

O COMPANIE RESPONSABILĂ, O COMPANIE A VIITORULUI !



**SITUAȚII FINANCIARE INTERIMARE PENTRU PERIOADA DE NOUĂ  
LUNI ÎNCHEIATĂ LA 30 SEPTEMBRIE 2019 (NEAUDITATE)**

**ÎNTOCMITE ÎN CONFORMITATE CU IFRS - UE**



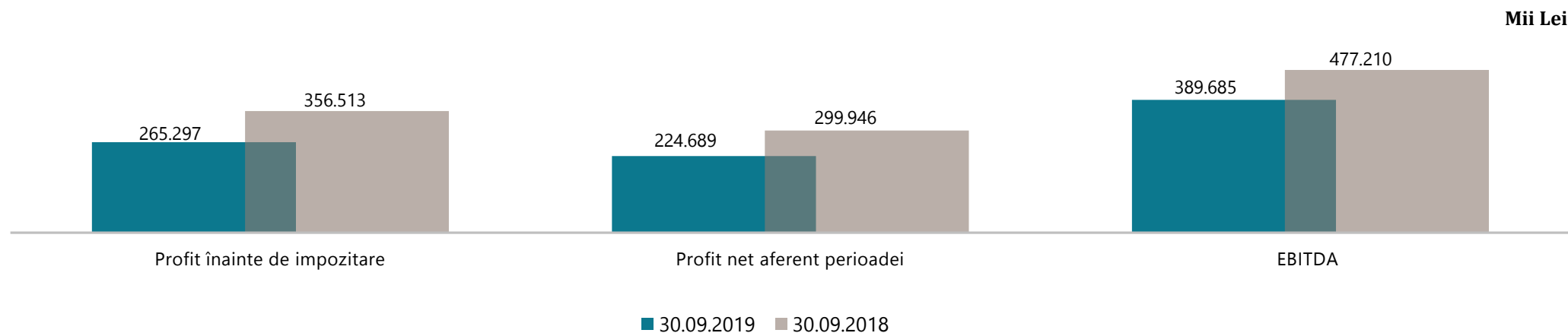
## Cuprins

- 
1. Situația interimară a rezultatului global la 30.09.2019
  2. Situația interimară a poziției financiare la 30.09.2019
  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 30.09.2019 (1)

## PRINCIPALII INDICATORI

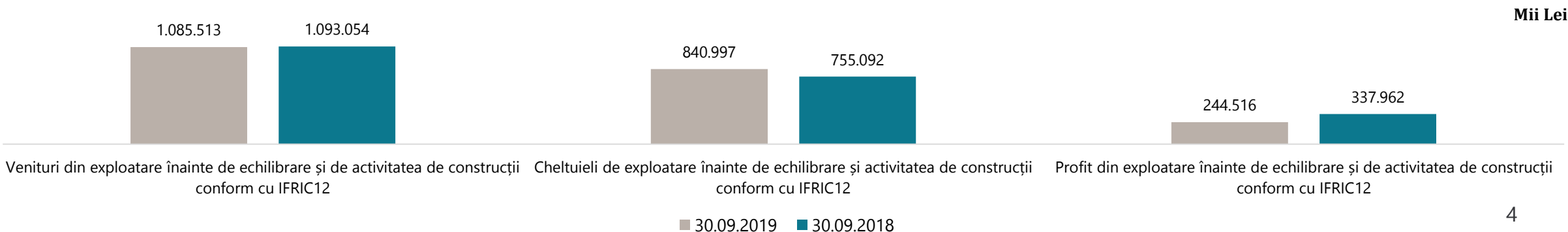
MII LEI	30.09.2019	30.09.2018 (retrat)	Diferențe 30.09.2019/30.09.2018	
			Absolute	Relative
Venituri din exploatare înainte de echilibrare și de activitatea de construcții conform cu IFRIC12	1.085.513	1.093.054	-7.541	-1%
Venituri din activitatea de echilibrare	250.930	118.838	132.092	111%
Venituri din activitatea de construcții conform cu IFRIC12	521.459	109.545	411.914	376%
Venituri financiare	41.522	36.560	4.962	14%
Cheltuieli de exploatare înainte de activitatea de echilibrare și de construcții conform cu IFRIC12	840.997	755.092	85.905	11%
Cheltuieli din activitatea de echilibrare	250.930	118.838	132.092	111%
Costul activelor construite conform cu IFRIC12	521.459	109.545	411.914	376%
Cheltuieli financiare	20.742	18.009	2.733	15%
<b>Profit înainte de impozitare</b>	<b>265.297</b>	<b>356.513</b>	<b>-91.216</b>	<b>-26%</b>
Cheltuiala cu impozitul pe profit	40.608	56.568	-15.960	-28%
<b>Profit net aferent perioadei</b>	<b>224.689</b>	<b>299.946</b>	<b>-75.257</b>	<b>-25%</b>
<b>EBITDA</b>	<b>389.685</b>	<b>477.210</b>	<b>-87.525</b>	<b>-18%</b>
Cifra de afaceri	1.301.749	1.188.513	113.236	10%



# 1. Situația interimară a rezultatului global la 30.09.2019 (2)

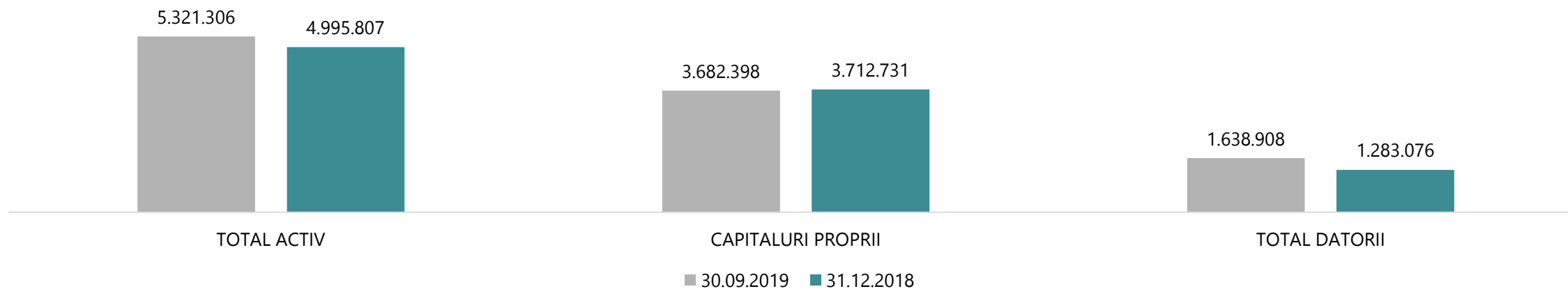
## PRINCIPALII INDICATORI

MII LEI	30.09.2019	30.09.2018 (retrat)	Diferențe 30.09.2019/30.09.2018	
			Absolute	Relative
Venituri din activitatea de transport intern	791.478	828.181	-36.703	-4%
Venituri din activitatea de transport internațional	255.504	238.801	16.703	7%
Alte venituri	38.531	26.071	12.460	48%
<b>Venituri din exploatare înainte de echilibrare și de activitatea de construcții conform cu IFRIC12</b>	<b>1.085.513</b>	<b>1.093.054</b>	<b>-7.541</b>	<b>-1%</b>
Cheltuieli cu angajații	296.604	287.022	9.582	3%
Consum tehnologic, materiale, și consumabile utilizate	80.735	70.532	10.203	14%
Cheltuieli cu redevențe	103.951	106.698	-2.747	-3%
Întreținere și transport	19.206	23.982	-4.776	-20%
Impozite și alte sume datorate statului	79.700	58.283	21.417	37%
Venituri/(Cheltuieli) cu provizioane pentru riscuri și cheltuieli	- 4.289	- 4.458	169	4%
Alte cheltuieli din exploatare	119.920	73.785	46.135	63%
Amortizare	145.169	139.248	5.921	4%
<b>Cheltuieli de exploatare înainte de echilibrare și activitatea de construcții conform cu IFRIC12</b>	<b>840.997</b>	<b>755.092</b>	<b>85.905</b>	<b>11%</b>
<b>Profit din exploatare înainte de activitatea de echilibrare și de construcții conform cu IFRIC12</b>	<b>244.516</b>	<b>337.962</b>	<b>-93.446</b>	<b>-28%</b>

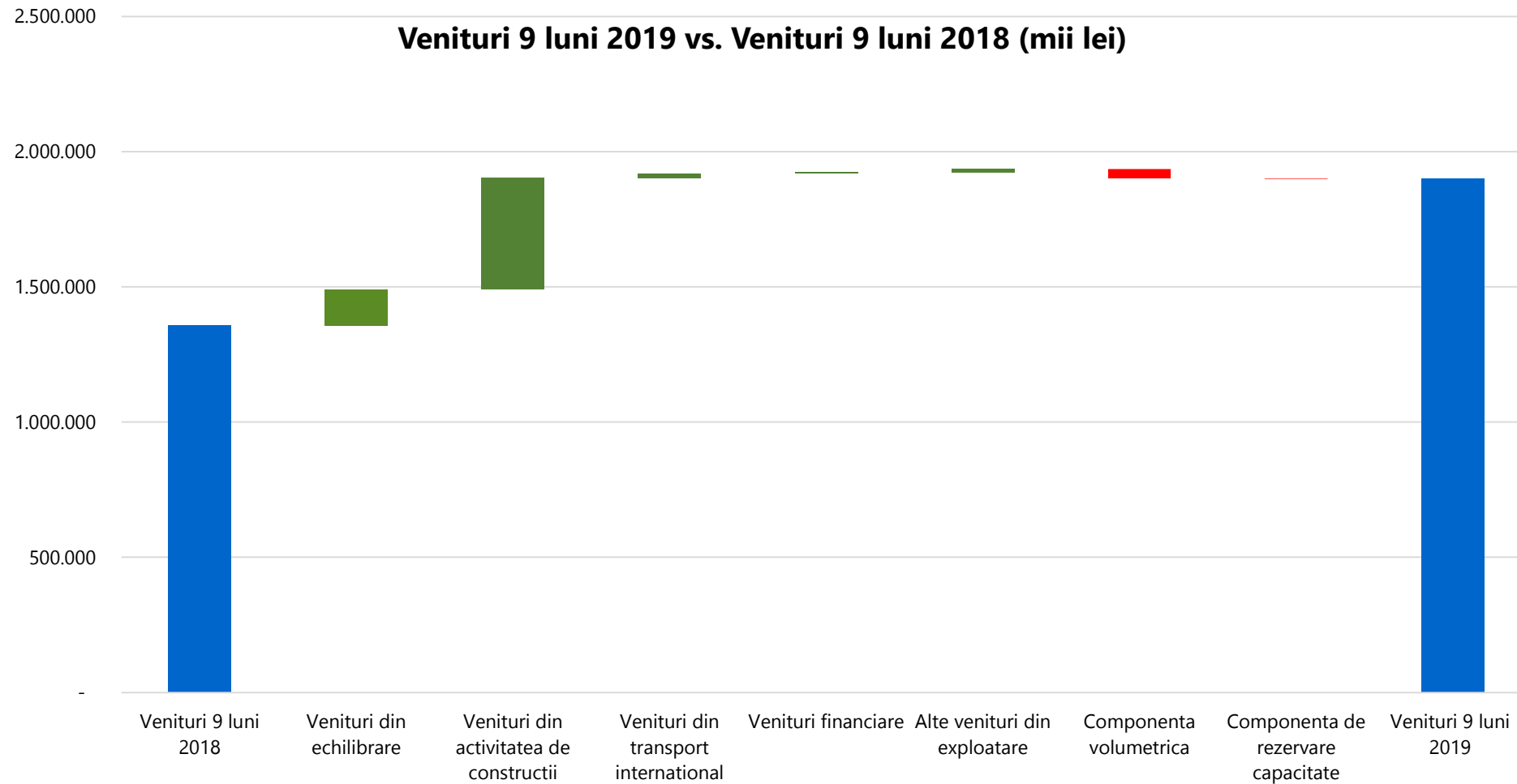


## 2. Situația interimară a poziției financiare la 30.09.2019

MII LEI	30.09.2019	31.12.2018	Diferențe	
			Absolute	Relative
ACTIVE IMOBILIZATE	4.122.240	3.490.424	631.816	18%
ACTIVE CIRCULANTE	1.199.066	1.505.384	-306.318	-20%
<b>TOTAL ACTIV</b>	<b>5.321.306</b>	<b>4.995.807</b>	<b>325.499</b>	<b>7%</b>
<b>CAPITALURI PROPRII</b>	<b>3.682.398</b>	<b>3.712.731</b>	<b>-30.333</b>	<b>-1%</b>
DATORII PE TERMEN LUNG	1.232.403	864.288	368.115	43%
DATORII CURENTE	406.505	418.788	-12.283	-3%
<b>TOTAL DATORII</b>	<b>1.638.908</b>	<b>1.283.076</b>	<b>355.832</b>	<b>28%</b>
<b>TOTAL CAPITALURI PROPRII ȘI DATORII</b>	<b>5.321.306</b>	<b>4.995.807</b>	<b>325.499</b>	<b>7%</b>



### 3. Factori de influență a veniturilor (1)



### 3. Factori de influență a veniturilor (2)

30.09.2019 comparativ cu 30.09.2018

**Veniturile din activitatea de exploatare înainte de activitatea de echilibrare și de construcții conform cu IFRIC12** scad cu **1%** față de realizările din 9 luni 2018, înregistrându-se o scădere de **7.541 mii lei**.

**Veniturile au fost influențate în principal de următorii factori:**

- *veniturile obținute din componenta volumetrică* mai mici cu **35.088 mii lei** din cauza:
  - tarifului de transport volumetric mai mic cu 0,47 lei/MWh, cu o influență negativă de 49.677 mii lei;
  - cantității de gaze transportate mai mare față de 9 luni 2018 cu 4.920.755 MWh, cu o influență pozitivă de 14.588 mii lei, detaliată pe categorii de consumatori astfel:

		Trim. I 2019	Trim. II 2019	Trim. III 2019	9 luni 2019	Trim. I 2018	Trim. II 2018	Trim. III 2019	9 luni 2018	Diferențe 9 luni 2019 vs 9 luni 2018
<b>Cantitate transportată pentru consumatori direcți</b>	MWh	11.274.702	16.500.962	23.042.489	50.818.152	11.554.375	15.862.584	19.974.406	47.441.365	3.376.787
	mii mc	1.058.115	1.549.300	2.174.541	4.781.956	1.080.725	1.489.417	1.869.293	4.439.435	342.521
<b>Cantitate transportată pentru distribuții</b>	MWh	33.610.132	11.893.960	7.172.137	52.676.229	35.183.381	8.883.294	7.115.587	51.132.262	1.543.967
	mii mc	3.135.219	1.103.301	662.292	4.900.812	3.270.281	818.044	657.427	4.745.753	155.059
<b>Total</b>	MWh	44.884.834	28.394.922	30.214.626	103.494.381	46.737.756	24.745.878	27.089.993	98.573.627	4.920.754
	mii mc	4.193.334	2.652.601	2.836.833	9.682.768	4.351.006	2.307.461	2.526.720	9.185.188	497.580

Scăderea tarifelor în perioada 01.01-30.09.2019 față de 01.01-30.09.2018 a fost determinată în principal de :

- Scăderea 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 ca urmare a 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)

30.09.2019 comparativ cu 30.09.2018

- *veniturile obținute din rezervarea de capacitate* mai mici cu **1.615 mii lei** din cauza:
  - *tarifului de rezervare a capacității* mai mic cu 0,15 lei/MWh, cu influență negativă de 40.780 mii lei;
  - *capacității rezervate* mai mari cu 17.918.601 MWh, cu influență pozitivă de 39.164 mii lei;
- *veniturile din transportul internațional al gazelor naturale* mai mari cu **16.703 mii lei** datorită aprecierii monedelor de derulare a contractelor;
- *alte venituri din exploatare* mai mari cu **12.460 mii lei**

*Veniturile din activitatea de echilibrare* au înregistrat o creștere de **132.092 mii lei** pe seama următorilor factori:

- cantitate mai mare cu 1.133.839 MWh cu influență favorabilă de 106.972 mii lei;
- preț de tranzacționare mai mare cu 10,50 lei/MWh, cu o influență pozitivă de 25.120 mii lei.

*Veniturile din activitatea de construcții* mai mari cu **411.914 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.

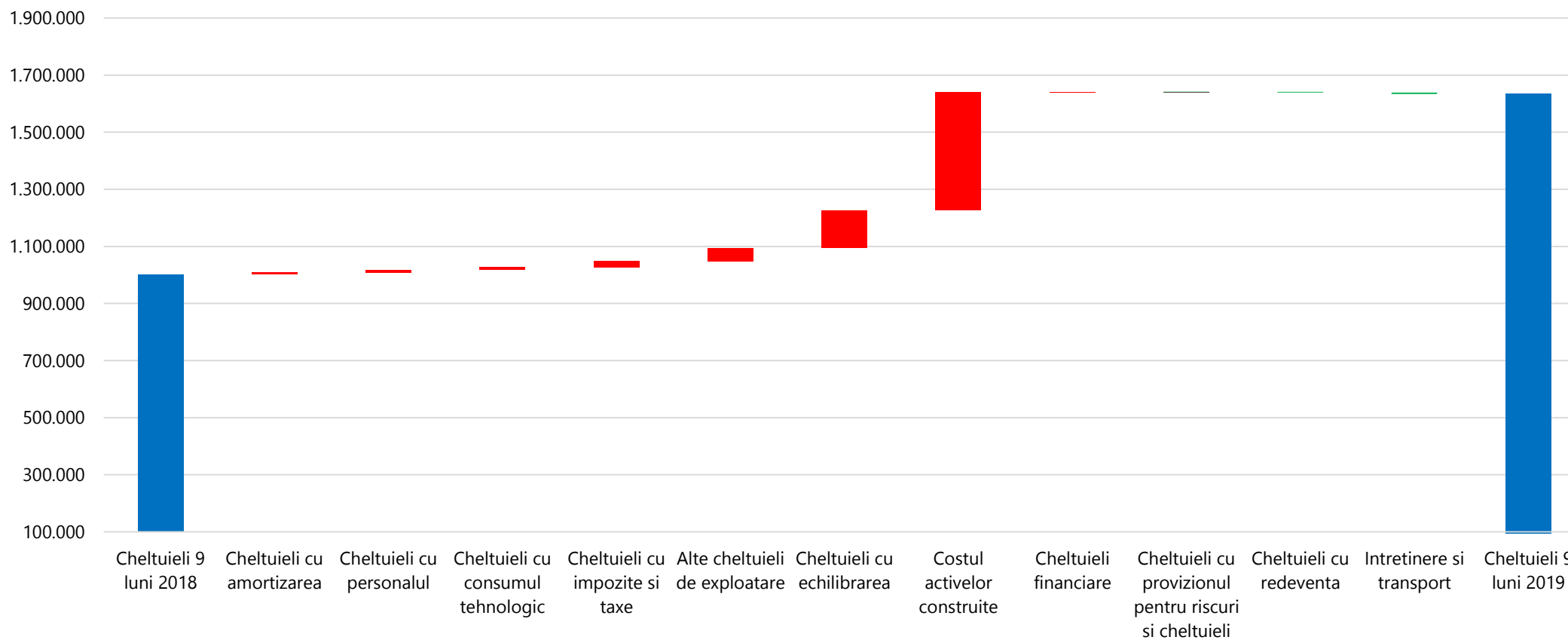
*Veniturile financiare* cu o influență pozitivă de **4.962 mii lei** datorită creșterii veniturilor din diferențe de curs valutar.

	Trim. I 2019	Trim. II 2019	Trim. III 2019	9 luni 2019	Trim. I 2018	Trim. II 2018	Trim. III 2018	9 luni 2018
Venituri din transport intern gaze natural (mii lei), din care:	378.769	203.548	209.161	791.478	438.663	192.736	196.783	828.181
- Componenta volumetrică	96.879	68.314	76.805	241.998	123.173	72.563	81.350	277.086
- Componenta de rezervare capacitate	281.890	135.234	132.356	549.480	315.490	120.173	115.432	551.095



## 4. Factori de influență a cheltuielilor(1)

Cheltuieli 9 luni 2019 vs. 9 luni 2018 (mii lei)



## 4. Factori de influență a cheltuielilor (2)

30.09.2019 comparativ cu 30.09.2018

**Cheltuielile de exploatare înainte de echilibrare și de activitatea de construcții conform cu IFRIC12 cresc cu 11% față de 9 luni 2018, nivelul acestora fiind cu 85.905 mii lei mai mare.**

**Societatea a înregistrat economii de 7.522 mii lei**, în special la următoarele elemente de cheltuieli:

- cheltuieli cu redevența: 2.747 mii lei;
- cheltuieli cu întreținere și transport: 4.775 mii lei.

		Trim. I 2019	Trim. II 2019	Trim. III 2019	30.09.2019	Trim. I 2018	Trim. II 2018	Trim. III 2018	30.09.2018	Diferente 9 luni 2019 vs 9 luni 2018
Cantități	MWh	224.309	164.730	125.272	514.311	280.187	224.289	125.974	630.450	-116.139
consum tehnologic	mii mc	20.942	15.575	12.238	48.755	27.894	20.416	11.240	59.550	-10.795

**S-au înregistrat depășiri de 93.427 mii lei**, în special la următoarele elemente de cheltuieli:

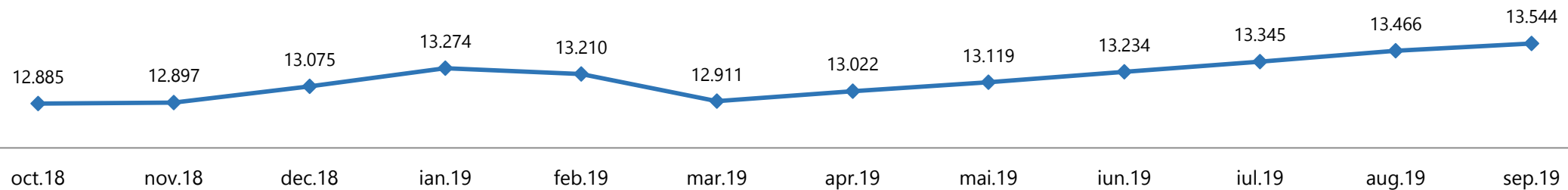
- cheltuieli cu materiale auxiliare și alte cheltuieli materiale: 7.501 mii lei;
- cheltuieli cu personalul: 9.582 mii lei;
- cheltuieli cu amortizarea: 5.921 mii lei;
- cheltuieli cu provizionul pentru riscuri și cheltuieli: 169 mii lei;
- cheltuieli cu consumul tehnologic: 2.702 mii lei;
- cheltuieli cu impozite și taxe: 21.417 mii lei, urmare introducerii contribuției bănești de 2% din cifra de afaceri, conform art.78 din OUG nr.114/2018;
- alte cheltuieli de exploatare: 46.134 mii lei, în principal pe seama constituirii ajustărilor pentru deprecierea activelor curente, care înregistrează o creștere de 44.420 mii lei.

**Cheltuielile financiare** au înregistrat o creștere de **2.733 mii lei** în principal pe seama creșterii cheltuielilor din diferențe de curs valutar.

**Comparativ cu realizările la 9 luni 2018 profitul brut realizat la 9 luni 2019 este mai mic cu 26%, respectiv cu 91.217 mii lei.**

## 5. Factori cheie ai activității (1)

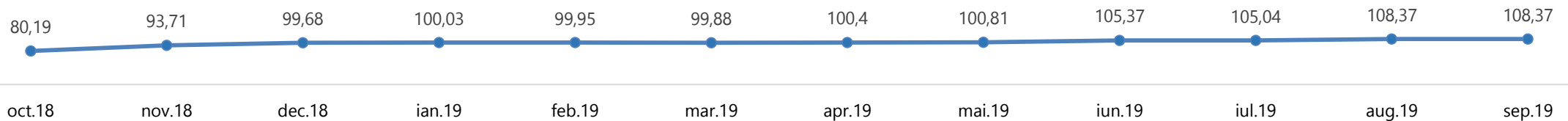
**Gaze naturale vehiculate (inclusiv înmagazinare) – mii mc- rolling 12 luni**



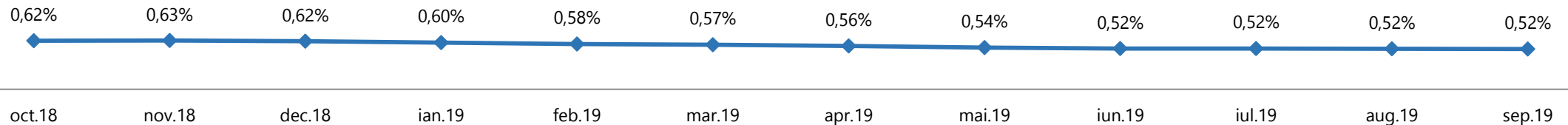
		Trim. I 2019	Trim. II 2019	Trim. III 2019	9 luni 2019	Trim. I 2018	Trim. II 2018	Trim. III 2018	9 luni 2018	
<b>Gaze vehiculate, din care:</b>	MWh	45.054.044	28.562.915	30.562.038	104.178.997	46.975.237	25.167.343	27.230.967	99.373.547	
	mii m <sup>3</sup>	4.211.546	2.668.781	2.849.487	9.729.814	4.374.858	2.346.385	2.539.374	9.260.617	
	<b>- înmagazinare</b>	MWh	398.246	11.330.119	14.630.427	26.358.791	263.565	8.431.857	10.895.380	19.590.802
		mii m <sup>3</sup>	37.854	1.068.904	1.386.169	2.492.927	24.652	786.541	1.018.217	1.829.410
<b>Pondere înmagazinare în gaze vehiculate</b>		0,88%	39,67%	47,87%	25,30%	0,56%	33,50%	40,01%	19,71%	

## 5. Factori cheie ai activității (2)

**Preț (lei/MWH) pentru consum tehnologic**



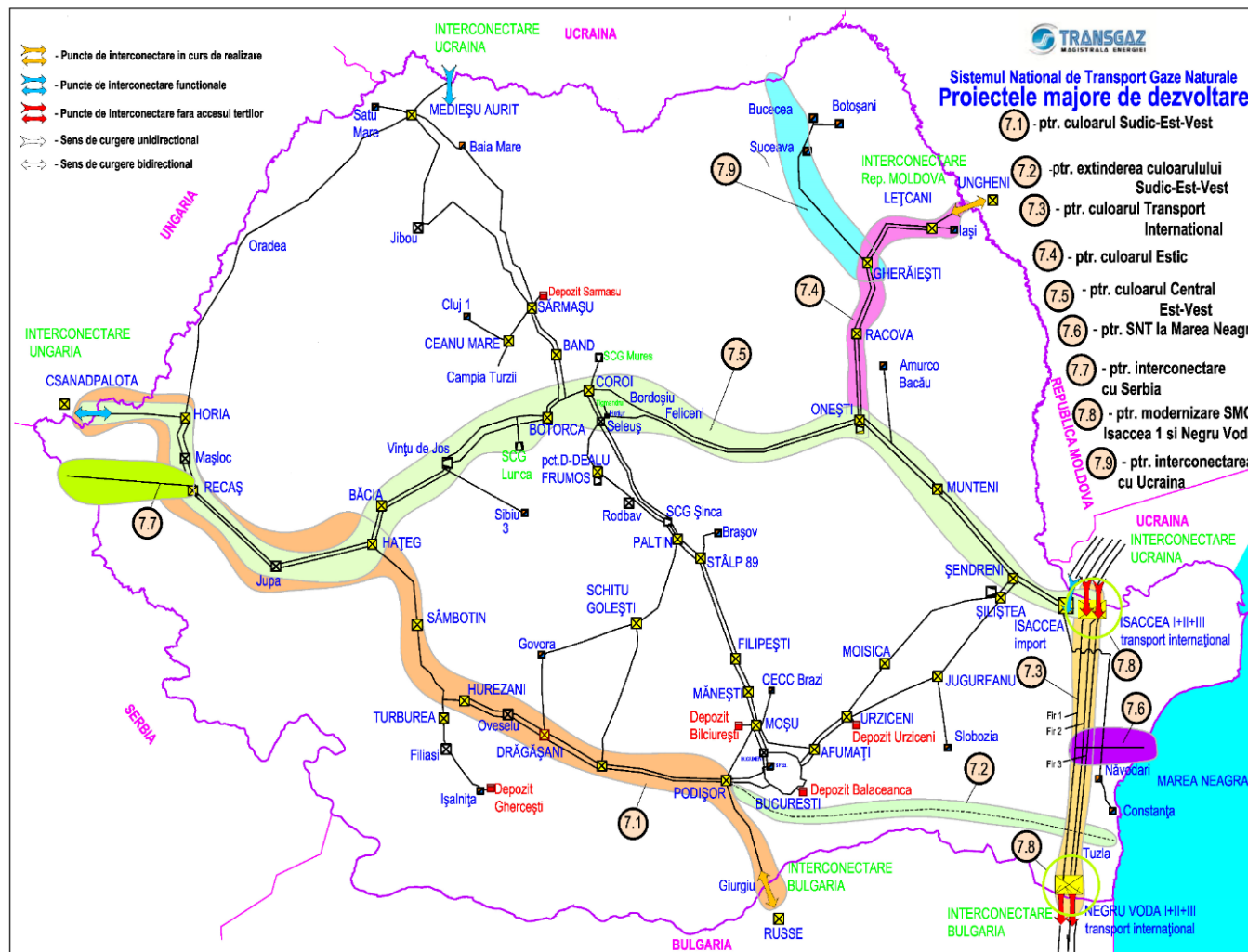
**Consum tehnologic în total gaze vehiculate (rolling 12 luni)**



		Trim I 2019	Trim II 2019	Trim III 2019	9 luni 2019	Trim I 2018	Trim II 2018	Trim III 2018	9 luni 2018
Consum tehnologic, materiale si consumabile utilizate, din care:	Mii lei	30.306	28.675	21.753	80.734	28.620	24.836	17.076	70.532
▪ consum si pierderi tehnologice pe sistemul de transport	Mii lei	22.422	16.806	13.392	52.620	22.214	17.531	10.173	49.917
- cantitate consum tehnologic	MWh	224.309	164.730	125.272	514.311	280.187	224.289	125.975	630,451
▪ materiale auxiliare	Mii lei	6.703	10.902	7.466	25.071	5.475	6.524	6.193	18.192
▪ alte cheltuieli materiale	Mii lei	1.181	967	896	3.044	931	780	711	2.422

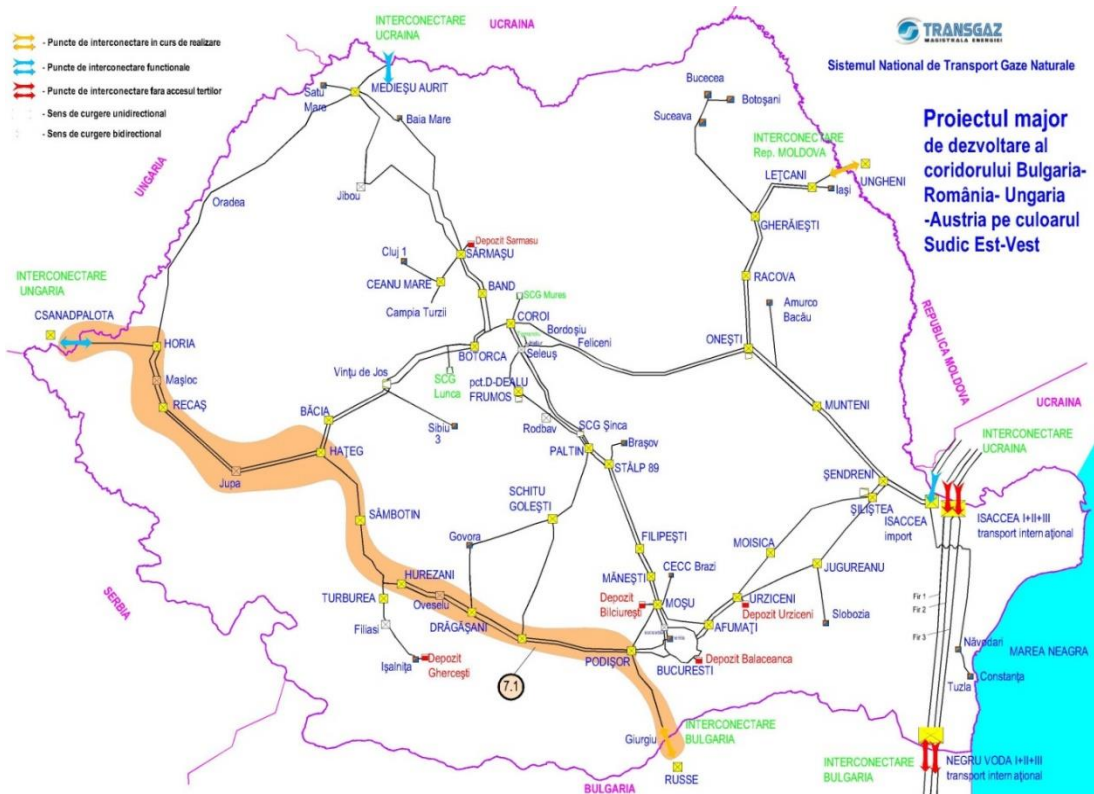
# PROGRAMUL DE INVESTIȚII STRATEGICE AL TRANSGAZ 2018-2027

## 1,9 MILIARDE EURO



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: • pentru a elimina posibilitatea impunerii de către Comisia Europeană a unor penalități financiare extrem de costisitoare; 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 Gherăiești – 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
<b>TOTAL (2018-2027), din care:</b>		<b>~ 1,9 Mld Euro</b>			
<b>TOTAL PROIECTE FID și A non FID</b>		<b>~ 1,25 Mld Euro</b>			

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 în lungime de 479 km
- 3 stații de comprimare: SC Podișor, SC Bibești și SC Jupa

## Costuri totale estimate

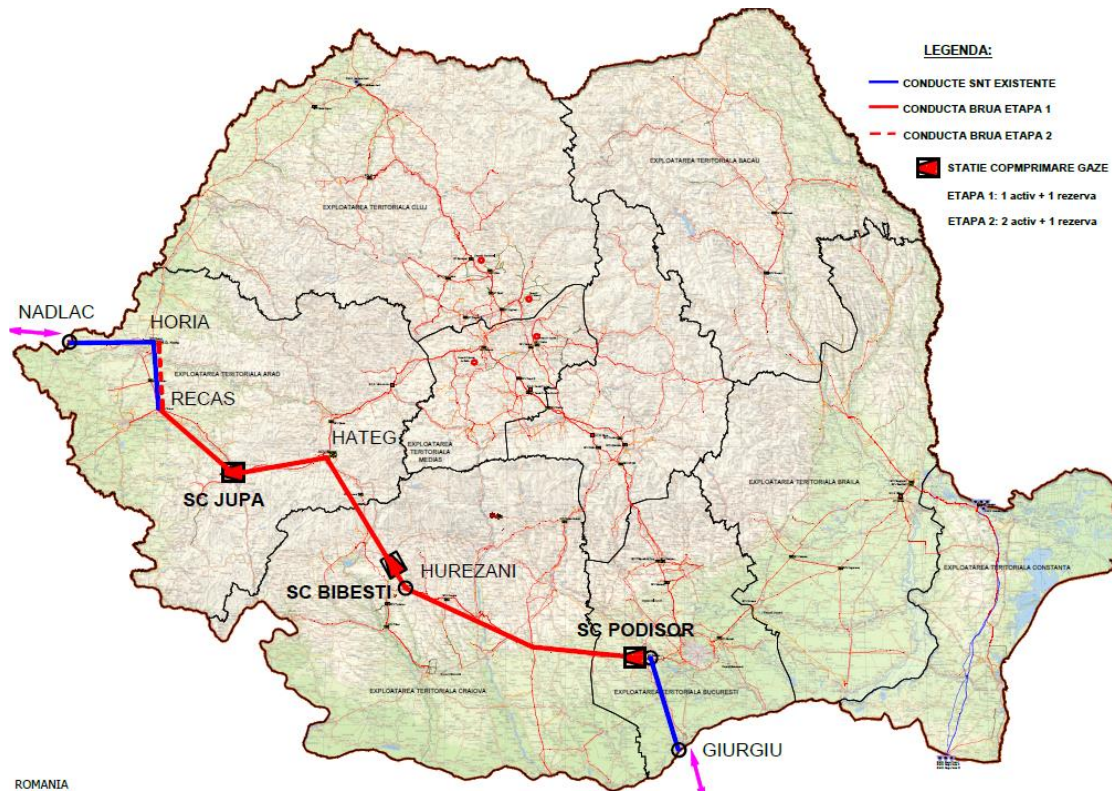
- 478,6 mil. Euro

**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 Recaș-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

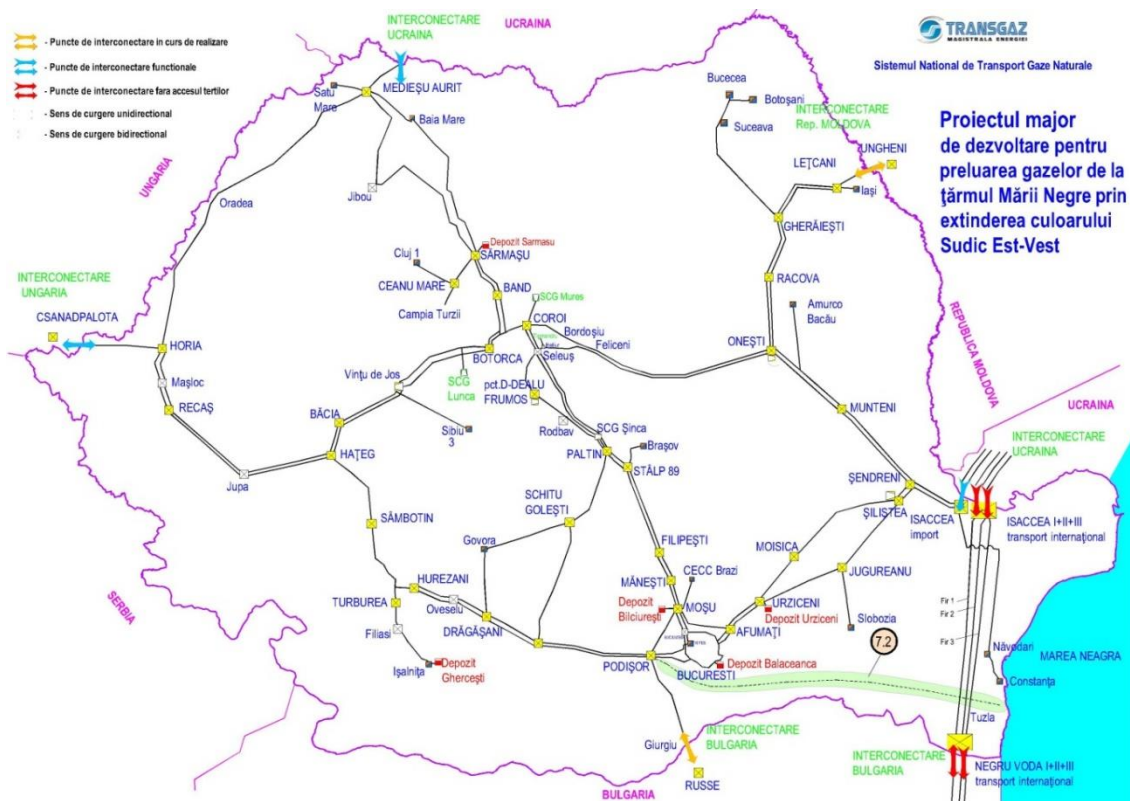
### Costuri totale estimate

- 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

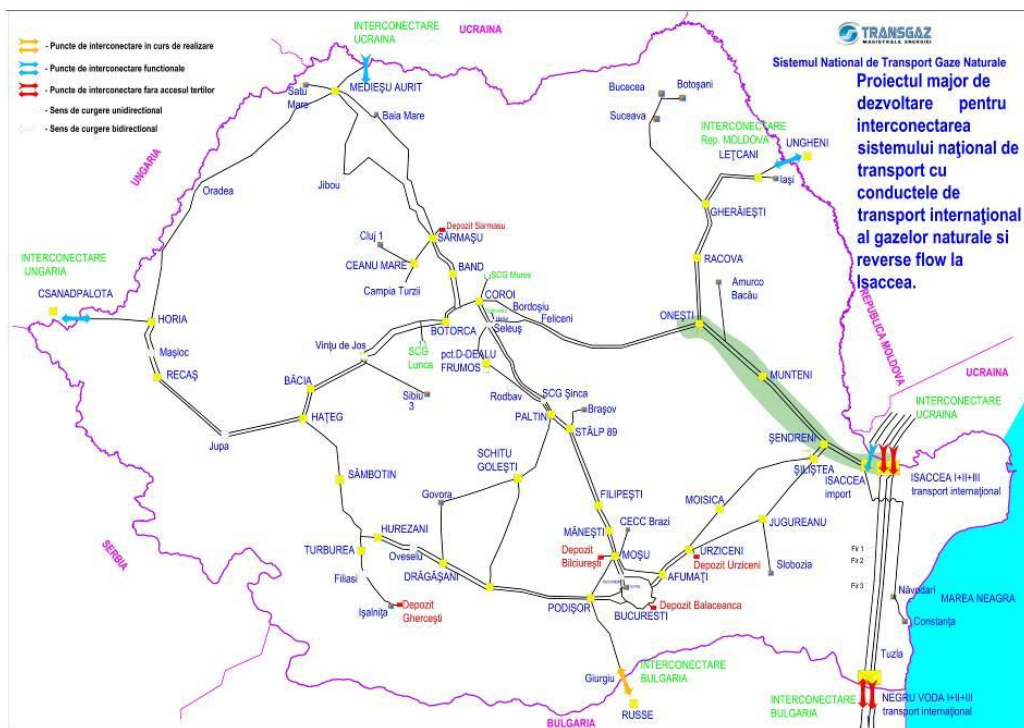
- conducta Țărmul Mării Negre–Amzacea, în lungime de 32,5 km, Ø 48" (Dn1200)
- conducta Amzacea–Podișor, în lungime de 275,9 km, Ø 40" (Dn1000)

### 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

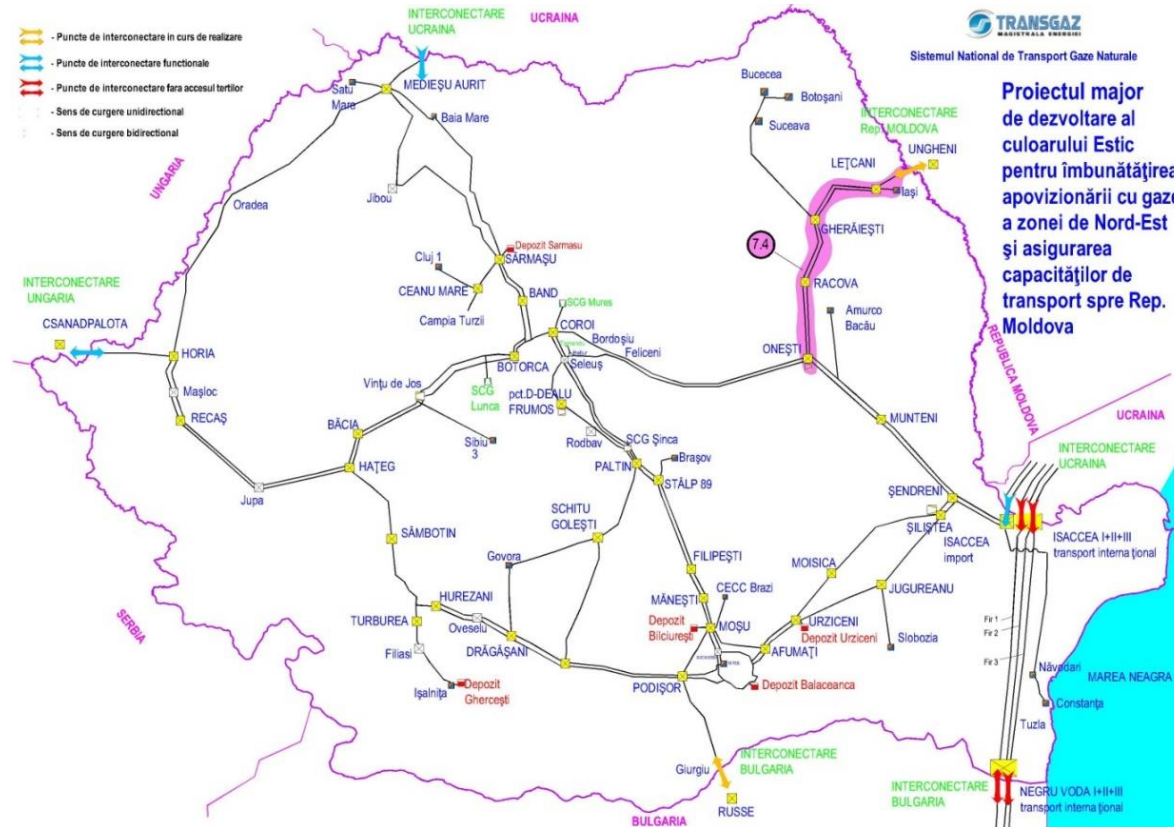
- modernizare SCG Siliștea, NT Siliștea
- modernizare SCG Onești, NT Onești
- modernizare SCG Șendreni, NT Șendreni

## 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.

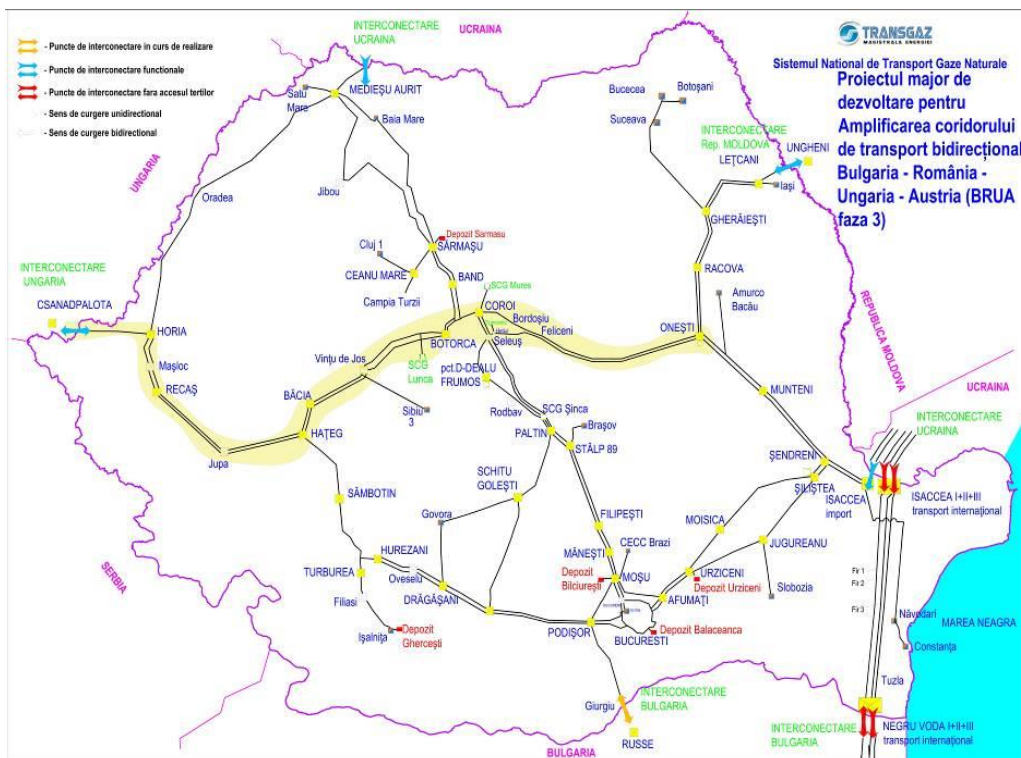
## Investiții necesare

- 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
- Construirea unei stații de comprimare la Onești 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 țărmlul 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

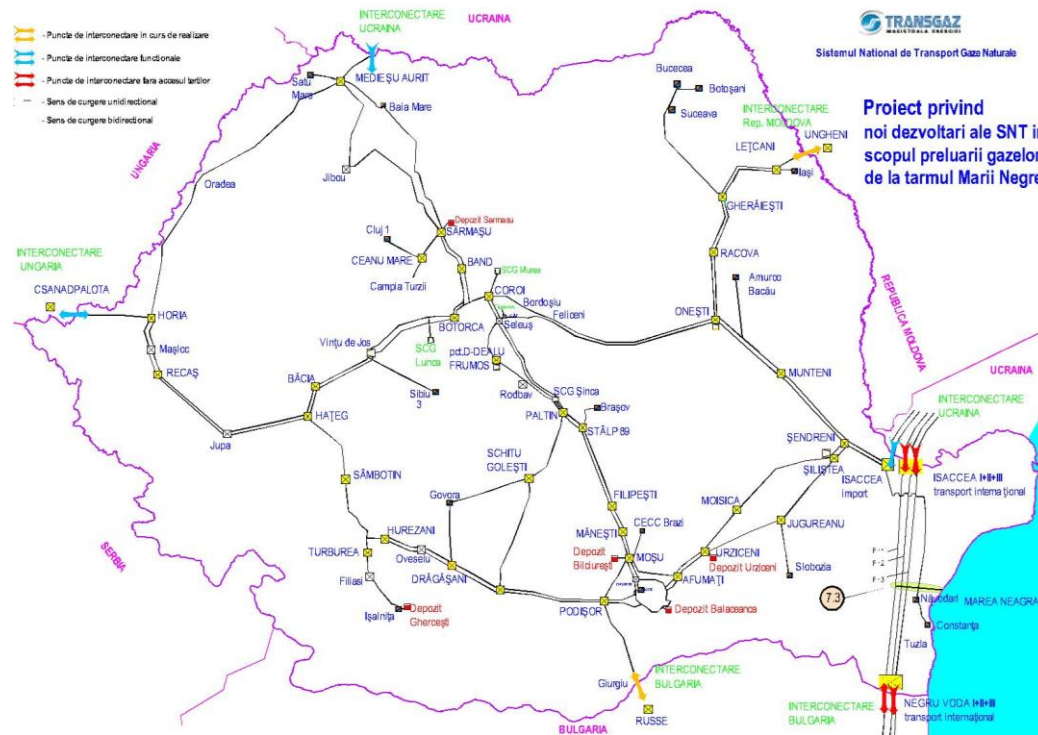
- Cu 4,4 mld mc/an spre Ungaria

### 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:

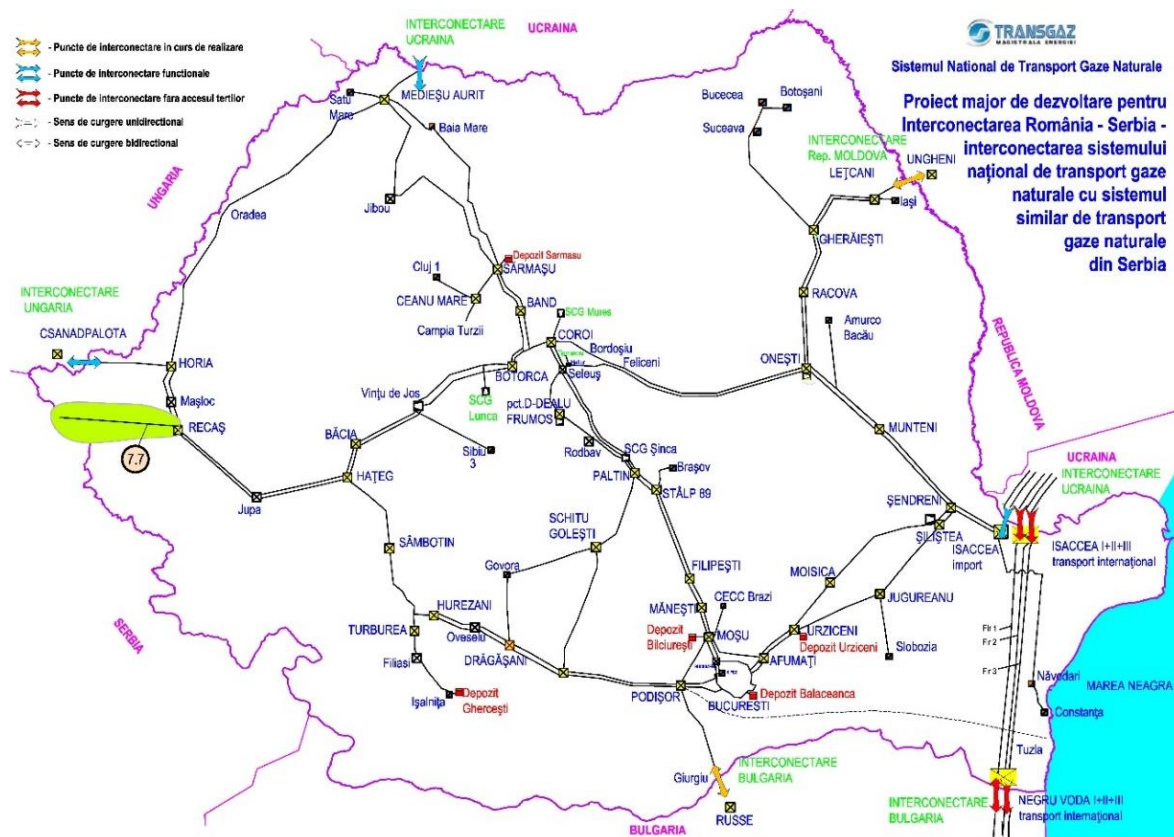
- Crearea unui punct suplimentar de preluare a gazelor naturale descoperite în perimetrele de exploatare submarine ale Mării Negre

### 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:

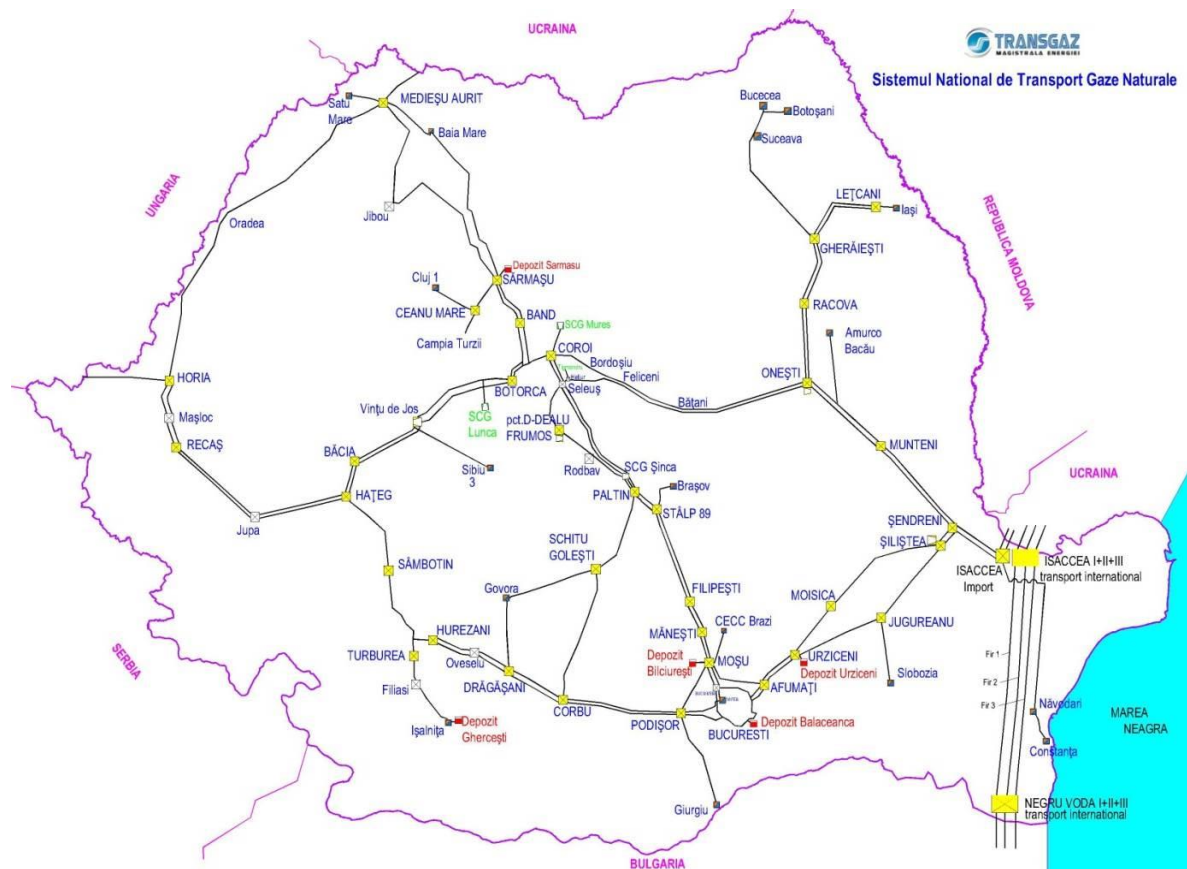
- Creșterea gradului de asigurare a securității energetice în regiune

## Investiții necesare

- construirea unei conducte noi de interconectare pe direcția Receaș-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
- Construirea unei SMG la Comloșu Mare

## Costuri totale estimate

- 53,76 mil. Euro**



### Scop:

- Creșterea gradului de asigurare a securității energetice în regiune.

### Investiții necesare

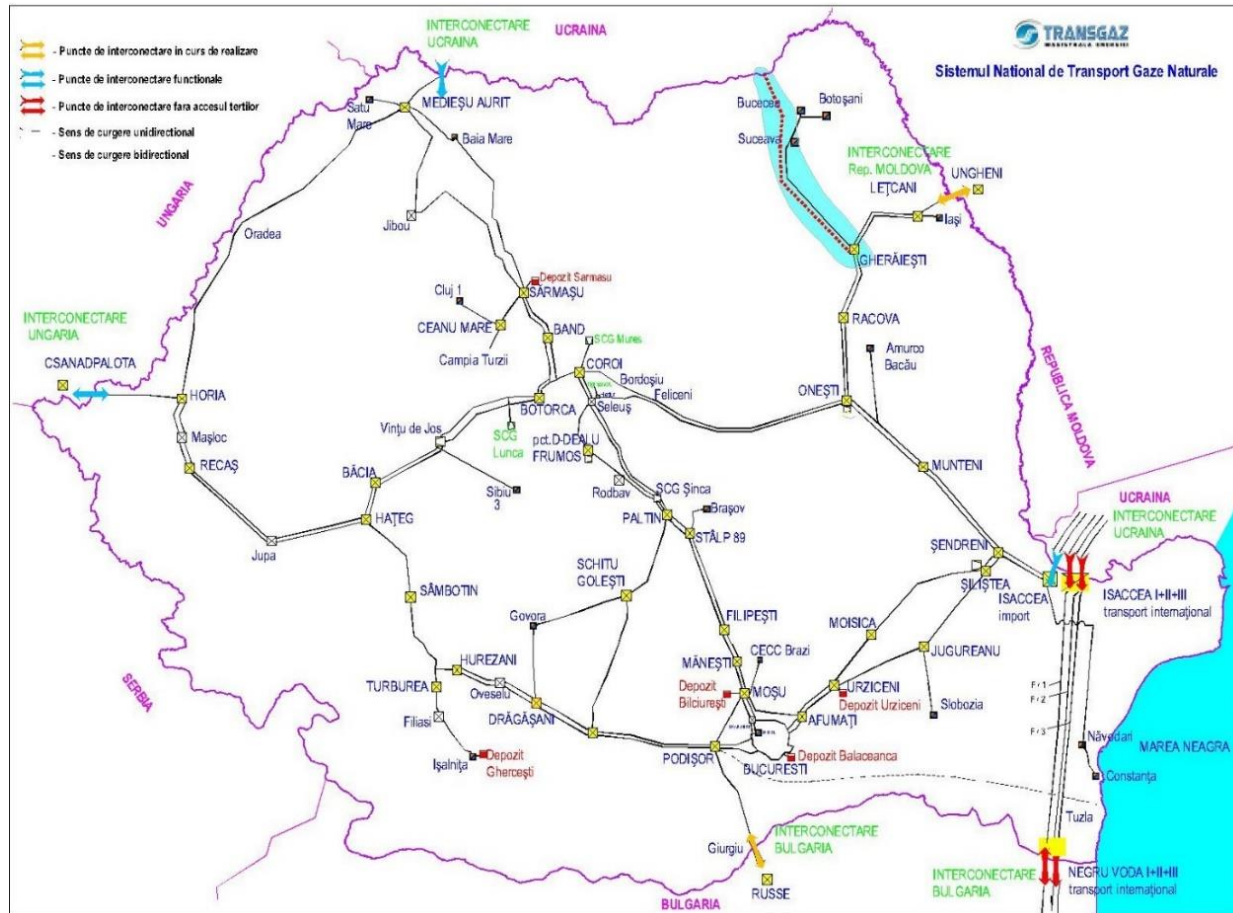
- construirea a două stații noi de măsurare gaze naturale care să le înlocuiească pe cele existente. În cazul SMG Isaccea 1 stația se va construi în incinta stației existente iar în cazul SMG Negru Vodă 1, pe un amplasament situat în apropierea amplasamentului stației existente

### 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 în lungime de aprox.130 km 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

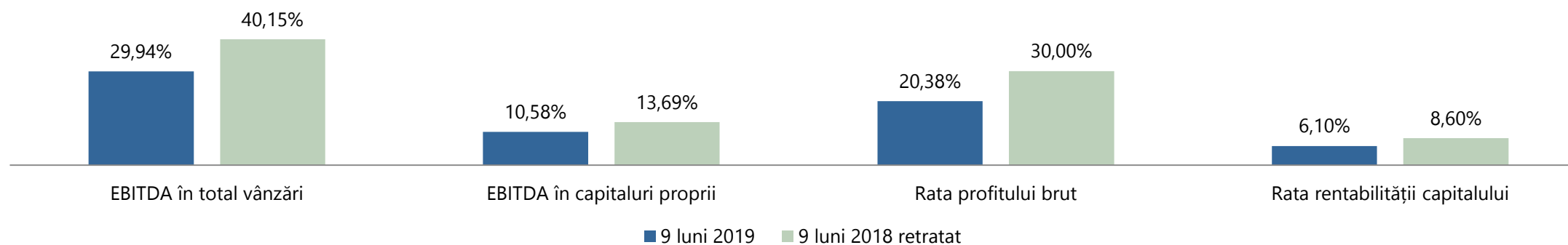
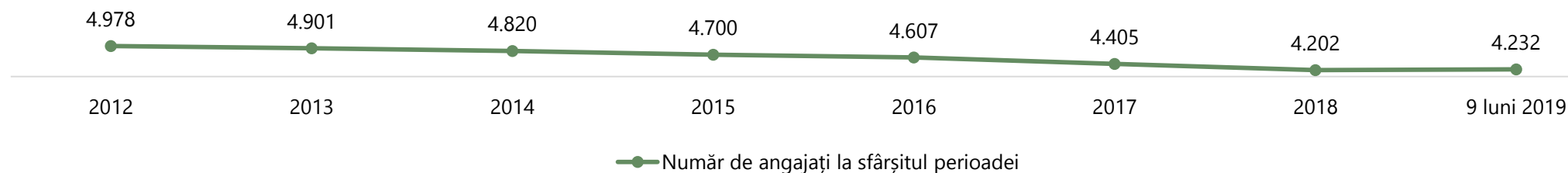
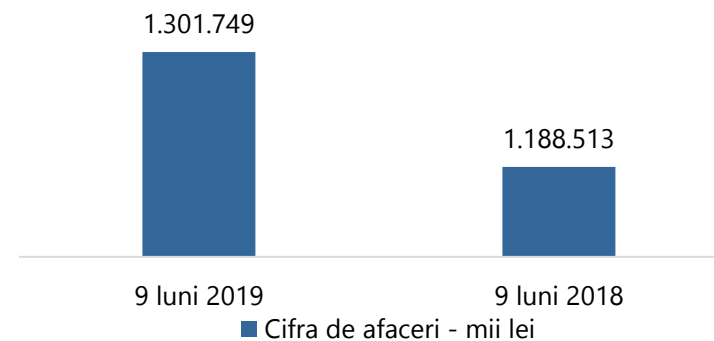


Nr. Crt	Proiectul	Valoarea estimată mil Euro	Termen de finalizare actualizat	Importanța proiectului	Statut proiect
7.10	Dezvoltare-Modernizare infrastructura de transport gaze naturale în zona de Nord-Vest a României	405	Etapa 1 2022 Etapa 2 2025 Etapa 3 2026	Creșterea capacităților de transport gaze 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
<b>TOTAL</b>		<b>~ 2,1 Mld Euro</b>			

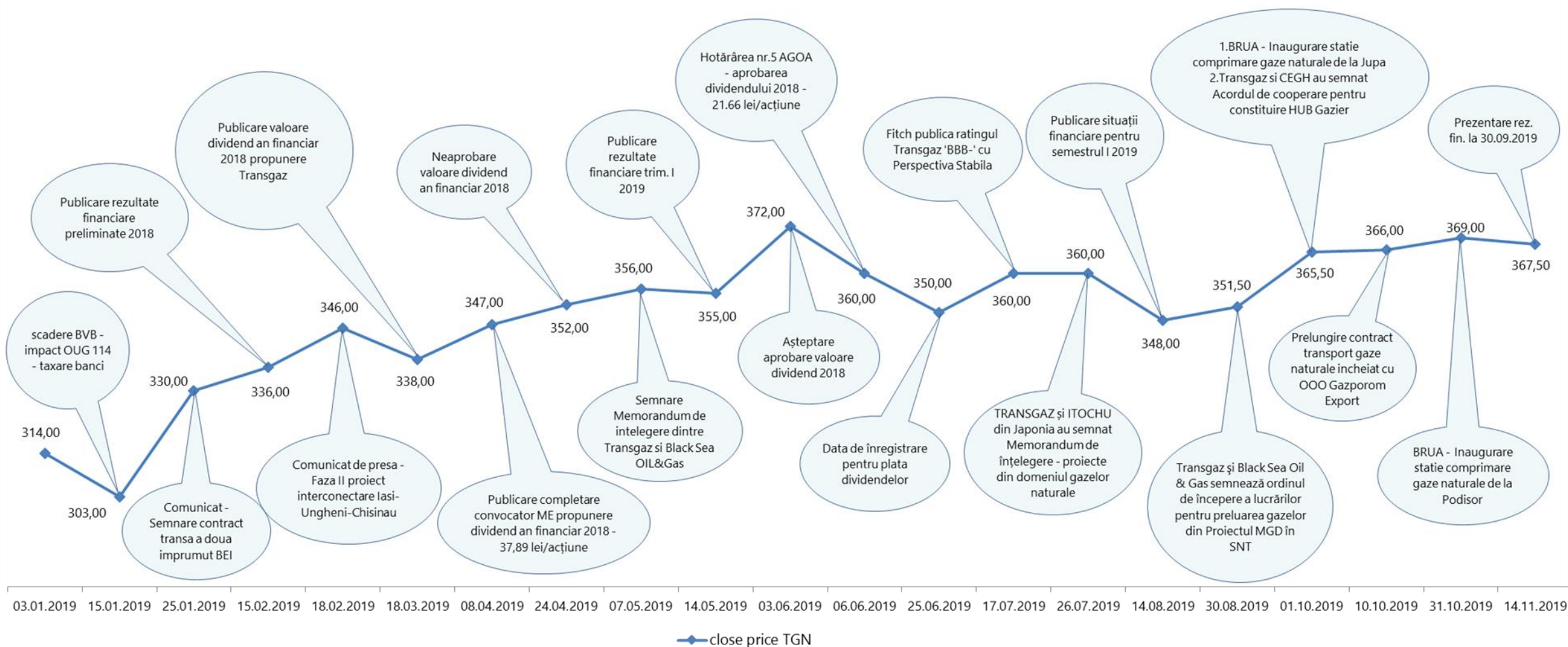
## 6. Principalii indicatori

30.09.2019 comparativ cu 30.09.2018

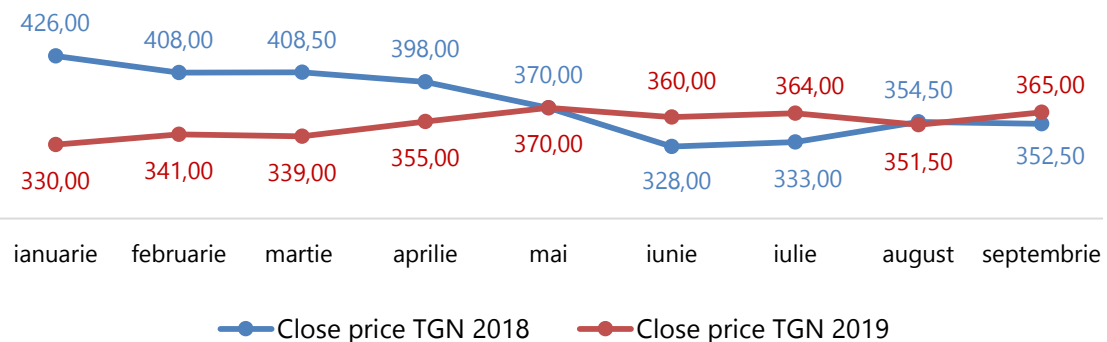
	9 luni 2019	9 luni 2018 (retrat)
EBITDA în total vânzări	29,94%	40,15%
EBITDA în capitaluri proprii	10,58%	13,69%
Rata profitului brut	20,38%	30,00%
Rata rentabilității capitalului	6,10%	8,60%
Lichiditatea curentă	2,95	6,47
Lichiditatea imediată	1,74	5,92
Gradul de îndatorare	12,85%	6,69%
Rata de acoperire a dobânzii	100,44	193,88
Viteza de rotație a debitorilor - zile	134,73	134,60
Viteza de rotație a creditelor - zile	37,27	24,63



# Evoluția TGN pe bursă (1)

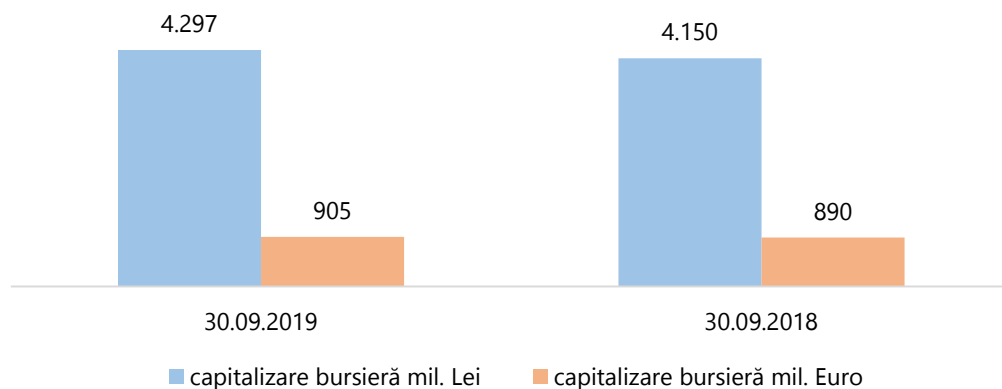


## Evoluția TGN pe bursă (2)

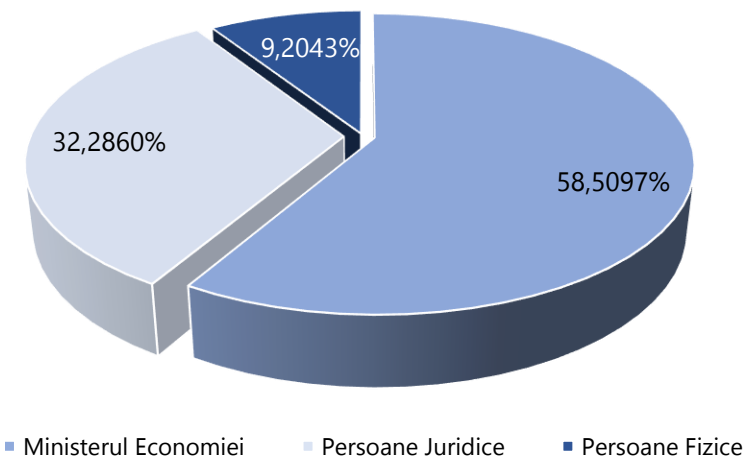


Denumire indice bursier	Pondere TGN 30.09.2019	Poziție ocupată în componența indicelui
BET	5,47%	6
ROTX	6,24%	6
BET-NG	15,25%	3
BET-TR	5,47%	6
BET-XT	5,37%	6
BET-BK	4,81%	7

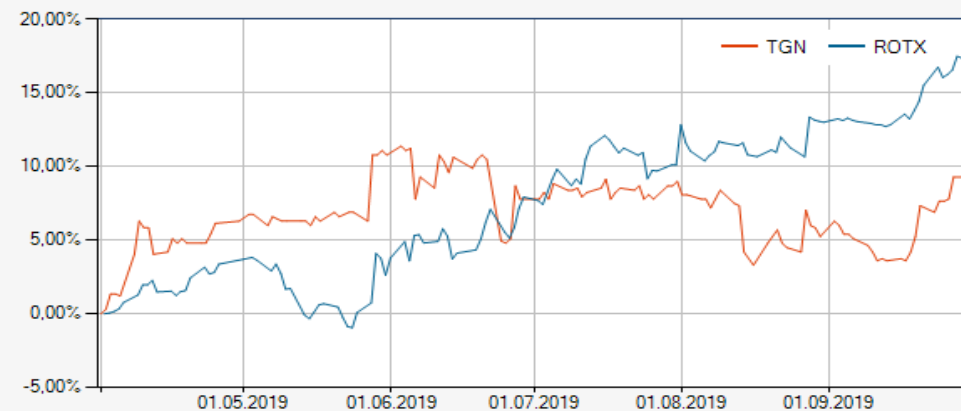
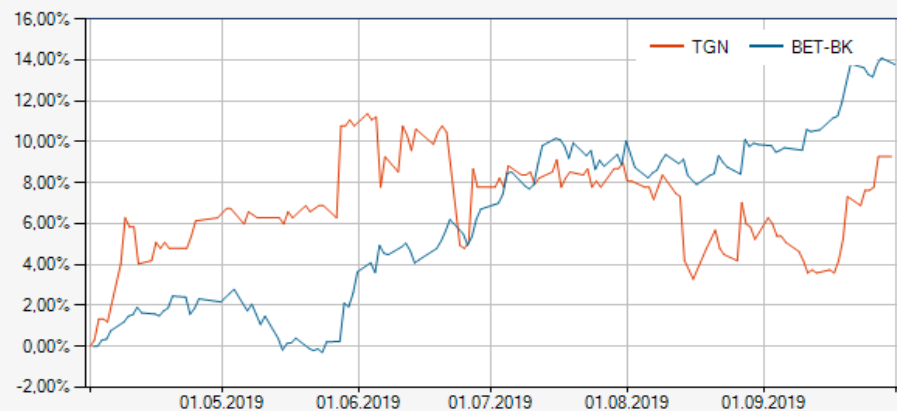
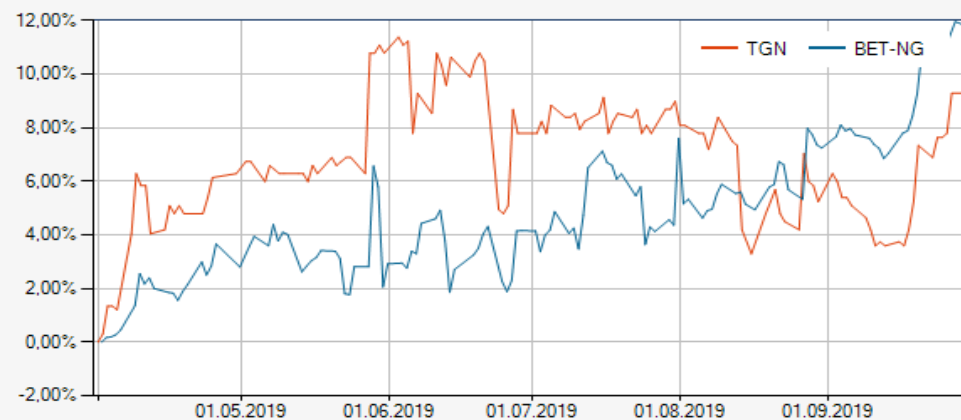
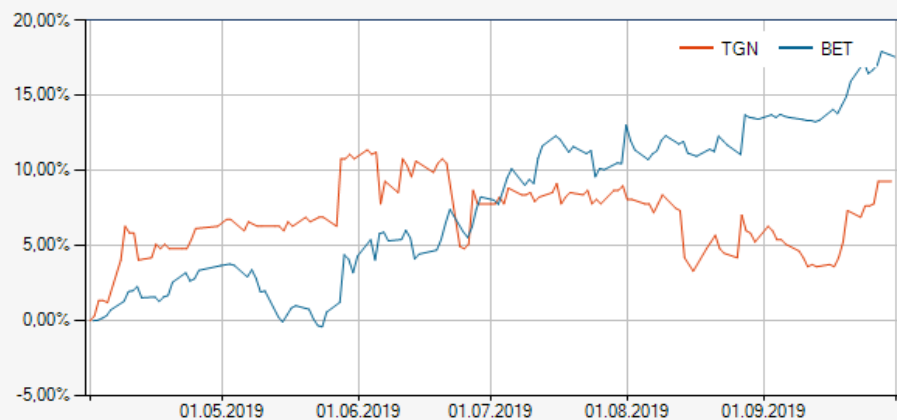
### Capitalizarea bursieră



### Structura acționariatului TGN la 12 Septembrie 2019



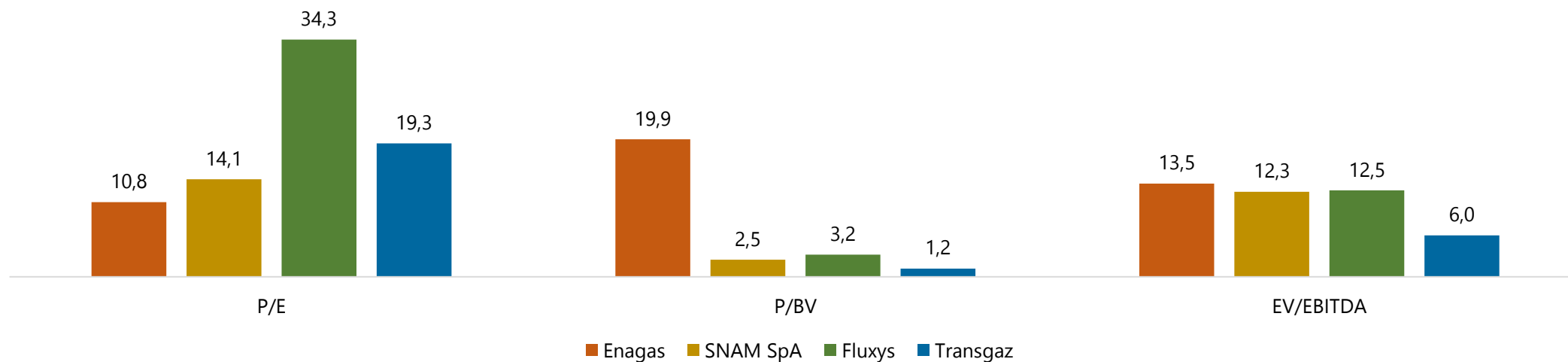
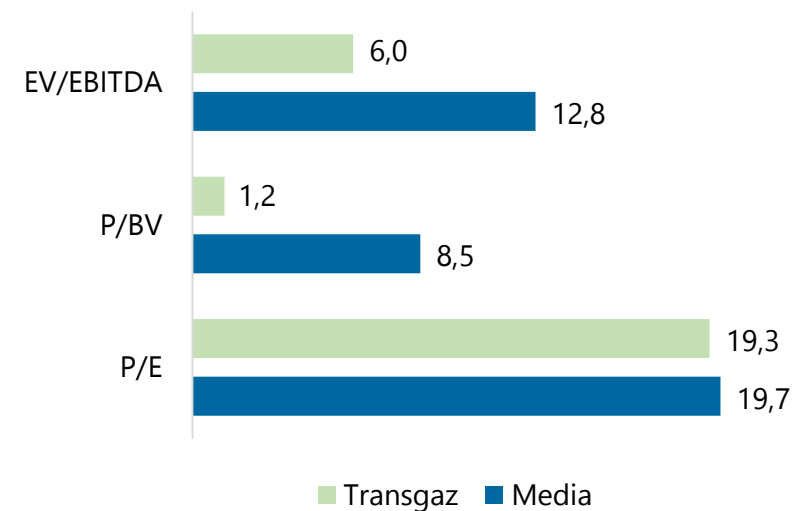
# Evoluția TGN pe bursă (3)



# TRANSGAZ COMPARATIV CU COMPANIILE SIMILARE

Compania		P/E	P/BV	EV/EBITDA
Enagas	Spania	10,8	19,9	13,5
SNAM SpA	Italia	14,1	2,5	12,3
Fluxys	Belgia	34,3	3,2	12,5
<b>Media</b>		<b>19,7</b>	<b>8,5</b>	<b>12,8</b>
<b>Transgaz</b>	<b>Romania</b>	<b>19,3</b>	<b>1,2</b>	<b>6,0</b>
Premium /Discount		-2%	-86%	-53%

Sursa: Bloomberg, 18.10.2019





**Vă mulțumim pentru atenția acordată!**