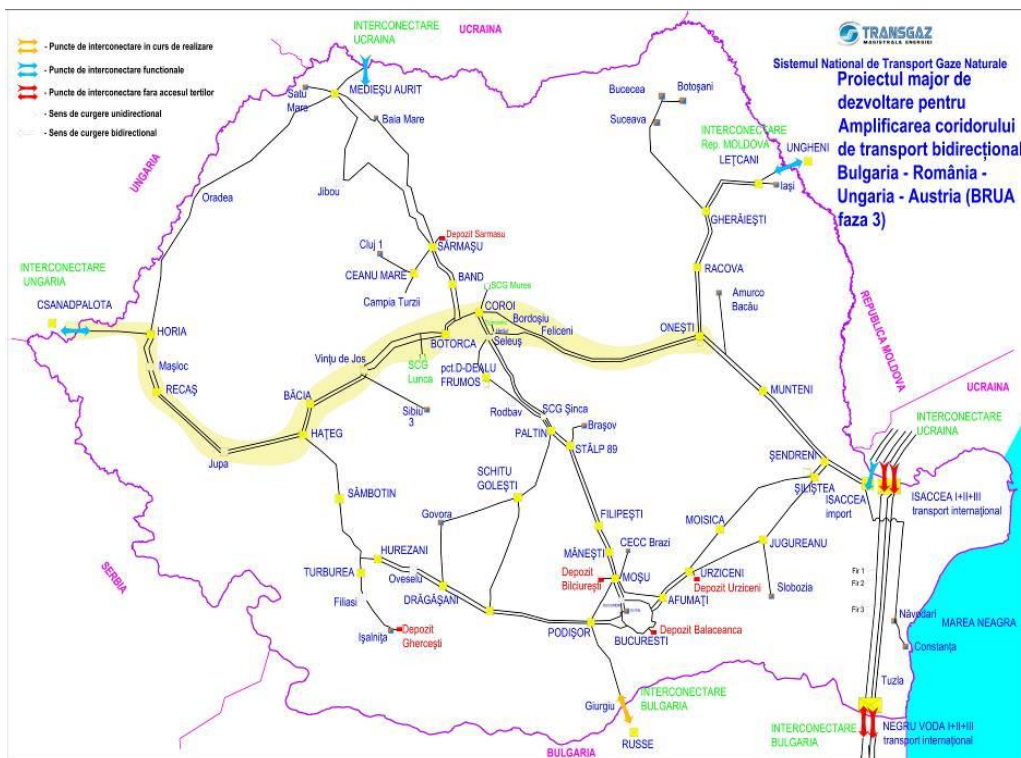
Investiții necesare

- construirea unei conducte Dn700, pe direcția Gherăiești-Lețcani în lungime de 104,1 km;
- construirea unei conducte Dn 700, pe direcția Gherăiești-Lețcani în lungime de 61,05 km;
- Construirea unei stații de comprimare la Gherăiești de 9,14 MW

Costuri totale estimate

- **174,25 mil. Euro**

Proiect de interes comun 6.25.3 conform celei de-a doua liste PCI 2015 și 6.24.10-poziția 2 conform celei de-a treia liste a PCI 2017



Data de finalizare estimată - 2025

Scop:

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

Investiții necesare

- reabilitarea unor tronsoane de conductă;
- înlocuirea unor conducte existente cu conducte noi cu diametru și presiune de operare mai mare;
- două sau trei stații noi de comprimare gaze naturale.

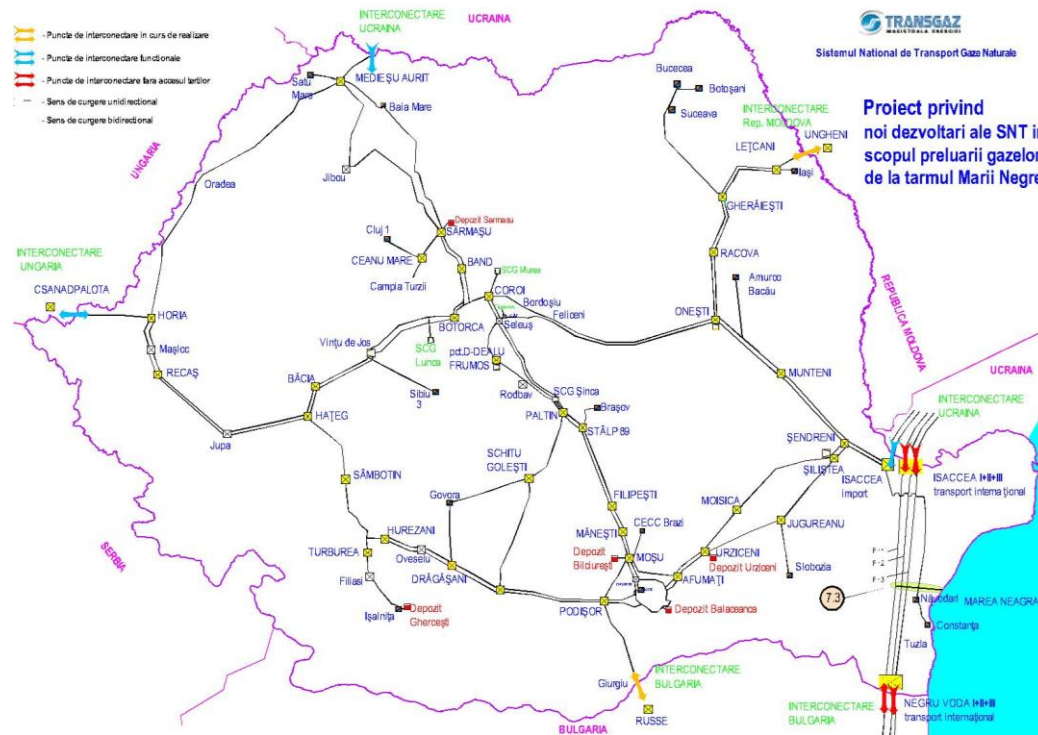
Creșterea capacității

- Cu 4,4 mld mc/an spre Ungaria

Costuri totale estimate

- 530 mil. Euro

Proiect de interes comun 6.24.10- poziția 3 conform celei de-a treia liste a PCI 2017



Punere în funcțiune estimată 2021

Scop:

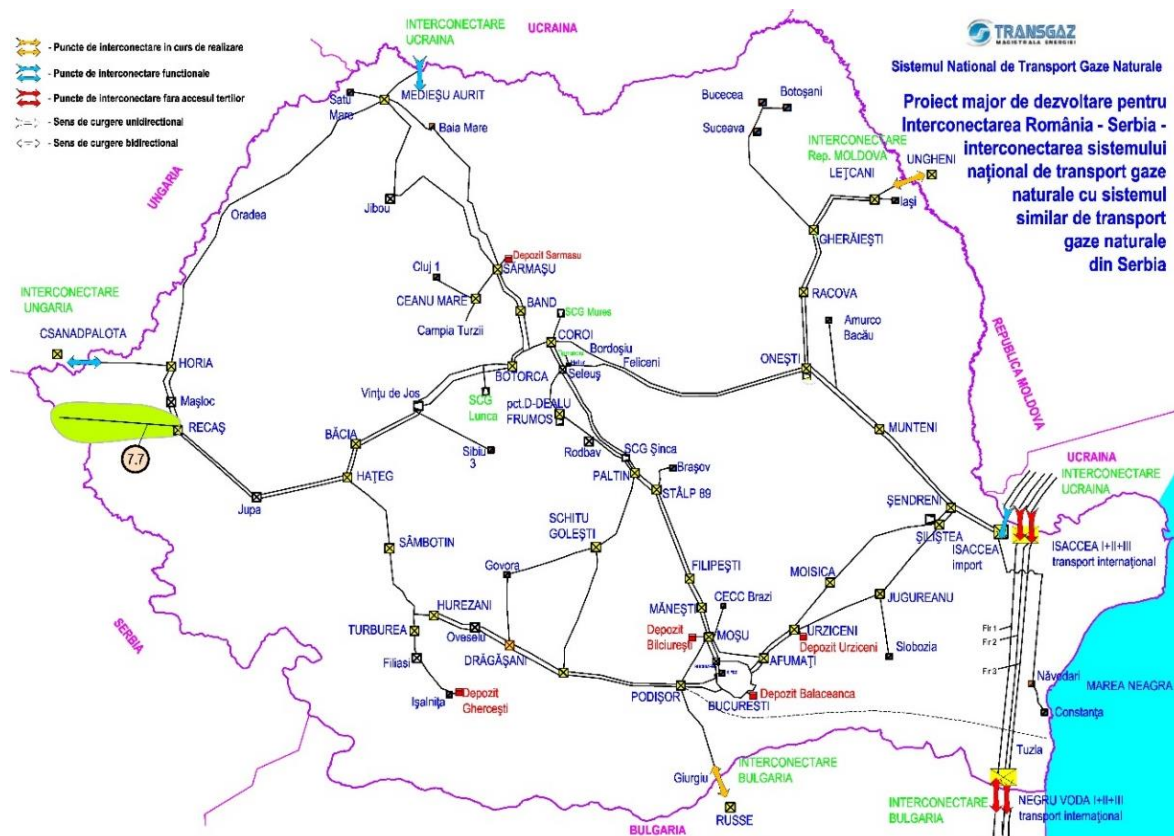
- Crearea unui punct suplimentar de preluare a gazelor naturale descoperite în perimetrele de exploatare submarine ale Mării Negre

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**



Punere în funcțiune estimată -2020

Scop:

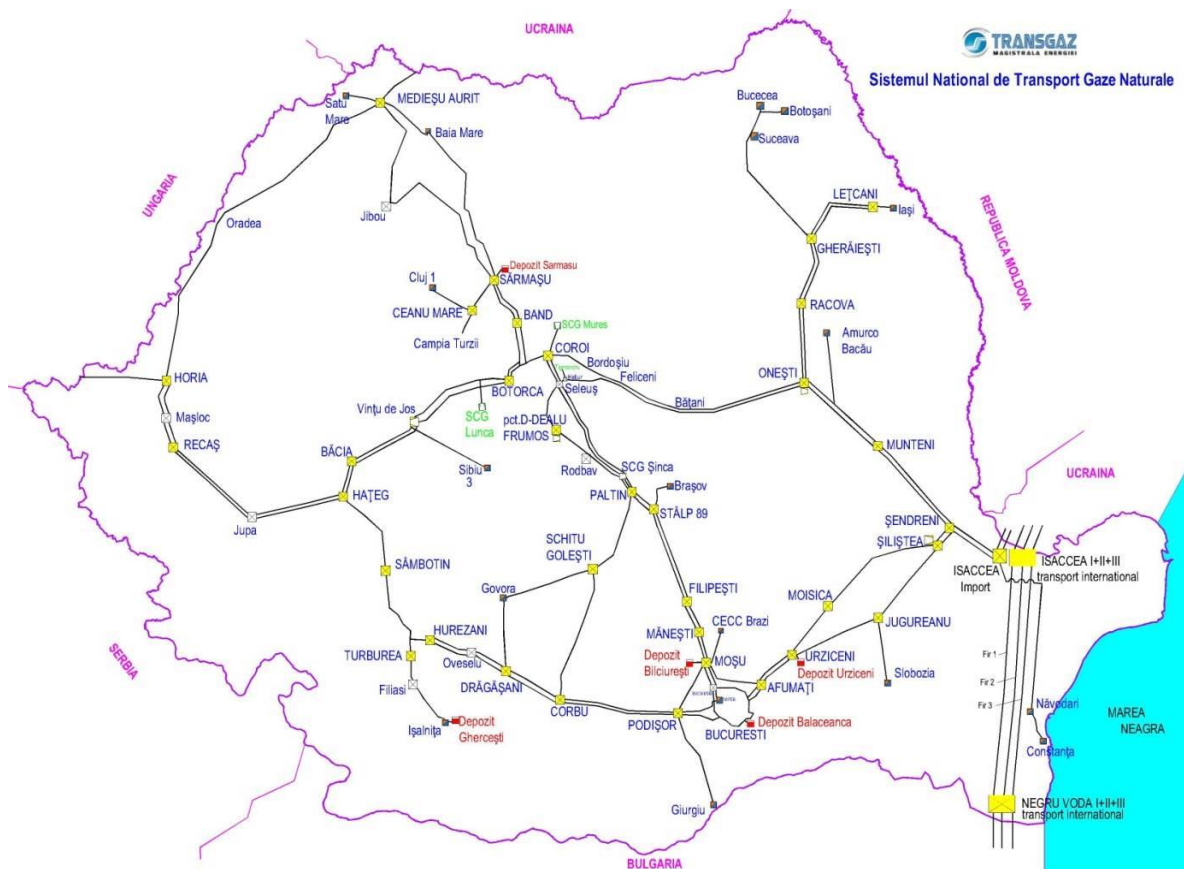
- Creșterea gradului de asigurare a securității energetice în regiune

Investiții necesare

- construirea unei conducte de transport gaze naturale DN 600, în lungime de 85,56 km care se va cupla la conducta BRUA

Costuri totale estimate

- 53,76 mil. Euro**



Scop:

- Creșterea gradului de asigurare a securității energetice în regiune.

Investiții necesare

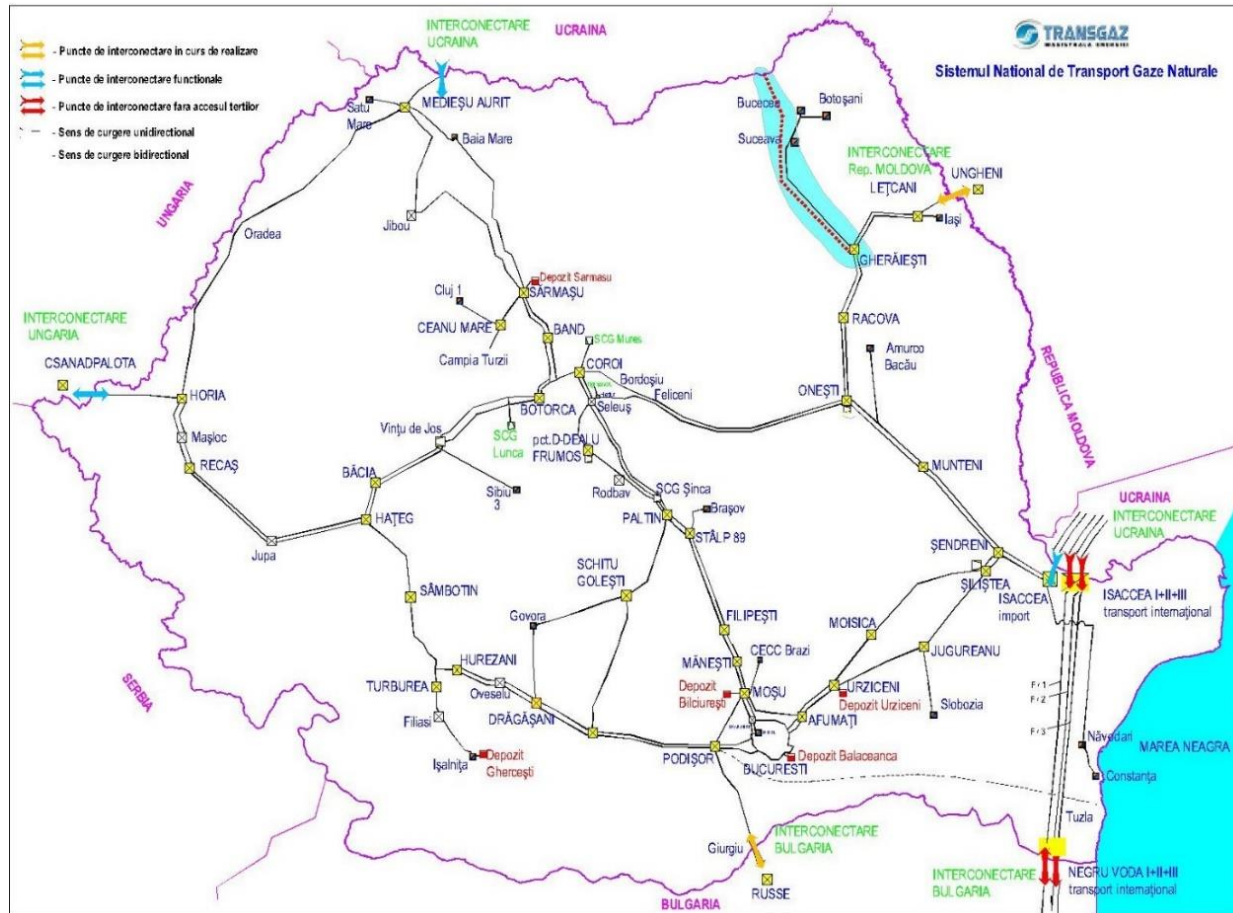
- construirea a două stații noi de măsurare gaze naturale care să le înlocuiească pe cele existente. În cazul SMG Isaccea 1 stația se va construi în incinta stației existente iar în cazul SMG Negru Vodă 1, pe un amplasament situat în apropierea amplasamentului stației existente

Costuri totale estimate ~ 26,65 mil.Euro

- 13,88 mil Euro- modernizare SMG Isaccea 1
- 12,77 mil Euro- modernizare SMG Negru Vodă 1

Decizie finală de investiție – 2018

Punere în funcțiune estimată – SMG Isaccea 1- 2020
 Punere în funcțiune estimată – SMG Negru Vodă 1- 2021



Punere în funcțiune estimată - 2025

Scop:

- Creșterea gradului de asigurare a securității energetice în regiune.

Investiții necesare

- construirea unei conducte de transport gaze naturale și a instalațiilor aferente, pe direcția Gherăești–Siret;
- construirea unei stații de măsurare gaze transfrontalieră;
- amplificarea stațiilor de comprimare Onești și Gherăești, dacă este cazul.

Costuri totale estimate

- 125 mil Euro

Proiecte noi propuse în noul Planul de Dezvoltare a Sistemului Național de Transport gaze naturale 2019-2028 aflat în procedură de aprobare ANRE

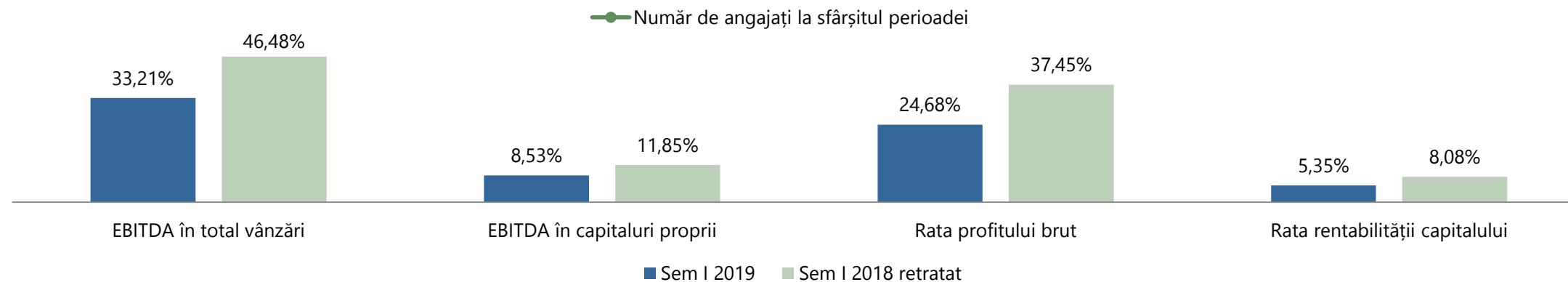
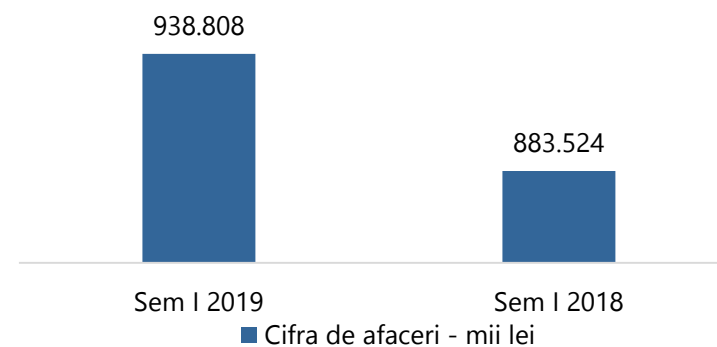


Nr. Crt	Proiectul	Valoarea estimată mil Euro	Termen de finalizare actualizat	Importanța proiectului	Statut proiect
7.10	Dezvoltare-Modernizare infrastructura de transport gaze naturale în zona de Nord-Vest a României	405	Etapa 1 2022 Etapa 2 2025 Etapa 3 2026	Creșterea capacităților de transport gaze naturale din zona de Nord-Vest a României pentru asigurarea tendințelor de creșteri de consum din regiune.	LA non FID
7.11	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
7.12	Eastring–România	Faza 1: 1.297 România Faza 2: 357 România	Faza 1: 2025 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. Capacitatea totală va fi disponibilă oricărui transportator sau furnizor.	LA non FID
7.13	Sistem de monitorizare, control și achiziție de date pentru stațiile de protecție catodică aferente Sistemului Național de Transport Gaze Naturale	8	2023	Oferă posibilitatea setării, monitorizării și operării clare și precise de la distanță al punctelor de interes ale sistemului, elimină costurile de citire a datelor, evită situațiile în care datorită condițiilor meteo nu este posibilă citirea datelor și erorile umane, permite control distribuit al locațiilor, reduce costurile cu operarea și mentenanța, reduce considerabil timpul de configurare.	LA non FID
7.14	Dezvoltarea sistemului SCADA pentru Sistemul Național de Transport Gaze Naturale	5,5	2023	Modernizarea infrastructurii de transport gaze naturale prin modernizarea arhitecturii hardware și software.	LA non FID
TOTAL		~ 2,1 Mld Euro			

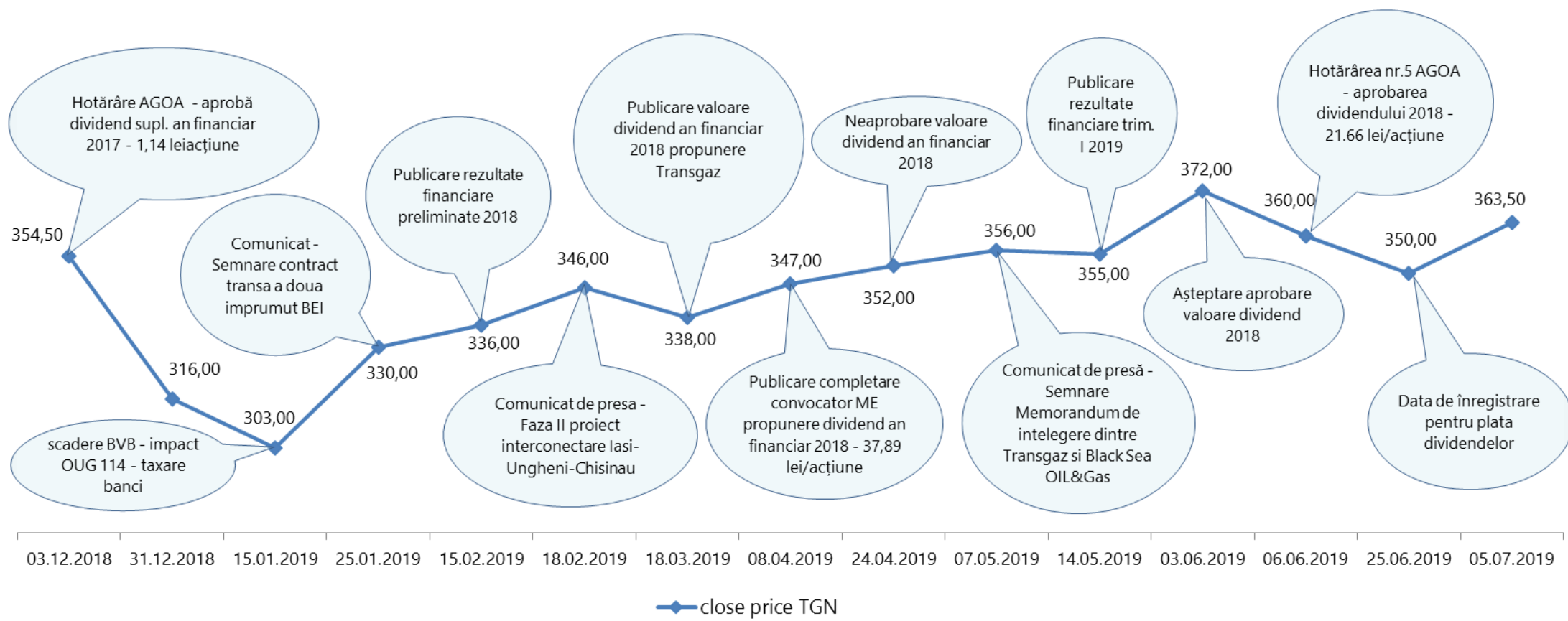
6. Principalii indicatori

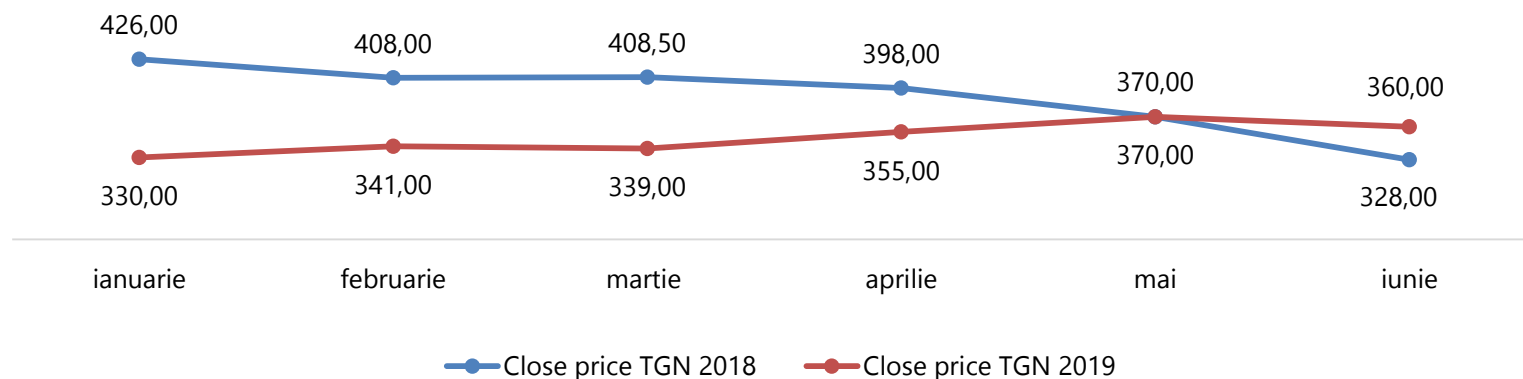
30.06.2019 comparativ cu 30.06.2018

	Sem I 2019	Sem I 2018 retratat
EBITDA în total vânzări	33,21%	46,48%
EBITDA în capitaluri proprii	8,53%	11,85%
Rata profitului brut	24,68%	37,45%
Rata rentabilității capitalului	5,35%	8,08%
Lichiditatea curentă	2,28	2,52
Lichiditatea imediată	1,71	2,40
Gradul de îndatorare	6,48%	6,72%
Rata de acoperire a dobânzii	136,16	327,64
Viteza de rotație a debitorilor - zile	124,04	122,05
Viteza de rotație a creditelor - zile	38,12	18,98

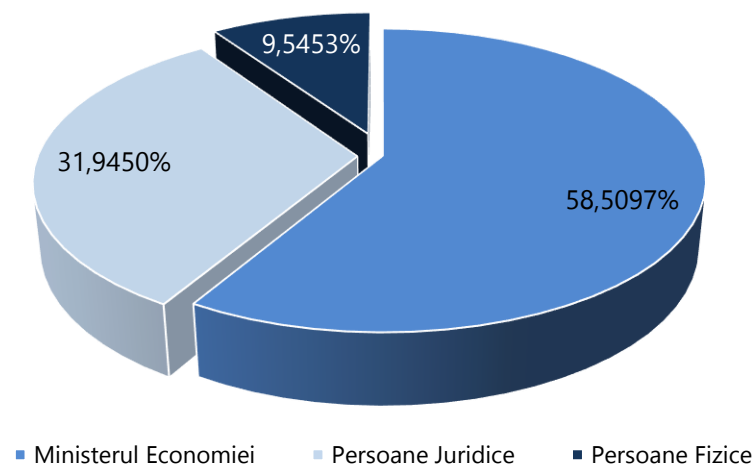


Evoluția TGN pe bursă (1)

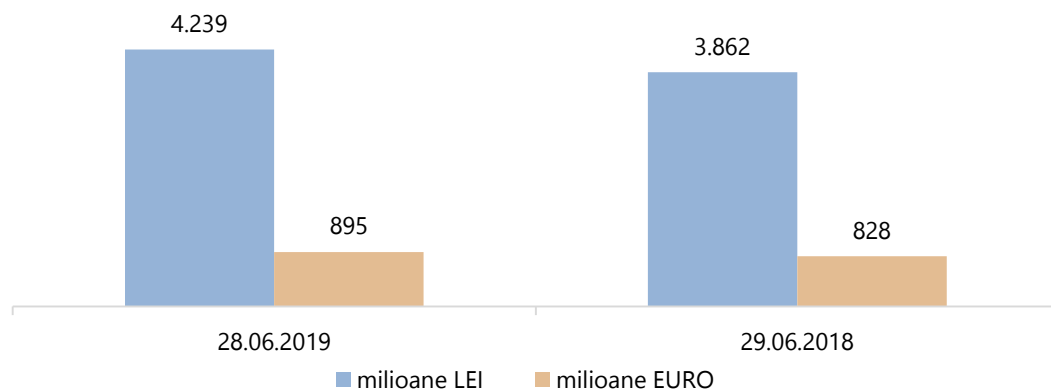




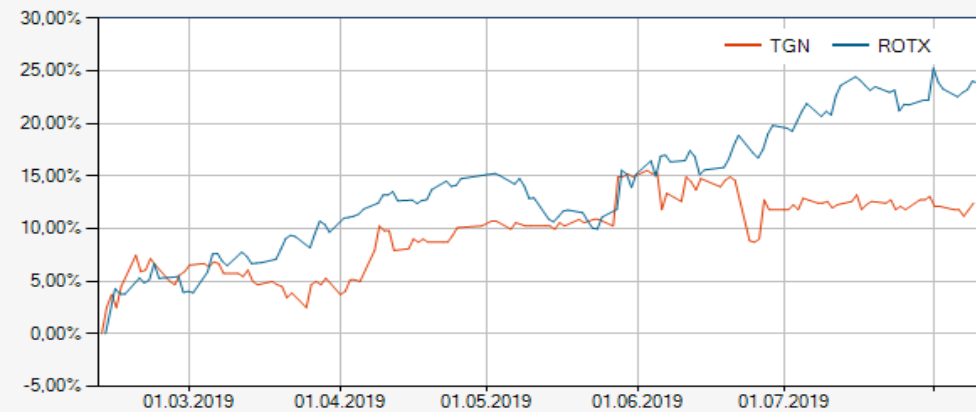
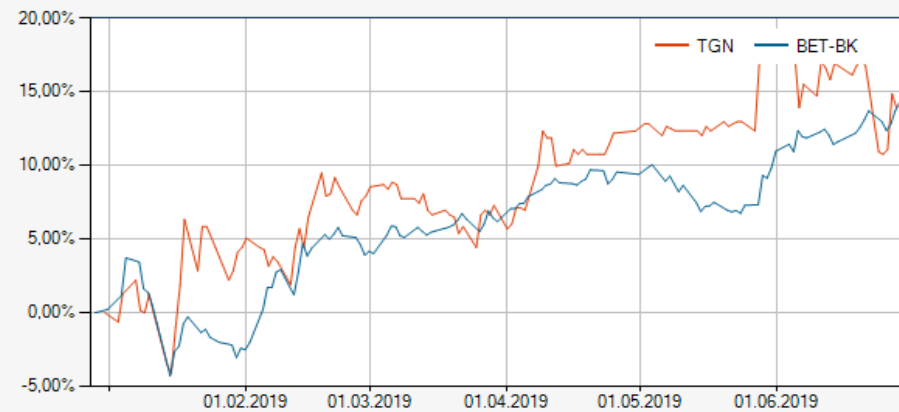
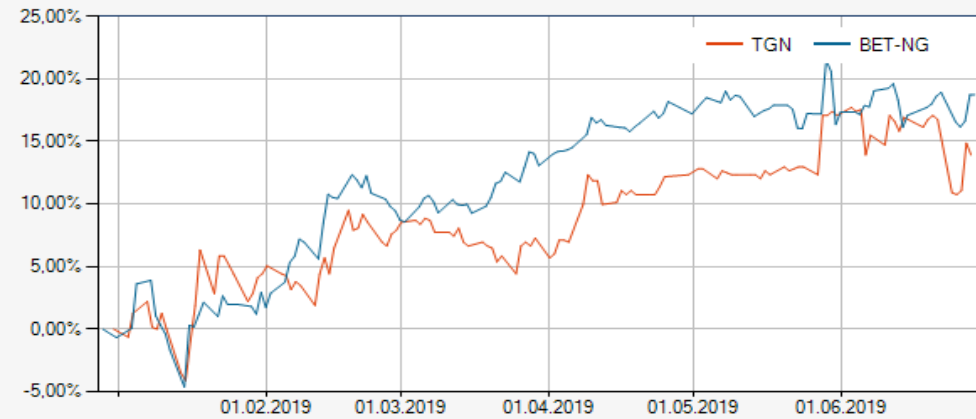
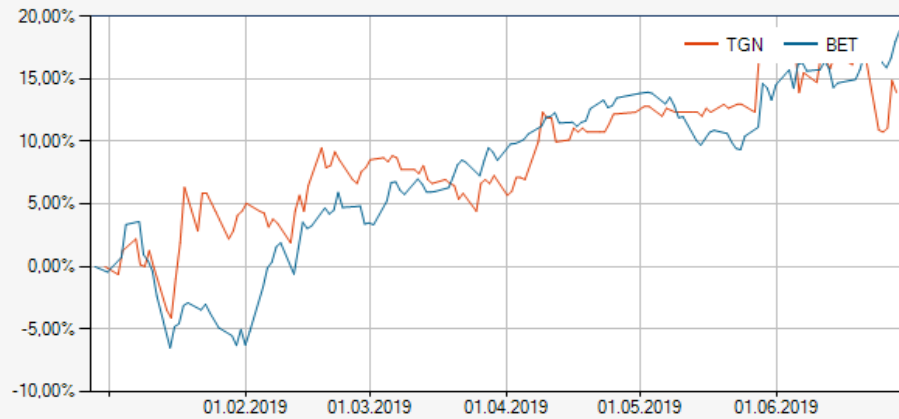
Structura acționariatului TGN la 25 Iunie 2019



Capitalizarea bursieră



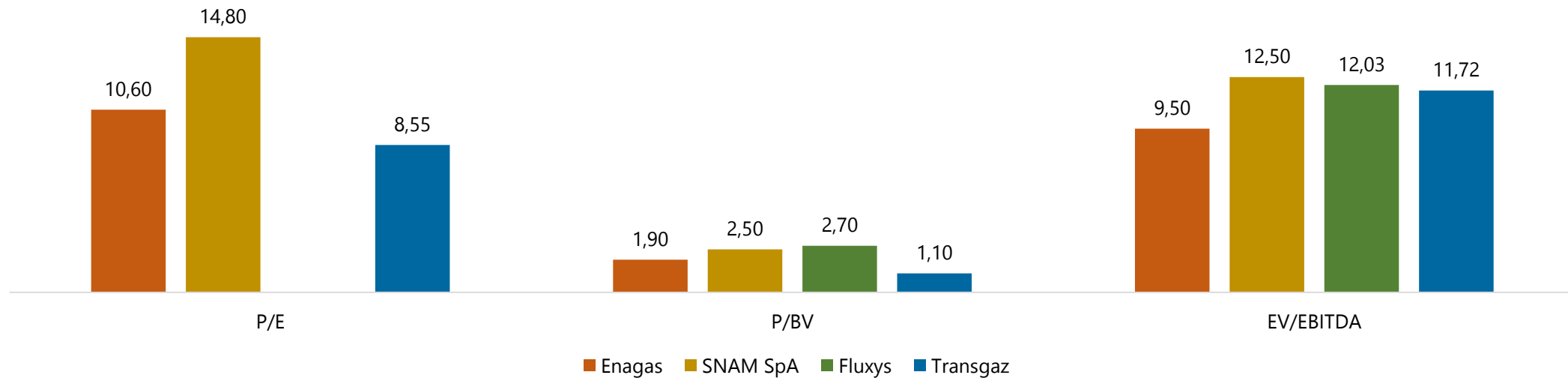
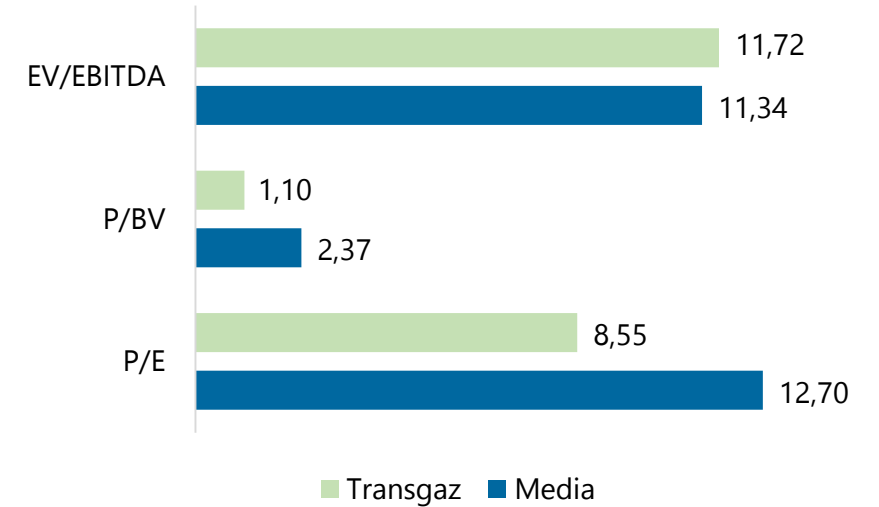
Evoluția TGN pe bursă (3)



TRANSGAZ COMPARATIV CU COMPANIILE SIMILARE

Compania		P/E	P/BV	EV/EBITDA
Enagas	Spania	10,6	1,9	9,5
SNAM SpA	Italia	14,8	2,5	12,5
Fluxys	Belgia	N/A	2,7	12,03
Media		12,7	2,37	11,34
Transgaz	Romania	8,55	1,1	11,72
Premium /Discount		33%	54%	3%

Sursa: Bloomberg, 18.07.2019





Vă mulțumim pentru atenția acordată!