

SOCIETATEA NAȚIONALĂ DE TRANSPORT GAZE NATURALE TRANSGAZ SA

RAPORTUL ADMINISTRATORILOR

SEMESTRUL I - 2017 -



CUPRINS

MESAJUL ADMINISTRATORILOR CĂTRE ACȚIONARI, INVESTITORI	2
1. DATE GENERALE DESPRE EMITENT	5
1.1 Date de identificare raport și emitent	5
1.2 Activități principale	5
1.3 Organizare	5
1.4 Acționariat	7
2. SUMAR EXECUTIV	7
2.1 Indicatori ai activității operaționale	7
2.2 Indicatori ai rezultatelor financiare	13
2.3 Indicatori ai activității investiționale	16
2.4 Indicatori de performanță managerială	28
3. ANALIZA ACTIVITĂȚII SOCIETĂȚII	32
3.1 Analiza activității operaționale	32
3.1.1 Cadrul de reglementare	32
3.1.2 Activitatea de transport intern gaze naturale	40
3.1.3. Activitatea de transport internațional gaze naturale	45
3.1.4 Alte activități	46
3.1.5 Evaluarea activității de prestare a serviciului de transport gaze naturale	46
3.1.6 Evaluarea activității de proiectare-cercetare	51
3.1.7 Evaluarea activității de aprovizionare	55
3.1.8 Achiziții și înstrăinări de active	59
3.1.9 Audit intern și extern al activității societății	59
3.1.10 Evaluarea activității de resurse umane și dialog social	60
3.1.11 Evaluarea activității HSSEQ	64
3.1.12 Litigii	65
3.1.13 Dezvoltarea Sistemului de Control Intern/Managerial	65
3.1.14 Managementul Riscului	76
3.1.15 Alte aspecte privind activitatea societății	77
3.2 Analiza activității de dezvoltare	87
3.2.1 Principalele componente ale infrastructurii SNT	87
3.2.2 Investiții realizate în sem I 2017 versus Investiții programate 2017	90
3.2.3 Proiecte strategice de dezvoltare a SNT	96
3.3 Analiza activității corporative	112
3.3.1 Activitatea pe piața de capital	112
3.3.2 Fuziuni sau reorganizări semnificative în timpul exercițiului financiar	119
3.3.3 Guvernanța Corporativă	119
3.4 Analiza activității financiare	129
3.4.1 Poziția Financiară	129
3.4.2 Rezultatul global	133
3.4.3 Situația fluxurilor de trezorerie	135
3.4.4 Evaluarea activității privind managementul riscului financiar	136
4. MANAGEMENTUL SOCIETĂȚII	139
4.1 Consiliul de Administrație	139
4.2 Managementul executiv	140
5. ALTE ASPECTE	142

MESAJUL ADMINISTRATORILOR CĂTRE ACȚIONARI, INVESTITORI

*Stimați acționari,
Stimați investitori,*

Cu o tradiție în România de peste un secol, transportul gazelor naturale reprezintă o activitate strategică pentru economia națională. Performanța acestei activități a crescut an de an prin munca, pasiunea și profesionalismul celor care și-au desfășurat activitatea în acest domeniu și au contribuit la ceea ce TRANSGAZ este azi – O companie responsabilă, o companie a viitorului, o companie în care modelul de guvernanță corporativă funcționează cu succes.

SNTGN TRANSGAZ SA este operatorul tehnic al Sistemului Național de Transport al gazelor naturale și asigură îndeplinirea în condiții de eficiență, transparență, siguranță, acces nediscriminatoriu și competitivitate a strategiei naționale stabilite pentru transportul intern și internațional, dispecerizarea gazelor naturale, cercetarea și proiectarea în domeniul transportului de gaze naturale, cu respectarea legislației și a standardelor naționale și europene de calitate, performanță, mediu și dezvoltare durabilă.

Companie transparentă, deschisă spre dialog și bune practici corporative, companie performantă, TRANSGAZ este astăzi un brand autohton de succes, o companie care crede în valorile sale organizaționale și care investește permanent în educația și dezvoltarea profesională a resursei umane de care dispune. TRANSGAZ este o societate administrată în sistem unitar de administrare, Consiliul de Administrație fiind numit de Adunarea Generală a Acționarilor conform prevederilor legale în vigoare.

*În primul său mandat, respectiv 2013-2017, Consiliul de Administrație format din: **Ion Sterian**, administrator neexecutiv și președinte al Consiliului de Administrație; **Petru Ion Văduva** – administrator executiv și director general, **Bogdan George Iliescu**; **Radu Cernov**, **Andrei Rizoiu**- administratori neexecutivi, a administrat societatea în conformitate cu **Planul de administrare al societății în perioada 2013-2017**, plan aprobat în unanimitate de acționarii societății prin Hotărârea AGOA nr. 9/23.09.2013 și cu Planul de management.*

Dând dovadă de competență, profesionalism, integritate morală, responsabilitate și seriozitate, membrii Consiliului de Administrație au demonstrat prin rezultate performante an de an, că au devenit o echipă puternică, capabilă să asume și să îndeplinească responsabilități de mare anvergură și importanță strategică nu doar pentru viitorul companiei ci și pentru dezvoltarea durabilă a economiei naționale și de aceea au dorit reînnoirea mandatului de administratori, în perioada 2017-2021, pentru a putea continua cu aceeași responsabilitate, eficiență, transparență și același profesionalism față de toate părțile interesate, drumul deschis în mandatul 2013-2017 pentru construcția și dezvoltarea unui viitor solid și performant al sectorului energetic românesc.

Prin Hotărârea AGOA nr.1/27.04.2017 a fost reînnoit mandatul administratorilor Ion Sterian, Petru Ion Văduva și Bogdan George Iliescu. Pentru ceilalți doi administratori, respectiv domnul Radu Cernov și domnul Andrei Rizoiu, mandatul a încetat de drept la data de 9 iulie 2017.

*Elaborată în conformitate cu prevederile Art.30 alin.1 din OUG 109/2011 privind guvernanța corporativă a întreprinderilor publice, cu modificările și completările ulterioare, **propunerea pentru Componenta de administrare a Planului de administrare al SNTGN Transgaz SA în perioada 2017-2021** este guvernată de atitudine responsabilă, profesionistă și etică în raport cu toate părțile interesate (acționari, angajați,*

parteneri, comunitate, autorități și instituții ale statului, media, ș.a) și reflectă viziunea strategică a administratorilor referitoare la direcțiile de redefinire strategică și eficientizare a companiei în consens cu cerințele politicii energetice europene privind siguranța și securitatea energetică, competitivitatea și dezvoltarea durabilă dar și cu nevoile și oportunitățile viitoare ale României de a deveni un jucător important pe piața de gaze naturale regională și europeană.

Obiectivele strategice cuprinse în Componenta de administrare a Planului de Administrare al SNTGN Transgaz SA în perioada 2017-2021 sunt aliniate la Scrisoarea de așteptări a acționarilor și urmăresc dezideratele creșterii performanțelor societății, eficientizarea activității companiei, redefinirea strategică a acesteia în concordanță cu cerințele standardelor moderne de performanță și competitivitate și transformarea TRANSGAZ într-o societate cu recunoaștere internațională, într-un lider pe piața energetică din regiune, valorificând cu maximă eficiență toate oportunitățile existente și viitoare, pentru ca România să devină un important coridor de energie în domeniul gazelor naturale către Europa.

În contextul profilării a noi surse importante de aprovizionare cu gaze naturale, respectiv, **gazele naturale din regiunea Mării Caspice și cele recent descoperite în Marea Neagră**, investițiile propuse de Transgaz în **Planul de dezvoltare al sistemului național de transport (SNT) gaze naturale pentru perioada 2014-2023, plan aprobat de ANRE prin Decizia nr.2819/17.12.2014**, reprezintă investiții strategice pentru securitatea energetică și dezvoltarea infrastructurii de transport gaze naturale din România și conformitatea acesteia cu cerințele reglementărilor europene în domeniu.

Responsabilizând importanța TRANSGAZ atât ca motor al activităților din economia națională cât și ca vector de creștere economică a țării, prin rolul său în dezvoltarea sectorului energetic și transformarea României într-o putere energetică a Europei, administratorii companiei și-au asumat continuarea demarării și implementării unuia dintre cele mai mari și importante programe de dezvoltare ale infrastructurii de transport gaze naturale din România în ultimii 20 de ani, un program cu proiecte de investiții **estimate la 1,6 miliarde euro**.

O dezvoltare durabilă a infrastructurii de transport gaze naturale din România, presupune un amplu program investițional prin care să se permită alinierea SNT la cerințele de transport și operare ale rețelei de transport gaze naturale în conformitate cu normele europene de protecție a mediului.

În acest sens, Transgaz a elaborat în conformitate cu prevederile art. 125 alineatul (6) din Legea nr.123/2012 a energiei electrice și a gazelor naturale și prevederile Strategiei Energetice Naționale, **Planul de Dezvoltare al Sistemului Național de Transport gaze naturale în perioada 2017 – 2026**. El reprezintă actualizarea și completarea Planului de dezvoltare al SNT în perioada 2014-2023 și a fost aprobat de ANRE prin **DECIZIA nr. 910/22.06.2017**.

Investițiile propuse vor avea ca rezultat asigurarea unui grad adecvat de interconectivitate cu țările vecine; crearea unor rute de transport gaze naturale la nivel regional pentru transportul gazelor naturale provenite din diverse noi surse de aprovizionare; crearea infrastructurii necesare preluării și transportului gazelor naturale din perimetrele off-shore din Marea Neagră în scopul valorificării acestora pe piața românească și pe alte piețe din regiune; extinderea infrastructurii de transport gaze naturale pentru îmbunătățirea aprovizionării cu gaze naturale a unor zone deficitare; crearea pieței unice integrate la nivelul Uniunii Europene.

Având în vedere nevoia de finanțare a programului complex și extins de investiții, Transgaz are în vedere pe lângă sursele proprii și atragerea și utilizarea în condiții avantajoase a unor surse externe de finanțare.

Ne referim la accesarea fondurilor europene, la finanțări de la instituțiile financiare internaționale sau de la alte instituții financiar-bancare precum și la mijloace de finanțare specifice pieței de capital.

Și pentru că dorim continuitate, eficacitate și performanță, vom conduce cu sprijinul dumneavoastră, destinul acestei companii și în următorii 4 ani. Garantul nostru pentru reușită în fața provocărilor și constrângerilor contextului în care compania va funcționa îl constituie liantul dintre strategiile manageriale optime ale managementului privat, profesionist și expertiza și experiența profesională a resursei umane angajate pentru operaționalizarea acestor strategii. Împreună ne vom concentra deciziile strategice pe dezvoltarea și modernizarea infrastructurii naționale de transport gaze naturale, pe competitivitate și valorificarea oportunităților existente și viitoare, astfel încât TRANSGAZ să devină un operator de transport gaze naturale cu recunoaștere pe piața internațională a gazelor naturale, un lider pe piața energetică din regiune, o verigă importantă în lanțul energetic național și european.

Respectând principiile bunei guvernante corporative, administratorii companiei vor continua să acționeze și în mandatul 2017-2021 cu maximă responsabilitate, eficiență, transparență și profesionalism pentru administrarea eficientă și competitivă a societății în consens cu dezideratele din Scrisoarea de așteptări a acționarilor, respectiv: **eficacitate și stabilitate operațională, siguranță și securitate energetică, optimizarea performanțelor și dezvoltarea durabilă a societății.**

La încheierea mandatului asumat pentru perioada 2013-2017 și începutul noului mandat privind administrarea SNTGN Transgaz SA în perioada 2017-2021, Consiliul de Administrație și managementul companiei aduc mulțumiri acționarului majoritar, Statul Român prin Ministerul Economiei, tuturor celorlalți acționari și părți interesate, pentru întregul suport acordat și întreaga contribuție adusă la bunul mers al companiei și la performanța acesteia.

Ne exprimăm convingerea că, prin asigurarea unei guvernări corporatiste eficiente, vom putea continua împreună drumul spre performanță și excelență în business al operatorului de transport gaze naturale din țara noastră și vom reuși să îndeplinim misiunea de a transforma TRANSGAZ într-un operator de transport gaze naturale cu recunoaștere pe piața internațională a gazelor naturale, un lider pe piața energetică din regiune, o verigă importantă în lanțul energetic național și european și de a defini ROMÂNIA ca important coridor de energie în domeniul gazelor naturale către Europa, ca partener de încredere în consolidarea solidarității energetice europene și creșterii securității energetice la nivel național, regional și european.

Cu aleasă considerație,

ION STERIAN – Administrator – Director general interimar

PETRU ION VĂDUVA – Administrator

BOGDAN GEORGE ILIESCU – Administrator

RADU CERNOV – Administrator

ANDREI RIZOIU – Administrator

1. DATE GENERALE DESPRE EMITENT

1.1 Date de identificare raport și emitent

Raportul semestrial conform prevederilor art. 227 din Legea nr. 297/28 iunie 2004, privind piața de capital, cu modificările și completările ulterioare

Pentru semestrul încheiat la: 30 iunie 2017

Data raportului: 7 august 2017

Denumirea societății comerciale: Societatea Națională de Transport Gaze Naturale "TRANSGAZ" SA

Număr de telefon/fax: 0269-803333/0269-839029

Cod de înregistrare fiscală: RO13068733

Număr de ordine în Registrul Comerțului: J32/301/2000

Capital social subscris și vărsat: 117.738.440 lei

Piața reglementată pe care se tranzacționează valorile mobiliare emise: Bursa de Valori București

Principalele caracteristici ale valorilor mobiliare emise de Transgaz: 11.773.844 acțiuni ordinare, nominative, indivizibile, liber tranzacționabile de la 24 ianuarie 2008, cu o valoare nominală de 10 lei/acțiune.

Indicatorii economico-financiarți prezentați în acest raport sunt calculați în baza situațiilor financiare întocmite în conformitate cu Standardele Internaționale de Raportare Financiară adoptate de Uniunea Europeană (IFRS-UE), conform Ordinului MFP nr. 881/25 iunie 2012 și reglementările contabile aprobate prin Ordinul MFP nr. 1286/1 octombrie 2012-actualizat.

1.2 Activități principale

Transgaz este o societate comercială pe acțiuni și își desfășoară activitatea în conformitate cu legile române și Actul Constitutiv actualizat. Este societate listată la Bursa de Valori București, simbol bursier -TGN.

Misiunea

SNTGN TRANSGAZ SA Mediaș este operatorul tehnic al Sistemului Național de Transport (SNT) al gazelor naturale și asigură îndeplinirea în condiții de eficiență, transparență, siguranță, acces nediscriminatoriu și competitivitate a strategiei naționale stabilite pentru transportul intern și internațional al gazelor naturale, dispecerizarea gazelor naturale, cercetarea și proiectarea în domeniul transportului de gaze naturale, cu respectarea legislației și a standardelor naționale și europene de calitate, performanță, mediu și dezvoltare durabilă.

1.3 Organizare

Transgaz s-a înființat în anul 2000, în baza H.G. nr. 334/28 aprilie 2000, *privind reorganizarea Societății Naționale de Gaze Naturale "Romgaz"-S.A., publicată în Monitorul Oficial al României, Partea I, nr. 194/04.05.2000.*

Prin H.G. nr. 334/2000, SNGN "Romgaz" SA a fost restructurată și reorganizată, prin divizare, SNGN "Romgaz" S.A. fiind desființată, iar principalele activități din sectorul gazelor naturale au fost separate și organizate în activități distincte.

În urma reorganizării sus menționate, Transgaz a devenit operatorul tehnic al SNT, calitate în care răspunde de funcționarea acestuia în condiții de calitate, siguranță, eficiență economică și protecție a mediului.

Prin Ordinul ANRE nr. 3/22 ianuarie 2014 privind aprobarea certificării Societății Naționale de Transport Gaze Naturale "Transgaz" - S.A. Mediaș ca operator de transport și de sistem al Sistemului Național de Transport al gazelor naturale, s-a stabilit ca Societatea Națională de Transport Gaze Naturale "Transgaz" - S.A. Mediaș să fie organizată și să funcționeze după modelul "operator de sistem independent".

De asemenea, în calitate de operator al SNT, Transgaz are obligația, în conformitate cu prevederile legale privind măsuri pentru asigurarea siguranței în aprovizionarea cu gaze naturale și ale reglementărilor Uniunii Europene, să realizeze interconectările cu sistemele similare de transport gaze naturale din țările vecine, în vederea creării condițiilor tehnice și tehnologice pentru asigurarea siguranței în aprovizionarea cu gaze naturale.

SNTGN "TRANSGAZ" SA (Transgaz) își desfășoară activitatea în următoarele locații:

- Sediul Transgaz: Municipiul Mediaș, str. Piața C.I. Motaș nr. 1, jud. Sibiu, cod 551130;
- Departamentul Exploatare și Mentenanță: Municipiul Mediaș, str. George Enescu nr.11, jud. Sibiu, cod 551018;
- Departamentul Proiectare și Cercetare: Municipiul Mediaș, str. Unirii nr.6, jud. Sibiu, cod 550173;
- Direcția Operare Piață Gaze București: Municipiul București, Calea Dorobanți nr.30, sector 1, cod 010573;
- Reprezentanța Transgaz – România: Municipiul București, Bld.Primăverii, nr.55;
- Reprezentanță Transgaz Bruxelles – Belgia: Bruxelles, str. Luxembourg nr. 23;
- Reprezentanță Transgaz Chișinău – Republica Moldova;
- Departamentul Accesare Fonduri Europene și Relații Internaționale: Municipiul București, Calea Victoriei, nr.155, sector 1, cod 010073;
- Ateliere Proiectare Cercetare Brașov, str. Nicolae Titulescu Nr. 2.

Transgaz are în componență **9 exploatari teritoriale** și **o sucursală**:

- **Exploatarea teritorială Arad**, str. Poetului nr.56, localitatea Arad, jud. Arad, cod 310369;
- **Exploatarea teritorială Bacău**, str. George Bacovia nr.63, localitatea Bacău, jud. Bacău cod 600238;
- **Exploatarea teritorială Brăila**, str. Ion Ghica nr.5, localitatea Brăila, jud. Brăila, cod 810089;
- **Exploatarea teritorială Brașov**, str. Grigore Ureche nr.12A, localitatea Brașov, jud. Brașov, cod 500449;
- **Exploatarea teritorială București**, str. Lacul Ursului nr.24, sector 6, București, cod 060594;
- **Exploatarea teritorială Cluj**, str. Crișului nr.12, localitatea Cluj-Napoca, jud. Cluj, cod 400597;
- **Exploatarea teritorială Craiova**, str. Arhitect Ioan Mincu nr.33, localitatea Craiova, jud. Dolj, cod 200011;
- **Exploatarea teritorială Mediaș**, str. George Cosbuc nr. 29, localitatea Mediaș, jud. Sibiu, cod 551027;
- **Exploatarea teritorială Constanța**, str. Albastră nr.1, localitatea Constanța, jud. Constanța, cod 900117;
- **Sucursala Mediaș**, Șoseaua Sibiului nr. 59, localitatea Mediaș, jud. Sibiu.

1.4 Acționariat

Urmare a OUG nr. 1/04.01.2017 pentru stabilirea unor măsuri în domeniul administrației publice centrale și pentru modificarea și completarea unor acte normative, a fost înființat Ministerul Economiei, prin reorganizarea Ministerului Economiei, Comerțului și Relațiilor cu Mediul de Afaceri. Astfel, la data de 02.03.2017 a fost înregistrată la Depozitarul Central S.A. modificarea datelor de identificare ale titularului de cont Statul Român prin Ministerul Economiei, Comerțului și Relațiilor cu Mediul de Afaceri în Statul Român prin Ministerul Economiei.

Structura acționariatului Transgaz la data de 27.06.2017 se prezintă astfel:

Denumire acționar	Număr acțiuni	Procent %
Statul Român reprezentat de Ministerul Economiei	6.888.840	58,5097
Free float - Alți acționari, din care:	4.885.004	41,4903
- persoane fizice	1.012.243	8,5974
- persoane juridice	3.872.761	32,8929
Total	11.773.844	100,00

Tabel 1– Structura Acționariatului Transgaz la 27.06.2017

Capitalul social al Transgaz la data de 30 iunie 2017 este de 117.738.440 lei și este împărțit în 11.773.844 acțiuni nominative, fiecare acțiune având valoarea nominală de 10 lei.

Transgaz nu a efectuat tranzacții având ca obiect acțiunile proprii și ca urmare compania nu deține acțiuni proprii.

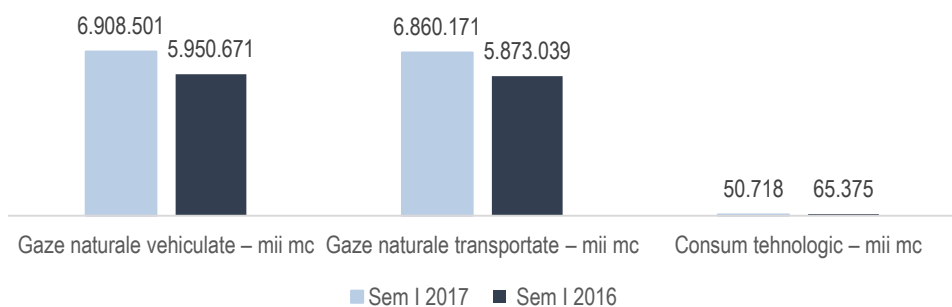
2. SUMAR EXECUTIV

2.1 Indicatori ai activității operaționale

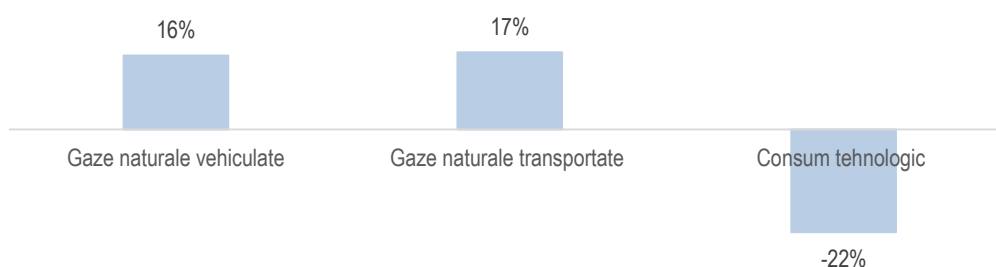
Evoluția cantităților de gaze naturale vehiculate și transportate prin sistemul național de transport gaze naturale (SNT) precum și a consumului tehnologic, în semestrul I 2017 comparativ cu semestrul I 2016, este următoarea:

Indicator	Sem I 2017	Sem I 2016	+/-	%
1	2	3	4=2-3	5=2/3-1
Gaze naturale vehiculate – mii mc	6.908.501	5.950.671	957.839	16%
Gaze naturale transportate – mii mc	6.860.171	5.873.039	987.132	17%
Consum tehnologic – mii mc	50.718	65.375	-14.657	-22%
Pondere consum tehnologic/gaze vehiculate	0,73%	1,10%		

Tabel 2 - Evoluția cantităților de gaze naturale vehiculate și transportate și a consumului tehnologic în semestrul I 2017 vs semestrul I 2016



Grafic 1 - Cantități de gaze naturale vehiculate și transportate și consum tehnologic sem I 2017 vs sem I 2017



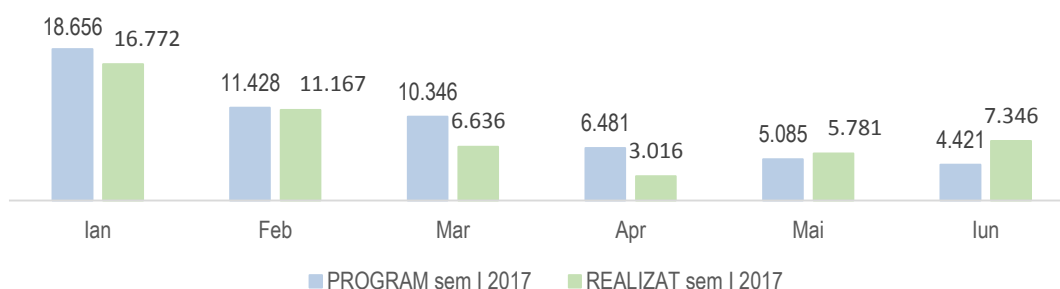
Grafic 2 - Evoluția a cantităților de gaze naturale vehiculate și transportate și a consumului tehnologic sem I 2017 vs sem I 2016



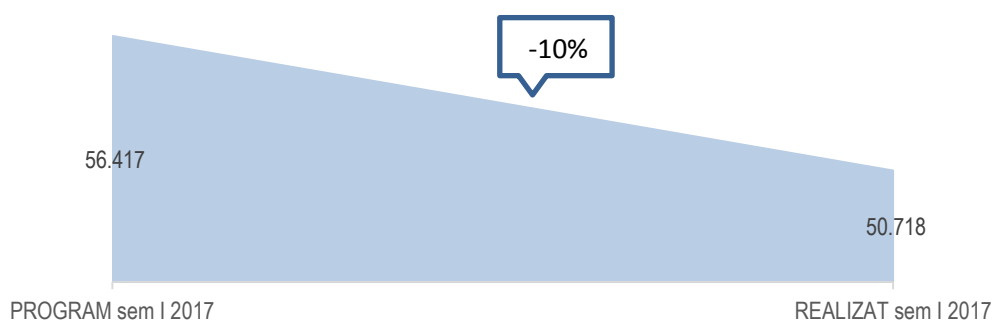
Grafic 3 - Ponderea consumului tehnologic în tota gaze vehiculate în sem I 2017 vs sem I 2016

Cantitățile de gaze naturale cu titlu de consum tehnologic transportate în sem I 2017 față de cele programate							mii mc
	Ian	Feb	Mar	Apr	Mai	Iun	TOTAL
PROGRAM	18.656	11.428	10.346	6.481	5.085	4.421	56.417
REALIZAT	16.772	11.167	6.636	3.016	5.781	7.346	50.718

Tabel 3 - Cantitățile de gaze naturale cu titlu de consum tehnologic realizate vs programate în sem I 2017



Grafic 4 - Evoluția consumului tehnologic realizat vs programat sem I 2017



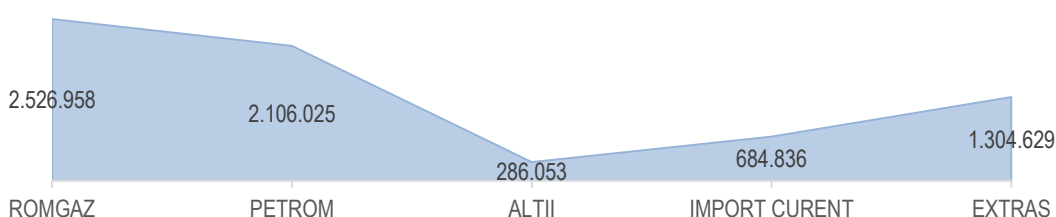
Grafic 5– Nivelul reducerii consumului tehnologic –realizat vs programat sem I 2017

În semestrul I 2017, evoluția consumului tehnologic pe SNT a înregistrat un trend descendent, acesta fiind cu 10% mai mic decât nivelul programat.

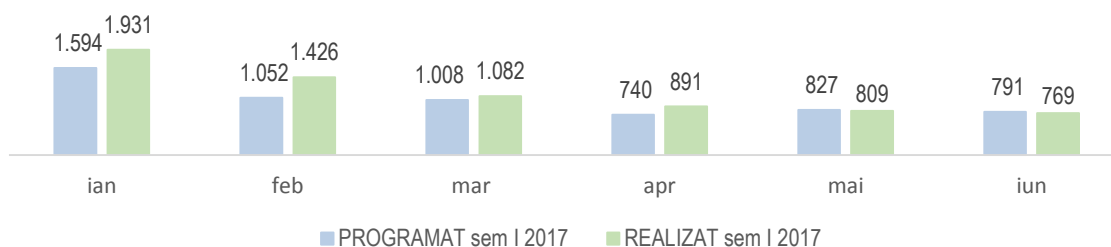
mii.mc

Cantitățile de gaze naturale vehiculate în sem I 2016 față de cele programate							
	Ian	Feb	Mar	Apr	Mai	Iun	TOTAL
ROMGAZ	487.465	426.176	401.363	443.122	385.886	382.946	2.526.958
PETROM	351.273	323.123	364.807	357.695	372.433	336.694	2.106.025
ALȚII	44.368	44.345	54.544	49.520	47.711	45.565	286.053
IMPORT CURENT	356.387	248.214	69.212	4.580	2.505	3.938	684.836
EXTRAS ÎNMAGAZINARE	691.869	384.459	192.471	35.830	0	0	1.304.629
REALIZAT	1.931.362	1.426.317	1.082.397	890.747	808.535	769.143	6.908.501
PROGRAMAT	1.593.955	1.052.399	1.007.812	740.334	827.419	790.538	6.012.457

Tabel 4 - Cantitățile de gaze naturale vehiculate prin SNT în sem I 2017 față de cele programate (mii mc)



Grafic 6 - Cantitățile de gaze naturale vehiculate în SNT în sem I 2017, pe surse de proveniență (mii mc)

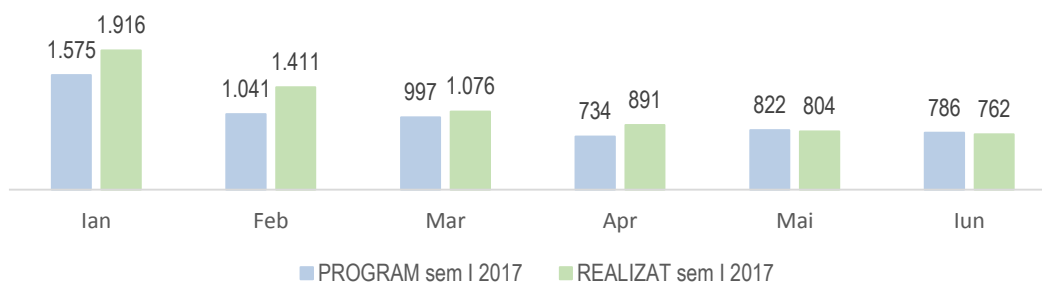


Grafic 7- Cantități de gaze naturale vehiculate în SNT în sem I 2017 – realizat vs programat (mil.mc)

mii mc

Cantitățile de gaze naturale transportate în sem I 2017 față de cele programate							
	Ian	Feb	Mar	Apr	Mai	Iun	TOTAL
PROGRAM	1.575.299	1.040.971	997.466	733.853	822.334	786.117	5.956.040
REALIZAT	1.915.795	1.410.720	1.075.797	891.435	804.073	762.351	6.860.171

Tabel 5 - Cantitățile de gaze naturale transportate la consumatori direcți și distribuții în SNT în sem I 2017 realizat (include și cantitatea aferentă injectiei) vs program (mii mc)



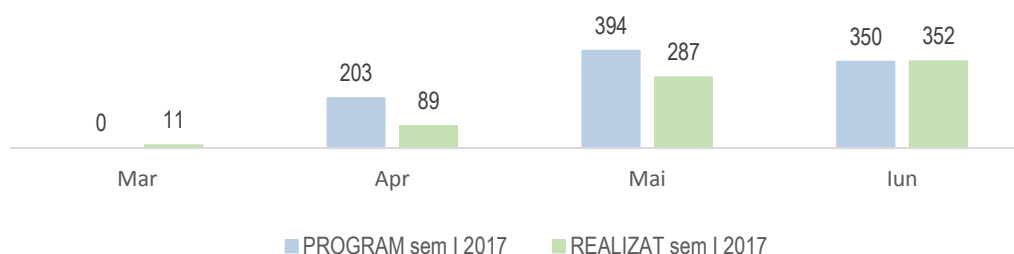
Grafic 8 - Cantitățile de gaze naturale transportate la consumatori direcți și distribuții în SNT realizat vs program sem I 2017 (mil.mc)

După cum se poate observa în semestrul I 2017, cantitatea de gaze naturale transportată a fost de 6,86 miliarde mc cu 0,91 miliarde mc mai mare față de cantitatea programată.

mii mc

Cantitățile de gaze naturale destinate înmagazinării în sem I 2017 față de cele programate						
	Ian-Feb	Mar	Apr	Mai	Iun	TOTAL
PROGRAM	0	0	203.078	394.090	349.900	947.068
REALIZAT	0	11.220	89.102	286.701	351.803	738.826

Tabel 6- Cantitățile de gaze naturale destinate înmagazinării în sem I 2017 realizari vs program (mii mc)



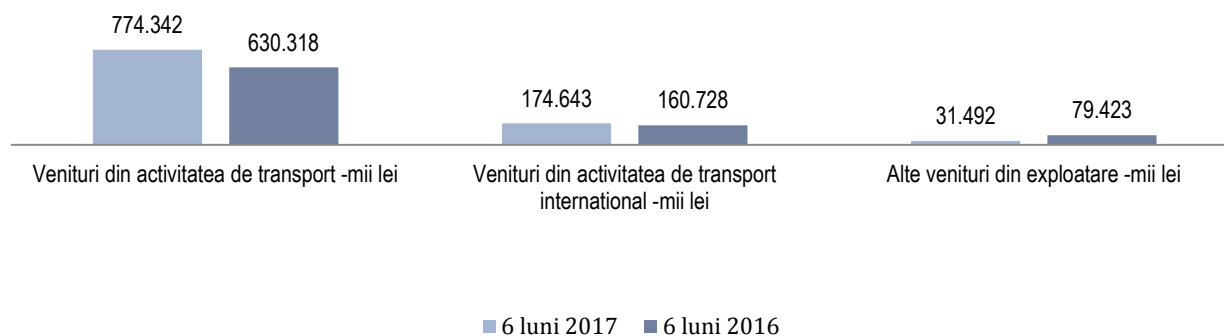
Grafic 9- Cantitățile de gaze naturale destinate înmagazinării în sem I 2017 realizari vs program (mil mc)

Cantitățile de gaze naturale înmagazinate în semestrul I 2017 sunt cu 0,6% mai mari față de nivelul programat.

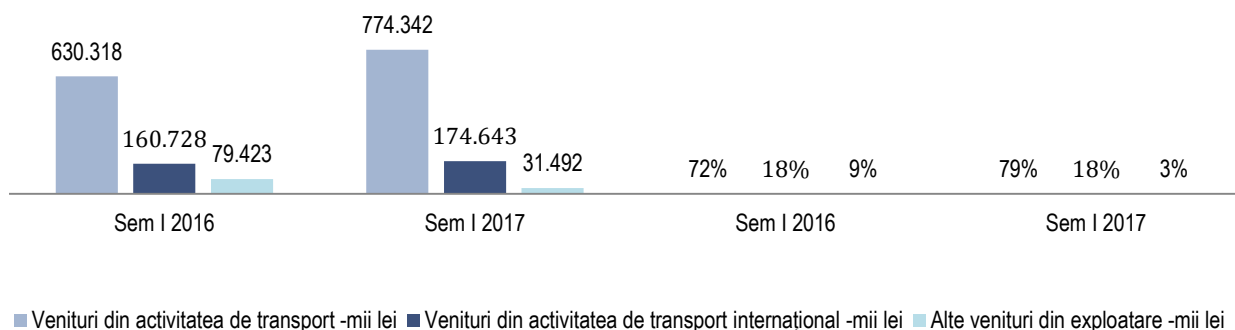
Evoluția comparativă a veniturilor din exploatare, înainte de echilibrare și de activitatea de construcții conform cu IFRIC12, obținute de societate în semestrul I 2017 vs semestrul I 2016 sunt redată în tabelul de mai jos:

Specificații	Sem. I 2017	Sem. I 2016	Dinamica %
Venituri din activitatea de transport			
- mii lei	774.342	630.318	122,85
- MWh	73.670.134	62.987.973	116,96
- lei/MWh	10,51	10,01	105,04
- mii mc	6.857.186	5.873.039	116,76
- lei/1000 mc	112,92	107,32	105,22
Venituri din activitatea de transport internațional			
- mii lei	174.674	160.728	108,66
Alte venituri din exploatare			
- mii lei	31.492	79.423	39,65
TOTAL VENITURI DIN EXPLOATARE înainte de echilibrare și de activitatea de construcții conform cu IFRIC12	980.477	870.468	112,64

Tabel 7 – Evoluția comparativă a veniturilor din exploatare în sem I 2017 vs sem I 2016



Grafic 100–Structura veniturilor din exploatare în sem I 2017 vs sem I 2016

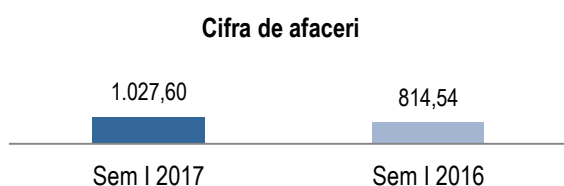


Grafic 11 – Ponderea activităților în totalul veniturilor din exploatare sem I 2017 vs sem I 2016

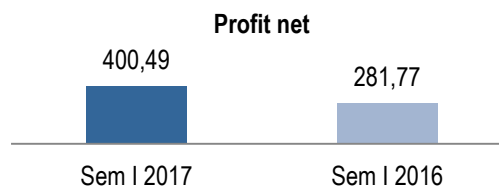
mil lei

Nr. crt.	Indicator	Realizat semestrul I		Dinamica (%)
		2017	2016	
0	1	2	3	4=2/3*100
1	Cifra de afaceri	1.027,60	814,54	126,16
2	Venit din exploatare înainte de echilibrare și de activitatea de construcții conform cu IFRIC12	980,48	870,47	112,64
3	Cheltuieli de exploatare înainte de echilibrare și de activitatea de construcții conform cu IFRIC12	519,98	546,43	95,16
4	Profit din exploatare înainte de echilibrare și de activitatea de construcții conform cu IFRIC12	460,50	324,04	142,11
5	Venituri din echilibrare	76,69	22,01	348,41
6	Cheltuieli de echilibrare	71,91	20,95	343,29
7	Venituri din activitatea de construcții conform cu IFRIC12	17,53	33,67	52,07
8	Costul activelor construite conform cu IFRIC12	17,53	33,67	52,07
9	Profit din exploatare	465,28	325,11	143,12
10	Profit financiar	13,10	11,70	111,90
11	Impozit pe profit	77,88	55,04	141,50
12	Profit net	400,49	281,77	142,14

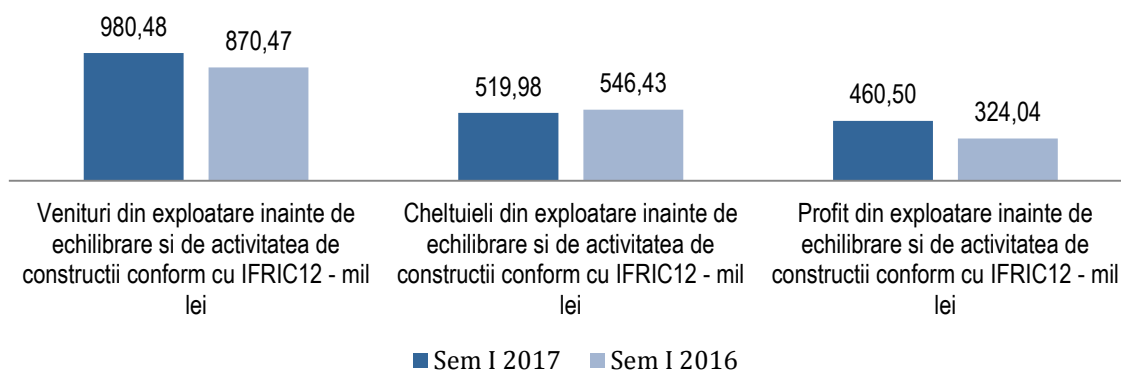
Tabel 7 – Evoluția indicatorilor de performanță operațională în sem I 2017 vs sem I 2016



Grafic 12–Cifra de afaceri în sem I 2017 vs sem I 2016 –mil.lei



Grafic 13–Profitul net în sem I 2017 vs sem I 2016 –mil.lei



Grafic 14 - Evoluția veniturilor, cheltuielilor și profitului din exploatare în sem I 2017 vs sem I 2016

2.2 Indicatori ai rezultatelor financiare

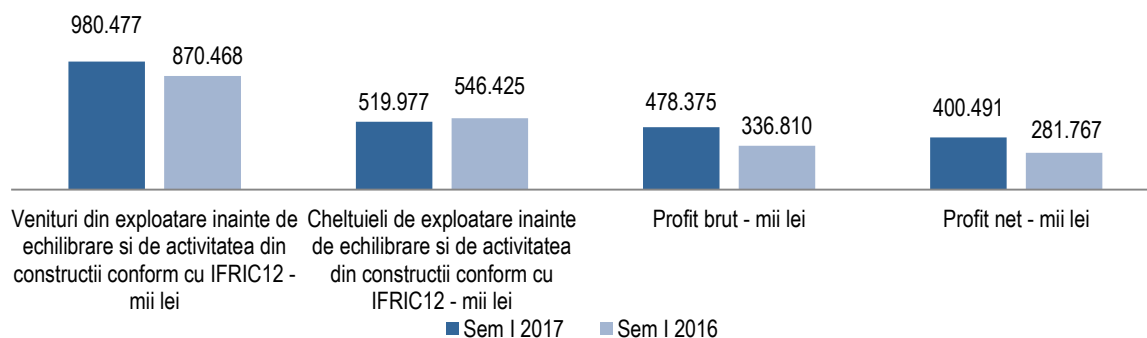
Activitatea economico-financiară a SNTGN Transgaz SA la 30 iunie 2017 s-a desfășurat în baza indicatorilor cuprinși în bugetul de venituri și cheltuieli aprobat prin Hotărârea AGOA nr. 1/27.04.2017.

Principalii indicatori economico-financiar realizati în semestrul I 2017 comparativ cu semestrul I 2016 se prezintă astfel:

Nr. crt.	Indicator	UM	Sem. I 2017	Sem. I 2016
1.	Cifra de afaceri	mii lei	1.027.603	814.535
2.	Venituri din activitatea de exploatare înainte de echilibrare și de activitatea de construcții conform cu IFRIC12	mii lei	980.477	870.468
3.	Cheltuieli de exploatare înainte de echilibrare și de activitatea de construcții conform cu IFRIC12	mii lei	519.977	546.425
4.	Profit din exploatare înainte de echilibrare și de activitatea de construcții conform cu IFRIC12	mii lei	460.501	324.043
5.	Venituri din echilibrare	mii lei	76.692	22.012
6.	Cheltuieli de echilibrare	mii lei	71.913	20.948
7.	Venituri din activitatea de construcții conform cu IFRIC12	mii lei	17.532	33.671
8.	Costul activelor construite conform cu IFRIC12	mii lei	17.532	33.671
9.	Profit din exploatare	mii lei	465.280	325.107
10.	Venituri financiare	mii lei	21.767	14.625
11.	Cheltuieli financiare	mii lei	8.672	2.921
12.	Profit brut	mii lei	478.375	336.810
13.	Impozit pe profit	mii lei	77.885	55.044
14.	Profit net	mii lei	400.491	281.767
15.	Rezultatul global total aferent perioadei	mii lei	400.491	281.767
16.	Gaze transportate*	mii mc	6.857.186	5.873.039
17.	Cheltuieli de investiții	mii lei	28.331	45.318
18.	Cheltuieli de reabilitare	mii lei	4.517	7.522
19.	Consum tehnologic	mii lei	36.022	52.226
20.	Consum tehnologic	mii mc	50.719	65.375

*) cantitatea transportată pentru care se facturează servicii de transport

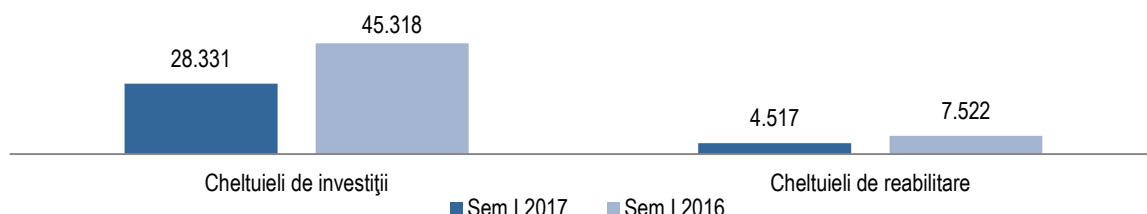
Tabel 8 –Evoluția principalilor indicatori economico-financiar în sem I 2017 vs sem I 2016



Grafic 11–Evoluția principalilor indicatori economico-financiar în sem I 2017 vs sem I 2016 – mii lei

Transgaz deține statutul de monopol în transportul gazelor naturale din România și vehiculează circa 90% din totalul gazelor naturale consumate. Din totalul veniturilor din exploatare realizate în sem I 2017, circa 13% sunt în valută, fiind realizate din activitatea de transport internațional al gazelor naturale.

La data de 30 iunie 2017, soldul disponibilităților în conturi bancare ale societății era de 1.538.004 lei, din care 46,31% reprezentau disponibilități denumite în valută, majoritatea în EURO.

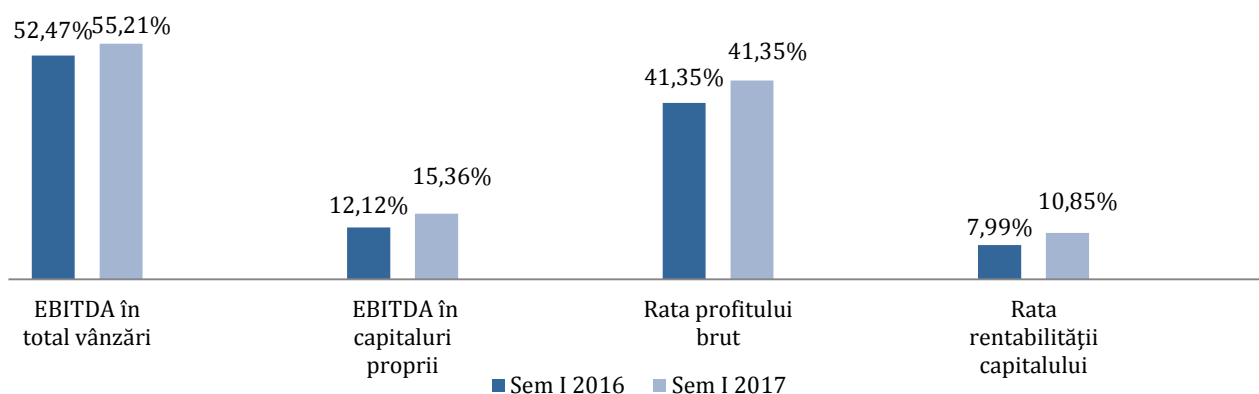


Grafic 16–Evoluția cheltuielilor de investiții și reabilitare în sem I 2017 vs sem I 2016 – mii lei

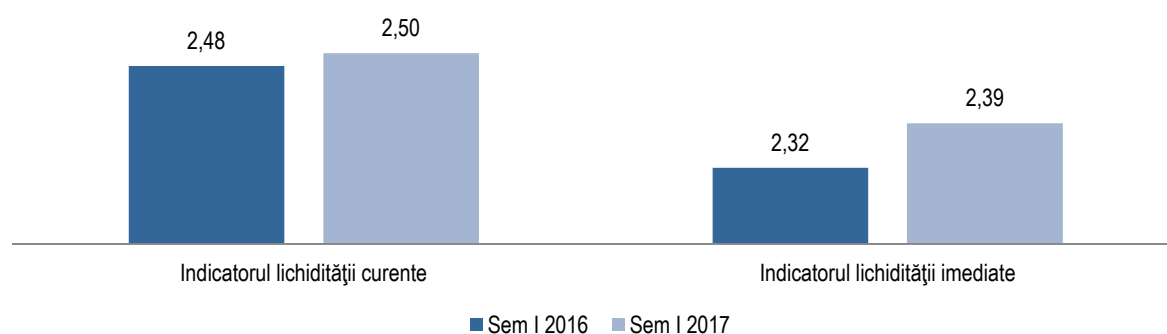
Performanțele Transgaz în semestrul I 2017 vs semestrul I 2016 se reflectă și în evoluția următorilor indicatori:

Indicatori	Formula de calcul	Sem. I 2017	Sem. I 2016
Indicatori de profitabilitate			
EBITDA în total vânzări	$\frac{\text{EBITDA}}{\text{Cifra de afaceri}}$	55,21%	52,47%
EBITDA în capitaluri proprii	$\frac{\text{EBITDA}}{\text{Capitaluri proprii}}$	15,36%	12,12%
Rata profitului brut	$\frac{\text{Profitul brut}}{\text{Cifra de afaceri}}$	46,55%	41,35%
Rata rentabilității capitalului	$\frac{\text{Profit net}}{\text{Capitaluri proprii}}$	10,85%	7,99%
Indicatori de lichiditate			
Indicatorul lichidității curente	$\frac{\text{Active circulante}}{\text{Datorii pe termen scurt}}$	2,50	2,48
Indicatorul lichidității imediate	$\frac{\text{Active circulante} - \text{Stocuri}}{\text{Datorii pe termen scurt}}$	2,39	2,32
Indicatori de risc			
Indicatorul gradului de îndatorare	$\frac{\text{Capital împrumutat}}{\text{Capitaluri proprii}}$	0,00%	0,00%
Rata de acoperire a dobânzii	$\frac{\text{EBIT}}{\text{Cheltuieli cu dobânda}}$	0	0
Indicatori de gestiune			
Viteza de rotație a debitorilor - clienți	$\frac{\text{Sold mediu clienți} \times 181 \text{ zile}}{\text{Cifra de afaceri}}$	116,18	98,75
Viteza de rotație a creditorilor - furnizori	$\frac{\text{Sold mediu furnizori} \times 181 \text{ zile}}{\text{Cifra de afaceri}}$	11,99	20,76

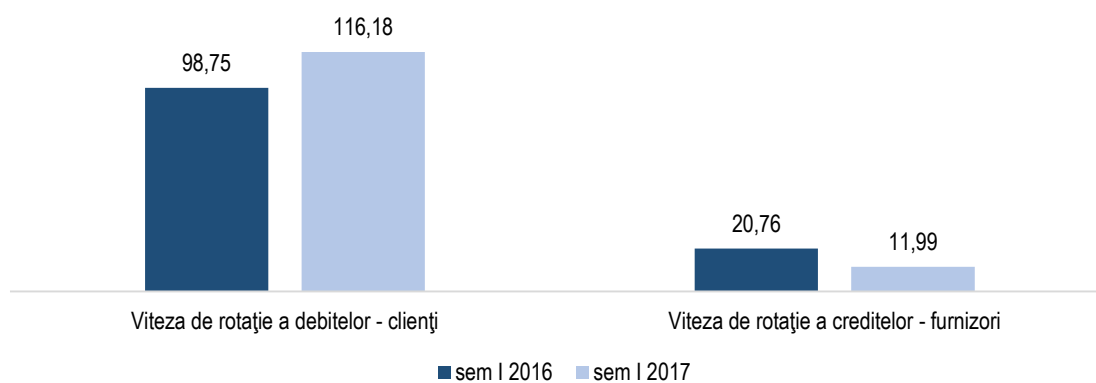
Tabel 9 - Evoluția indicatorilor de profitabilitate, lichiditate, risc și gestiune în sem I 2017 vs sem I 2016



Grafic 12–Evoluția indicatorilor de profitabilitate în sem I 2017 vs sem I 2016



Grafic 13–Evoluția indicatorilor de lichiditate în sem I 2017 vs sem I 2016



Grafic 14–Evoluția indicatorilor de gestiune în sem I 2017 vs sem I 2016

2.3 Indicatori ai activității investiționale

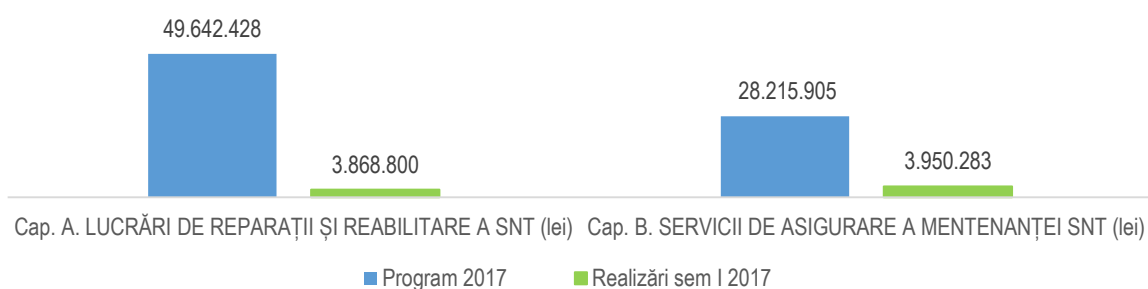
Activitatea investițională din semestrul I 2017 a fost direcționată în principal spre modernizarea și dezvoltarea SNT în vederea îmbunătățirii eficienței, creșterii capacității acestuia și a dezvoltării de noi zone de consum.

Realizarea programului de reparații, reabilitare și asigurare a mentenanței SNT în semestrul I 2017 comparativ cu nivelul programat se prezintă astfel:

Nr. crt.	Denumire capitol	Program 2017	Realizări sem I 2017	%
0	1	2	3	4=3/2*100
Cap. A. LUCRĂRI DE REPARAȚII ȘI REABILITARE A SNT (lei)				
1	Reparații programate conducte magistrale	46.478.345	3.698.780	7,9
2	Reabilitare Stații Reglare Măsurare (S.R.M.)			
3	Reabilitare Noduri Tehnologice			
4	Reabilitare Stații Comprimare			
5	Reparații construcții speciale aferente SRM-urilor și SCV-urilor			
6	Reabilitare Sisteme de protecție catodică (SPC)			
7	Reparații la instalații și echipamente TC			
8	Reparații clădiri	3.164.083	170.020	5,3
TOTAL LUCRĂRI		49.642.428	3.868.800*	7,8
Cap. B. SERVICII DE ASIGURARE A MENTENANȚEI SNT (lei)				
TOTAL SERVICII		28.215.905	3.950.283	14,0
TOTAL LUCRĂRI + SERVICII (terți) PRRASM		77.858.333	7.819.083	10,04

- Diferența de 648 mii lei dintre cheltuielile cu lucrările de reabilitare din contabilitate de 4.517 mii lei și cheltuielile cu lucrările de reabilitare din PRRASM de 3.869 mii lei apare din cauza unor facturi înregistrate în contabilitate în 2017 pentru lucrări din PRRASM 2016

Tabel 10 - Realizarea Programului reparații, reabilitare și asigurarea mentenanței SNT în sem I 2017



Grafic 15 - Nivelul de realizare al Programului reparații, reabilitare și asigurarea mentenanței SNT în sem I 2017 pe capitole Program



Grafic 16- Gradul de realizare al Programului reparații, reabilitare și asigurarea mentenanței SNT în sem I 2017 pe capitole Program

Programul de Reparații, Reabilitare și Asigurare a Serviciilor de Mentenanță pe anul 2017 cu o valoare alocată **77.858.333 lei**, la sfârșitul semestrului I 2017 înregistrându-se realizări în valoare de **7.819.083 lei**, are o îndeplinire a programului în proporție de 10,04%.

Valorile mici ale capitolului A. **“Lucrări de reparații si reabilitari”** sunt datorate următoarelor cauze:

- în perioada sezonului rece (noiembrie-martie) nu se programează și nu se execută lucrări de întrețineri curente sau lucrări de racordări care impun întreruperea alimentării cu gaze naturale pentru o perioadă continuă ce depășește 12 ore, condiție prevăzută și de Legea nr. 346/2007 art.12 (2); astfel toate lucrările care impuneau oprirea conductelor au fost sistate, pentru a oferi capacitate de transport și siguranță în exploatarea SNT;
- dificultăți întâmpinate la elaborarea documentațiilor de promovare a procedurilor de achiziție;
- dificultăți în obținerea autorizațiilor și avizelor de construire de la instituții și autorități;
- rezilierea unor contracte din cauze imputabile constructorilor.

Serviciile de asigurare a mentenanței SNT

Pentru capitolul B **“Servicii de asigurarea mentenanței”** valorile realizărilor primului semestru 2017 provin din zona serviciilor de mentenanță cu caracter corectiv (reparații) și din asigurarea unor materiale și echipamente pentru lucrări contractate. Acestea sunt servicii cu predictibilitate redusă, bugetul pentru acestea fiind unul asigurator pentru cazuri de necesitate.

Programul de investiții

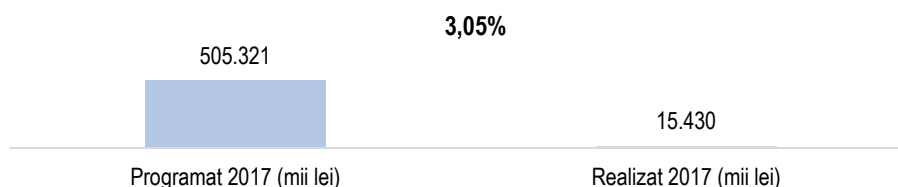
Valoarea fondurilor de investiții pentru anul 2017, aprobată în bugetul de venituri și cheltuieli pe 2017, este de **505.320.705 lei**. Valoarea realizărilor la sfârșitul semestrului I 2017 este de **15.430.235 lei**, care include și suma de 1.056.662 lei, ce reprezintă lucrările de racordare la SNT a noi consumatori, realizate în baza regulamentului de acces la SNT aprobat prin HG nr.1043/2004, din care 1.002.672 lei din fonduri alocate prin programul de modernizare și dezvoltare și 53.990 lei reprezentând tariful de racordare la SNT.

Modul de realizare a programului de modernizare și dezvoltare investiții, pe semestrul I 2017, este redat în tabelul de mai jos:

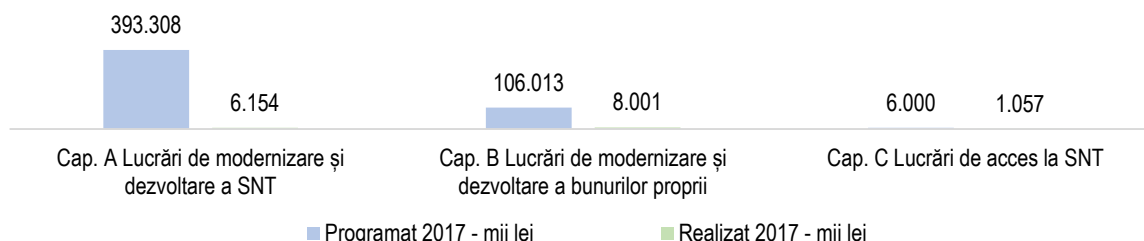
Capitol	Categoriea de lucrări	Program 2017	Realizat la sem I 2017	%
		Valoric (mii lei)	Valoric (mii lei)	
Cap. A	Lucrări de modernizare și dezvoltare a SNT	393.308	6.154	1,56
1.	Modernizarea și re tehnologizarea Sistemului Național de Transport Gaze Naturale	17.647	-1.413	-8,01
1.1.	Modernizare instalații tehnologice aferente Sistemului Național de Transport Gaze (SRM, SCV, PM, NT)	15.542	-1.503	-9,67
1.2.	Sistem Comandă Achiziții Date	2.105	90	4,28
2.	Dezvoltarea Sistemului Național de Transport Gaze și instalații aferente	375.661	7.567	2,01
2.1.	Conducte de transport gaze naturale	92.830	617	0,66
2.2.	Creșterea capacității de transport	194.594	3.442	1,77
2.3.	Lucrări de construcții și instalații de suprafață pentru SRM-uri	44.889	661	1,47
2.4.	Stații de protecție catodică	196	124	63,27
2.5.	Instalații aferente tehnologiei informației și telecomunicații	29.874	2.512	8,41
2.6.	Lucrări de construcții și instalații de suprafață pentru instalații de odorizare	4.460	38	0,85
2.7.	Lucrări la conductele de transport gaze naturale aflate în exploatare situate în zone de risc incident	7.818	172	2,20
2.8.	Instalații și rețele electrice	1.000	1	0,10
Cap. B	Lucrări de modernizare și dezvoltare a bunurilor proprii	106.013	8.001	7,55
1.	Alte lucrări	42.558	107	0,25
2.	Lista utilajelor, echipamentelor și dotărilor	62.955	7.871	12,50
3.	Achiziții terenuri	500	23	4,60
Cap. C	Lucrări de acces la SNT	6.000	1.057	17,62
	Lucrări din anii precedenți sau transferați din PRRASM	0	218	
TOTAL PMDI		505.321	15.430	3,05
Cheltuieli pentru studii și proiecte		26.706	7.684	28,77
Alte cheltuieli de investiții		172.337	5.217	3,03
TOTAL INVESTIȚII		704.364	28.331	4,02

Tabel 11- Realizarea Programului de investiții în sem I 2017

Față de valoarea totală a programului de modernizare și dezvoltare investiții de 505.321 mii lei, valoarea totală a realizărilor este de 15.430 mii lei, ceea ce reprezintă un grad de realizare de **3,05%**.



Grafic 17– Program PMDI 2017 vs Realizări PMDI în sem I 2017



Grafic 18– Realizări sem I 2017 vs total program 2017 ale PMDI pe capitol

Cauzele îndeplinirii programului investițional în proporție de doar 3,05% constau în principal, în probleme de natură juridică privind accesul în teren, autorizații neobținute în timp util, schimbarea de către ANRM MAP a procedurilor de validare a licitațiilor, ș.a.

În detaliu, cauzele îndeplinirii programului de modernizare și dezvoltare investiții pe semestrul I 2017, în proporție de doar 3,05%, sunt prezentate în Cap.3.2.2.

SCADA

O direcție importantă în ceea ce privește îmbunătățirea calității execuției și eficienței activității operaționale a SNTGN Transgaz SA Mediaș a fost implementarea Sistemului de comandă și achiziție date (SCADA), care constituie și o obligație legală, prevăzută inițial în Art. 25 din Legea Gazelor nr. 351/2004 și reiterată în Art. 130, pct. c. din Legea energiei electrice și gazelor naturale nr. 123/2012. Procesul de implementare s-a finalizat în anul 2015, dar în calitate de operator tehnic al SNT, societății îi revine obligația de a crește siguranța derulării livrărilor de gaze naturale.

În acest sens, Direcția Automatizări și SCADA a desfășurat o serie de activități în vederea menținerii, dezvoltării și modernizării Sistemului Național de Transport Gaze Naturale conform conceptului de rețea inteligentă (SCADA), pentru asigurarea compatibilității operării acestuia cu sistemele de transport similare europene în vederea integrării în piața unică europeană:

➤ Mentenanță sisteme industriale

- efectuarea activităților de diagnosticare la locațiile: NT Onești, NT Stâlp 89, NT Podișor, NT Dealul Frumos, NT Urziceni, NT Șendreni, SCG Siliștea și NT Sâmbotin, NT Horia, NT Paltin, NT Sârmașu, NT Ceanu Mare, NT Medieșu Aurit, NT Ungheni, SMG Horia–70 de sisteme de măsurare, în paralel cu programul de mentenanță, în baza solicitărilor interne Transgaz;
- prestarea activităților de intervenție/remediere defecte (conform înregistrărilor aplicației de urmărire incidente SCADA HelpDesk Transgaz–133 incidente), în scopul menținerii bunei funcționalități a sistemului SCADA;
- prestarea activităților de:
 - înlocuire a filtrelor grilelor de ventilație din tablourile de automatizare SCADA, SRM mici, Etapa II de implementare (în proporție de 52%);
 - înlocuire a acumulatorilor din tablourile de automatizare SCADA, SRM mici, Etapa II de implementare (în proporție de 46%);

- montare a unor contacte reed cu magnet pe tablourile de acumulatori din componența sistemelor SCADA alimentate cu energie fotovoltaică (în proporție de 10%).
- realizarea lucrărilor de mentenanță cu personal propriu la acționările electrice din:
 - NT Ceanu Mare (grad de îndeplinire 100%);
 - NT Moșu (grad de îndeplinire 100%).
- verificarea acționării electrice dezafectate NT Medieșu Aurit;
- verificarea/remedierea transmisiei de date de la analizorul de punct de rouă- intervenție SMG Horia;
- verificare/remediere calculator supervizare automatizare-intervenție CCCP Brazi;

➤ **Integrări/execuție locații noi/relocări/recepții lucrări**

- integrarea de noi amplasamente în sistemul SCADA:
 - SRM Cogenerare Oradea;
 - SMG Giurgiu.
- integrarea de echipamente suplimentare pe locații SCADA existente:
 - Convertoare de volum QED PTZ4 (SRM Vădeni, SRM Chimcomplex Borzești, SRM Craiova Sud, SRM Rovinari, SRM Târgu Ocna, SRM Cogelac, SRM Balș, SRM Bobocu, SRM Govora, SRM Câmpulung Oraș, SRM Bacău I, SRM Onești, SRM Mangalia, SRM-uri aferente Sector Arad;
 - Traductori de presiune (SRM UM Bobocu, SRM Izovolta, SRM Dalkia Termo Brazi (Veolia), SRM Zagna Vădeni);
 - Calculatoare de debit EMERSON FLOBOSS (SRM Egger Rădăuți, SRM Cogenerare Oradea, SRM Botoșani);
 - Gazcromatografe ABB NGC8206 (SRM Cogenerare Oradea, SRM Chimcomplex, SRM Răzvad);
 - Gazcromatograf RMG la SRM CECC Brazi;
 - PLC automatizări locale (SMG Giurgiu, SRM Oradea I).
- relocarea echipamentelor SCADA pe amplasamentele:
 - SRM Romos Orăștie;
 - SRM Oradea I;
 - SRM Cărmidă Biharia;
 - SRM Michelin Zalău;
 - SRM Mănești + Cocorăști.
- ducerea la îndeplinire a Acordului de Interconectare pentru PI Csanadpalota/2.12.2015/Anexa 7 (TOC) prin identificarea de variante tehnice de transmitere a parametrilor tehnologici între SMG Csanadpalota și SMG Horia;
- participarea în cadrul echipelor de urmărire lucrări execuție:
 - „Modernizare NT Ceanu Mare-Alimentare cu energie electrică a componentelor de acționare, automatizare și supraveghere obiectiv”;
 - „Modernizare Nod Tehnologic Moșu, instalații de automatizare, antiefracție și supraveghere video”;
 - Sistem de Transmitere Date și Integrare în SCADA pentru SMG Giurgiu;
 - Înlocuirea instalațiilor tehnologice la SRM Timișoara 1;
 - Modernizare SRM Bârcea (Montare SRM Cristur–Deva).
- colaborarea cu Departamentul Proiectare și Cercetare pentru elaborarea Dispoziției de Șantier nr. 1 pentru lucrarea P.T. 678/2015 „Nod Tehnologic Moșu-instalații de automatizare, antiefracție, supraveghere video și incendiu”;
- participarea în comisiile de recepție la terminarea lucrării pentru următoarele obiective:
 - NT Sâmbotin;
 - SRM Recaș;

- SRM Oradea I.
- participarea în comisii de recepție la punere în funcțiune:
 - NT Sărmășel;
 - NT Band;
 - SMG Negru Vodă Tranzit 1;
 - SMG Giurgiu;
 - SRM Oradea 1.

➤ **Participări comisii tehnice/licitații**

- participarea la acțiunile tehnice desfășurate de către Comitetul de Coordonare a activităților de încadrare în limitele aprobate a consumurilor tehnologice de gaze naturale înregistrate la nivelul Sistemului Național de Transport și prestarea următoarelor activități:
 - configurări calculatoare de debit ERZ2000 și RTU pentru preluarea automată a compoziției gazului (NT Paltin, NT Stâlp 89, NT Dealu Frumos, NT Urziceni, NT Onești, NT Coroi–12 calculatoare de debit, respectiv 6 RTU);
 - configurări calculatoare de debit ERZ2000, RTU și SCADA HIGH-LEIT pentru transmiterea automată a indecșilor și a parametrilor de stare de la nivelul sistemelor de măsurare RMG spre sistemul SCADA (aplicate tuturor Nodurilor Tehnologice integrate în sistemul SCADA–109 calculatoare de debit, respectiv 28 RTU);
 - configurări calculatoare de debit ERZ2000, RTU/PLC SCADA pentru sincronizarea zilnică a ceasului intern al calculatoarelor de debit ERZ2000 cu ceasul sistemului SCADA în vederea creșterii acurateței întocmirii bilanțurilor de gaze în SNT (aplicate la Nodurile Tehnologice integrate în sistemul SCADA–93 calculatoare de debit, respectiv 25 RTU);
 - elaborare IL 01 PP DH05 „Accesarea arhivelor din calculatoarele de debit tip ERZ2000”;
 - acordare sprijin tehnic și întocmit bilanțuri gaziere pentru noduri tehnologice, la solicitarea Serviciilor Transport Gaz din cadrul ET Arad, ET Mediaș și ET Bacău.
- participarea în comisiile de avizare a documentațiilor ofertelor lucrării: „BRUA–STC: întocmire PT pentru 3 stații de comprimare în coridor P.C.I.–Sectorul Românesc”;
- participarea în comisiile de elaborare a răspunsurilor la clarificările ofertanților la: „BRUA–STC: Întocmire PT pentru 3 stații de comprimare în coridor P.C.I.–Sectorul Românesc. Lot– Automatizare și securitate conductă”;
- participarea în comisiile de evaluare a licitațiilor pentru următoarele lucrări:
 - Serviciul de reparații, verificări și reparații la instalațiile electrice din SNTGN;
 - Serviciul de reparații, verificări și reparații la instalațiile electrice din SNTGN–reluare licitație;
 - Reparația conductei de transport gaze naturale ø6 Racord alimentare cu gaze a SRM Elsid Titu;
 - Acord de acces–Racord și SRMP Ghercești 2, jud. Dolj;
 - Sistemizarea alimentării cu gaze naturale a zonei de consum Ișalnița, Jud. Dolj;
 - Modernizare SRM Bârcea (Montare SRM Cristur–Deva);
 - Modernizarea NT Drăgășani: Alimentare cu energie electrică a componentelor de acționare, automatizare și supraveghere obiectiv;
 - Modernizare NT Moisica: Alimentare cu energie electrică a componentelor de acționare, automatizare și supraveghere obiectiv;
 - Modernizare NT Recaş: Alimentare cu energie electrică a componentelor de acționare, automatizare și supraveghere obiectiv;
 - Acord de acces–Modernizare/amplificare capacitate SRM Zagna Vădeni, jud. Brăila;

- Sistematizarea alimentării cu gaze naturale a zonei de consum Ișalnița, jud. Dolj;
- Acord acces–Racord și SRMP Pielești, jud Dolj;
- Acord de acces modernizare/mărire capacitate tehnologică SRM Boureni, jud. Iași;
- LOT 1 Elaborare proiect tehnic privind: Alimentare cu energie electrică–soluție panouri voltaice și instalații de utilizare energie electrică la SRM Cățelul;
- LOT 2 Elaborare proiect tehnic privind: Alimentare cu energie electrică–soluție panouri voltaice și instalații de utilizare energie electrică la SRM Mănăstirea Pasărea;
- LOT 3 Elaborare proiect tehnic privind: Alimentare cu energie electrică–soluție panouri voltaice și instalații de utilizare energie electrică la SRM Belciugatele;
- Modernizare si Adaptare la teren SRM Suceava;
- Lot 1 „Servicii de reparații la SRM-uri și Instalații de odorizare din cadrul SNTGN livrate sau cu componente de tip Armax Gaz”;
- Lot 2 „Servicii de revizii și reparații la SRM-uri și Instalații de odorizare din cadrul SNTGN livrate sau cu componente de tip Total Gaz Industrie”;
- Lot 1 „Servicii de reparații și intervenții la SRM-uri și Instalații de odorizare din cadrul SNTGN livrate sau cu componente de tip RMG Regel+Messtechnik Germania”;
- Lot 2 „Servicii de revizii, reparații și intervenții la SRM-uri și Instalații de odorizare din cadrul SNTGN livrate sau cu componente de tip Tartarini și Fiorentini”;
- Servicii de diagnosticare conducte godevilabile;
- Contract sectorial de produse având ca obiect : „Generator curent electric 5kW”;
- Adaptare la teren SRM Fălticeni;
- Acord de acces–Racord și S.R.M.P. Ghercești 2, jud. Dolj;
- Acord de acces–Modernizare/amplificare capacitate SRM Zagna Vădeni, jud. Brăila;
- Servicii de întreținere SPC;
- Servicii de verificare și reparare aparatură pentru detecție conducte subterane;
- Servicii de verificare și recalibrare aparate C.I.P.S.;
- Servicii de verificare depanare cabine automate de protecție catodică;
- Cabluri de distribuție a curentului electric;
- Servicii de revizii și reparații la SRM;
- Modernizare active de rețea exploatare teritoriale–Etapa II redundanță active de rețea.
- participarea în grupuri tehnice de lucru:
- UMP Marea Neagră pentru lucrările din cadrul terminalului Tuzla (Exxon - OMV) și a terminalului Vadu (Blacksea Oil and Gas);
- BRUA Automatizări și securizare conductă LOT 4 pentru elaborarea cerințelor privind documentațiile: „Cerințele minime pentru organizarea de șantier” și „Cerințe privind achiziția lucrărilor de execuție”;
- Privind elaborarea „Cerințe tehnice minime privind proiectarea și execuția instalațiilor tehnologice aferente stațiilor de reglare și măsurare gaze naturale cu capacitate mai mare de 4000 mc/h”;
- Privind implementarea unor programe de modernizare/reparare a SRM deservite de către Exploatare Teritoriale pentru creșterea siguranței în exploatare și redimensionarea corespunzătoare a necesarului de personal de operare a instalațiilor tehnologice.

➤ **Rapoarte de analiză tehnică (instrumentație SCADA etc.–enumerare solicitări interne/externe și mod de rezolvare/soluționare)**

- elaborare raport tehnic privind „Monitorizarea sistemelor de automatizare în vederea soluționării problemelor acțiunilor electrice defectuoase-SMG Giurgiu”;

- analiză tehnică privind „Monitorizarea sistemelor în vederea raportării problemelor sistemelor de acționare electrică și protecție catodică-conductă transport gaz Iași–Ungheni”.

➤ **Grad de realizare Direcția Automatizări și SCADA-PMDI/PASET/Program Aprovizionare/Program de mentenanță etc (descrierea fazei în care se află lucrările aprobate și bugetate-estimare procentuală a realizării)**

- Program Modernizare Dezvoltare Investiții:
 - în scopul menținerii funcționalității sistemului SCADA se află:
 - în fază de achiziție:
 - piese de schimb sistem SCADA Transgaz echipamente de telecomunicații.
 - în fază de analiză/elaborare documentație:
 - lucrări de remediere/completare echipamente SCADA deteriorate/sustrase;
 - relocare echipamente sistem SCADA;
 - suplimentare licențe SCADA.
 - în scopul identificării obiectivelor care necesită realizarea/retehnologizarea/modernizarea instalațiilor de alimentare electrică, distribuție, automatizare și monitorizare video au fost efectuate analize și acțiuni de documentare tehnică la obiective aparținând de Exploatarea Teritorială Craiova, Constanța, Arad și București.
- Program Aprovizionare:
 - în vederea susținerii programelor de mentenanță și garanție a sistemului SCADA au fost demarate/finalizate:
 - achiziționarea conform contract 600/22.12.2016, „Accesorii electronice, electromecanice și electrotehnice” - piese de schimb, echipamente, SDV;
 - înaintarea în vederea publicării caietului de sarcini „Acumulatori electrici – Sistem SCADA Transgaz”;
 - înaintarea în vederea publicării caietului de sarcini „Accesorii electronice, electromecanice și electrotehnice–Sistem SCADA Transgaz”–fază definitivare documentație achiziție;
 - întocmirea caietului de sarcini „Materiale, consumabile, echipamente, piese de schimb, scule, dispozitive și verificatoare necesare desfășurării activităților specifice de mentenanță, relocare, integrare de noi echipamente în scopul asigurării funcționării în parametrii proiectați al sistemului SCADA” – faza elaborare documente.
 - în vederea menținerii funcționalității sistemelor industriale de acționare/automatizare au fost demarate/finalizate:
 - întocmirea caietului de sarcini-„Achiziție instrumente de măsurare a mărimilor electronice, trusă de electronist, scule de mână”;
 - înaintarea în vederea publicării caietelor de sarcini-„Achiziție instalații de climatizare pentru controlul microclimatului din camerele de automatizare în Nod Tehnologic Ceanu Mare și Nod Tehnologic Sâmbotin”.

➤ **Alte activități desfășurate de Direcția Automatizări și SCADA**

- transmiterea Raportului privind durabilitatea investiției-2016, ca obligație contractuală, către Organismul Intermediar pentru Energie;
- desfășurarea activităților de instruire internă/școlarizare a personalului tehnic de la nivelul Exploatărilor Teritoriale;

- efectuarea analizelor cu privire la atragerea de noi fonduri europene.

În colaborare cu departamentele de specialitate de la nivelul SNTGN TRANSGAZ SA, au fost inițiate (în martie 2017) discuții cu Autoritatea de Management din cadrul Programului Operațional Infrastructura Mare (AM POIM), referitor la posibilitatea finanțării din fonduri europene nerambursabile a unor proiecte Transgaz cu specific direct sau adiacent zonei de activitate a Direcției Automatizări și SCADA.

Discuțiile tehnice și procedurale s-au purtat pe tematici privind posibilitatea realizării unor proiecte din fonduri POIM neutilizate în alte domenii de activitate în perioada 2014 - 2017.

Proiectele propuse de către TRANSGAZ care au fost analizate și au prezentat un potențial finanțabil din fonduri nerambursabile sunt:

- ✓ realizarea unui Sistem Național de Protecție Catodică;
- ✓ utilizarea microgeneratoarelor pentru transformarea energiei cinetice în energie electrică.

Ca aspect strategic de viitor, în colaborare cu Direcția Fonduri Europene, sunt monitorizate permanent oportunitățile atragerii de noi fonduri europene nerambursabile și pentru alte proiecte situate în zona de acțiune și interes tehnic a Direcției Automatizări și SCADA:

- ✓ realizarea politicilor/cerințelor privind elementele definitorii ale strategiei de securitate cibernetică pentru sistemele industriale la nivelul Transgaz;
- ✓ realizarea/extinderea procedurilor de intervenție tehnică prin aplicația software HelpDesk;
- ✓ inițierea elementelor de strategie privind modalitatea de realizare a mentenanței în instalațiile electrice și de acționare/automatizare industrială.

Situația cheltuielilor totale pentru investiții se prezintă astfel (mii lei):

	Program 2017	Realizat sem I 2017
Investiții, din care:	704.364	28.331
-Lucrări de acces la SNT	6.000	1.057
TOTAL CHELTUIELI PENTRU INVESTIȚII	704.364	28.331

Tabel 12-Situația cheltuielilor totale pentru investiții (mii lei)- sem I 2017

Investițiile realizate au fost finanțate din următoarele surse (mii lei):

	Program sem I 2017	Realizat sem I 2017
Profit net repartizat pentru finanțări proprii	106.879	190.628
Amortizare și depreciere	97.241	81.165
Cheltuieli nemonetare		5.242
Surplus an precedent	883.072	885.038
TOTAL SURSE DE FINANȚARE	1.087.191	1.162.074

Tabel 13 -Surse de finanțare a investițiilor (mii lei) 2017

Activitatea privind accesarea fondurilor europene

Activitatea de accesare a fondurilor comunitare s-a desfășurat preponderent pentru:

- identificarea posibilităților de finanțare a proiectelor TRANSGAZ, în baza programelor promovate direct de Comisia Europeană cât și prin programele de finanțare gestionate de Autoritățile de Management din România;
- susținerea proiectelor TRANSGAZ cu potențial finanțabil din fonduri nerambursabile la nivelul Autorităților de Management naționale cât și la nivelul Comisiei Europene și a structurilor sale care gestionează aceste fonduri;
- colaborarea interdepartamentală în vederea întocmirii documentației necesare întocmirii Cererilor de Finanțare și de transmitere a informațiilor în vederea cunoașterii mecanismelor de acordare a finanțărilor europene;
- pregătirea Cererilor de Finanțare și a documentațiilor aferente;
- pregătirea documentelor aferente Cererilor de plată intermediare/finale;
- urmărirea/monitorizarea implementării proiectelor care beneficiază de finanțare comunitară;
- colaborarea interinstituțională cu ministerele de linie (Ministerul Economiei, Ministerul Energiei, Ministerul Fondurilor Europene) și instituțiile finanțatoare.

Suplimentar, prin Direcția Fonduri Europene s-au analizat documentele aferente proiectului promovat de EUSTREAM pentru Acțiunea *"Feasibility Study for the Eastring project"*. Acțiunea a fost introdusă și coordonată de Eustream ca un singur promotor, 100% acționar al Eastring B.V., pe bază de acord reciproc și cu sprijinul deplin al celorlalți trei promotori de proiecte în cauză: FGSZ Zrt. (HU), SNTGN Transgaz SA (RO) și Bulgartransgaz AED (BG). Aplicația a fost analizată de structurile de evaluare ale Comisiei Europene și aprobată pentru finanțare nerambursabilă,

Dintre principalele activități desfășurate semestrul I 2017 (unele dintre acestea în colaborare cu alte compartimente ale companiei) pot fi amintite:

Pentru proiectele care au obținut finanțare nerambursabilă din fonduri europene, aflate în implementare s-au desfășurat următoarele activități generale/punctuale, după cum urmează:

- întocmirea de drafturi de aplicații, rapoarte de progres, rapoarte de durabilitate, adrese, care au fost transmise periodic (rezultate din obligațiile Contractelor de finanțare) Organismelor finanțatoare, rezultate din gestionarea proiectelor TRANSGAZ beneficiare de granturi Europene, în conformitate cu prevederile din Deciziile/Contractele de finanțare;
- întocmirea de informări cu privire la punctele de vedere privind elemente sensibile constatate și implicațiile unor eventuale modificări ale reperelor aferente Contractelor de execuție lucrări, în corelare cu prevederile Deciziilor/Contractelor de finanțare;
- asigurarea asistenței, colaborării, furnizării de informații suplimentare diverselor forme de evaluare/verificare la care au fost supuse proiectele cu finanțare europeană nerambursabilă;
- susținerea sesiunilor de auditare a activității Direcției Fonduri Europene, în ceea ce privește încadrarea în normativele de calitate și a prevederilor Procedurii de Proces;
- susținerea activității de gestionarea a fondurilor europene, în cadrul misiunii de audit intern care s-a desfășurat în perioada 24.04.2017- 3.06.2017, care a avut ca obiectiv general:
 - evaluarea implementării sistemului de control intern/managerial;
 - evaluarea accesării fondurilor europene;
 - monitorizarea și implementarea proiectelor cu finanțare europeană.

Scopul misiunii l-a reprezentat examinarea responsabilităților asumate de către Direcția fonduri Europene în perioada 01.01.2014-31.03.2017. Se parcurge etapa de conciliere a Raportului final de audit intern.

Proiectul "Interconectare România - Bulgaria"

- asigurarea monitorizării cheltuielilor eligibile aferente implementării proiectului Giurgiu–Ruse, rezultate din Contractele de execuție a lucrărilor atât pe partea terestră cât și pe segmentul de subtraversare a Dunării;
- întocmit Raportului Tehnic de Implementare Nr. 8, care a fost armonizat cu BULGARTRANSGAZ și transmis DG-ENER din cadrul Comisiei Europene, în termenul prevăzut de Decizia de Finanțare;
- efectuarea analizelor documentelor care s-au generat pe parcursul implementării proiectului și s-a întocmit Raportul Tehnic Final de Implementare și Declarația Financiară;
- întocmirea Caietului de sarcini, demararea/finalizarea procedurilor de achiziție a serviciilor de Audit financiar în vederea obținerii Certificatului de Audit, document necesar întocmirii documentației pentru Cererea finală de plată, conform prevederilor Deciziei de finanțare;
- întocmirea documentației care a fost supusă procesului de auditare;
- obținerea în urma auditului independent, a Raportului de audit și eliberarea Certificatului de audit Extern, document obligatoriu de depus la cererea de plată finală a soldului;
- obținerea aprobărilor documentelor de la Ministerul Economiei: *Certificarea de către Statul Membru a cheltuielilor solicitate de beneficiar* și *Validarea de către Statul Membru a Raportului tehnic financiar*;
- transmiterea tuturor documentelor aferente Cererii Finale de Plată către BULGARTRANSGAZ, în vederea armonizării datelor necesare depunerii în comun a acestora spre decontarea costurilor eligibile.

Proiectul "Întocmirea Proiectelor Tehnice la 3 Stații de Comprimare de pe traseul PCI 7.1.5"

- întocmirea împreună cu Structura de management a proiectului, a documentelor solicitate de INEA (*structura din cadrul C.E.-DG ENER, prin care se acorda finanțarea nerambursabilă*) în vederea rectificării coordonatelor Contractului de Finanțare aprobat;
- asigurarea unei legături permanente cu INEA pentru clarificarea și detalierea tuturor aspectelor necesare în vederea aprobării documentației de prelungire a Contractului de finanțare până la 30.06.2017;
- întocmirea întreagii documentații de achiziție a serviciului de audit financiar (*Caiet de sarcini, Referat de necesitate*);
- trimiterea documentației spre validare la Managerul de proiect și completarea datelor financiar-contabile, gestionate de structura UMP BRUA.

Proiectul BRUA "Conductă de gaz din Bulgaria în Austria via România și Ungaria"

- asigurarea monitorizării permanente a legislației, activității și deciziilor Comisiei Europene în legătură cu Proiectele de Interes Comun;
- asigurarea corespondenței cu instituțiile europene și românești abilitate în gestionarea Proiectelor de Interes Comun;
- acordarea asistenței permanente a structurilor din cadrul U.M.P. BRUA referitor la prevederile Contractului de Grant precum și la probabilitatea interferențelor din punct de vedere al eligibilității cu costurile generate de anumite activități aferente implementării proiectului;
- acordarea consultanței echipei UMP BRUA, în legătură cu aspectele din Contractul de finanțare în special pe spețele legate de eligibilitatea/neeligibilitatea costurilor (la solicitarea acestei structuri).

Proiectul "Modernizare Stația de Turbocompresoare Șinca și Instalațiile aferente"

- întocmirea Raportului de Durabilitate aferent primului an de funcționare după punerea în funcțiune a proiectului și transmiterea acestuia către Organismul Financiar ptr. Energie;

- comunicarea menținerii corecției financiare de 5% asupra valorii grantului acordat de către Ministerul Fondurilor Europene, printr-o Nota de Constatate, în urma auditării de către Curtea de Conturi a procedurilor de achiziție a lucrărilor de execuție ale proiectului;
- acordarea asistenței Departamentului Juridic în baza documentelor înaintate în prealabil, cu privire la demararea acțiunii de contestare în instanță a corecției financiare, în vederea stabilirii argumentelor necesare fundamentării ca nejustificată;
- evaluarea tuturor documentelor care au stat la baza Cererilor de plată, documentele aferente acestui proiect constituind baza misiunii de audit intern; acordarea de informații suplimentare/răspunsuri la chestionarele de audit, pentru clarificarea unor aspecte în vederea formării unei imagini reală asupra proiectului.

Proiectul SCADA

- întocmirea împreună cu Direcția Automatizări și SCADA a Raportului anual de durabilitate transmiterea acestuia către Organismul Intermediar pentru Energie până la data scadentă 15 ianuarie 2017, în conformitate cu prevederile Contractului de finanțare;
- analizarea/concluzionarea documentelor relevante demonstrării menținerii Indicatorilor de Rezultat după primul an de exploatare a proiectului.

Pentru obținerea unor noi finanțări aferente proiectelor TRANSGAZ, s-au desfășurat următoarele activități:

- urmărirea constantă a programelor de finanțare gestionate de structurile abilitate ale Comisiei Europene, cât și a site-urilor acestora, privind anunțurile deschiderii Call-urilor pentru depunerea de aplicații;
- menținerea legăturii cu Autoritatea de Management a Programului Infrastructura Mare în vederea completării criteriilor de eligibilitate din Axa Prioritară 6 a programului, precum și a posibilităților de promovare a proiectelor TRANSGAZ din zona „eficienței energetice”;
- actualizarea adreselor prin care au fost transmise informații conducerii departamentelor/direcțiilor TRANSGAZ cu privire la oportunitățile de finanțare prin Programele de finanțare gestionate de Comisia Europeană și Organismele finanțatoare naționale a condițiilor și criteriilor de accesare a fondurilor structurale, în vederea corelării prevederilor acestora cu programul de Dezvoltare–Cercetare al TRANSGAZ și promovarea obiectivelor proprii de investiții și comunicării spre Direcția Fonduri Europene, a proiectelor cu potențial finanțabil;
- au fost făcute demersuri privind alocarea suplimentară de fonduri din exercițiul financiar 2014–2020, pentru sectorul transportului de gaze naturale, prin Programul Operațional Infrastructura Mare;
- completarea Studiului de Fezabilitate aferent proiectului „Dezvoltări ale SNT în zona de Nord–Est a României în scopul îmbunătățirii aprovizionării cu gaze naturale a zonei, și asigurării capacităților de transport spre Republica Moldova”, în vederea pregătirii documentelor necesare depunerii aplicației pentru aprobarea finanțării prin POIM–în conformitate cu sugestiile consultantului Ministerului Fondurilor Europene–JASPERS;
- colaborarea cu părțile implicate (DPC+UMP) în furnizarea informațiilor, documentației, formularelor necesare întocmirii Cererilor de Finanțare;
- analizarea îndeplinirii criteriilor de eligibilitate ale unor potențiale proiecte ale TRANSGAZ, conform cerințelor Programelor de Finanțare 2014–2020.

Sunt luate în considerare promovarea finanțării unor potențiale proiecte TRANSGAZ, care vizează:

- *utilizarea energiei cinetice a curgerii gazelor pe conducte, în vederea obținerii curentului electric;*
- *sistemul de control și achiziție date din sistemul de protecție catodică al S.N.T.G.N. TRANSGAZ;*

- posibilitatea recondiționării Stației de Comprimare de la Bățani, prima stație de turbocompresoare din Europa și încadrarea acesteia în categoria Monumentelor istorice;
- colaborarea cu firme din U.E. (Franța, Belgia, Italia) în vederea dezvoltării unor teme de cercetare care să permită accesarea de fonduri europene prin programul ORIZONT 2020;
- pregătirea profesională prin schimburi de experiență sau cursuri de specialitate, în cadrul Programului Operațional Capital Uman-POCU, inclusiv în posibil parteneriat cu organizația sindicală din ramură.

2.4 Indicatori de performanță managerială

În conformitate cu prevederile Capitolului 6 din Planul de Administrare al SNTGN Transgaz SA Mediaș în perioada 2013-2017, intitulat "Criterii și obiective de performanță", criteriile și obiectivele de performanță sunt definite și stabilite după cum urmează:

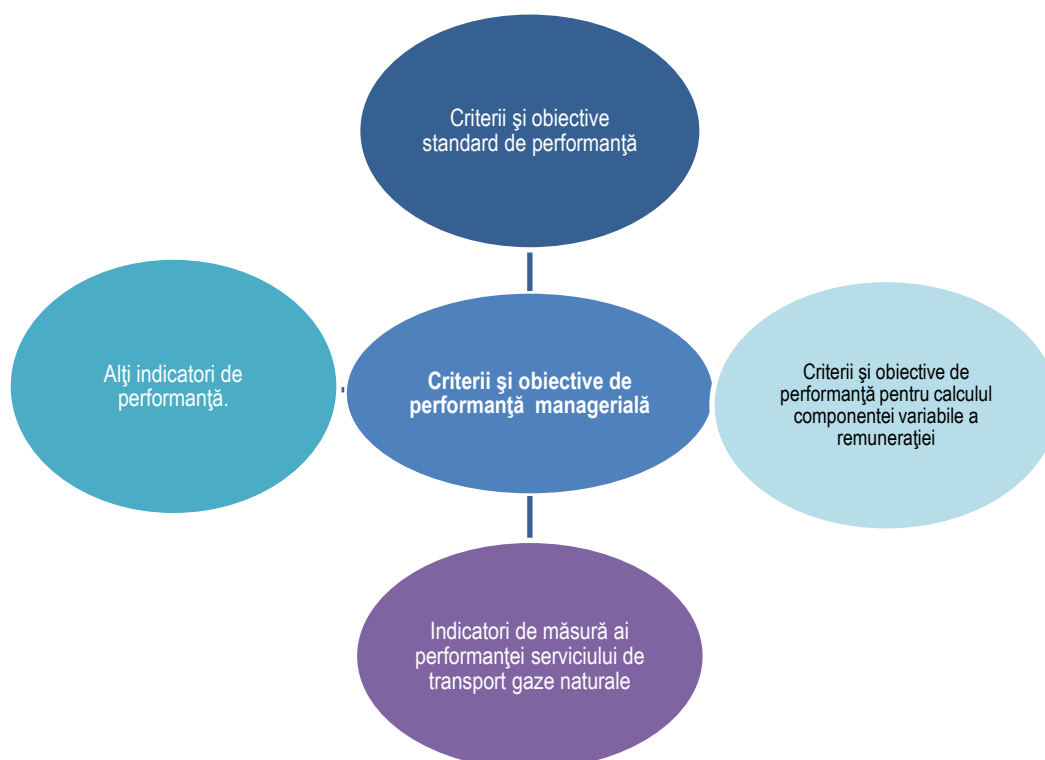


Figura 1 – Indicatori de performanță

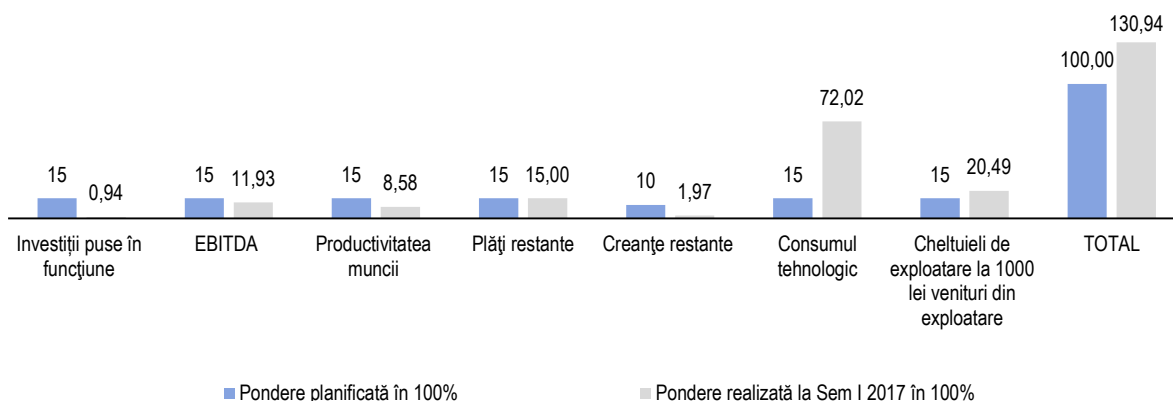
Criterii și obiective standard de performanță

Criteriul de performanță	Obiectiv de performanță	Plan de administrare 2017	Realizat Sem. I 2017	Grad de realizare
Investitii puse în funcțiune -mii lei	Realizarea nivelului programat	250.000	15.638	6,26%
EBITDA –mii lei	Creșterea EBITDA	713.346	567.370	79,54%
Productivitatea muncii –lei/pers	Creșterea productivității muncii în unități valorice (cifra de afaceri/ nr.mediu de personal);	388.155	222.040	57,20%
Plăți restante-mii lei	Efectuarea plăților în termenul contractual (în prețuri curente)	0	0	100,00%
Creanțe restante –mii lei	Reducerea volumului de creanțe restante (în prețuri curente)	61.821	313.768	19,70%
Consumul tehnologic- %	Încadrarea în cantitățile de gaze naturale reprezentând consumul tehnologic	100%	21%	480,15%
Cheltuieli de exploatare la 1000 lei venituri din exploatare - lei	Reducerea cheltuielilor de exploatare la 1000 lei venituri din exploatare	724,57	530,33	136,63%

Tabel 14 – Gradul de realizare al indicatorilor standard de performanță la 30 iunie 2017

Criteriul de performanță	Obiectiv de performanță	Coeficient de ponderare %	Grad de realizare Sem. I 2017 %	Nivel de realizare în Sem. I 2017, în funcție de coeficientul de ponderare
Investitii puse în funcțiune - mii lei	Realizarea nivelului programat	15	6,26%	0,94
EBITDA –mii lei	Creșterea EBITDA	15	79,54%	11,93
Productivitatea muncii –lei/pers	Creșterea productivității muncii în unități valorice (cifra de afaceri/ nr.mediu de personal);	15	57,20%	8,58
Plăți restante-mii lei	Efectuarea plăților în termenul contractual (în prețuri curente)	15	100,00%	15,00
Creanțe restante –mii lei	Reducerea volumului de creanțe restante (în prețuri curente)	10	19,70%	1,97
Consumul tehnologic- %	Încadrarea în cantitățile de gaze naturale reprezentând consumul tehnologic	15	480,15%	72,02
Cheltuieli de exploatare la 1000 lei venituri din exploatare-lei	Reducerea cheltuielilor de exploatare la 1000 lei venituri din exploatare	15	136,63%	20,49
TOTAL		100%		130,94

Tabel 15– Nivelul de realizare al indicatorilor standard de performanță pentru sem I 2017

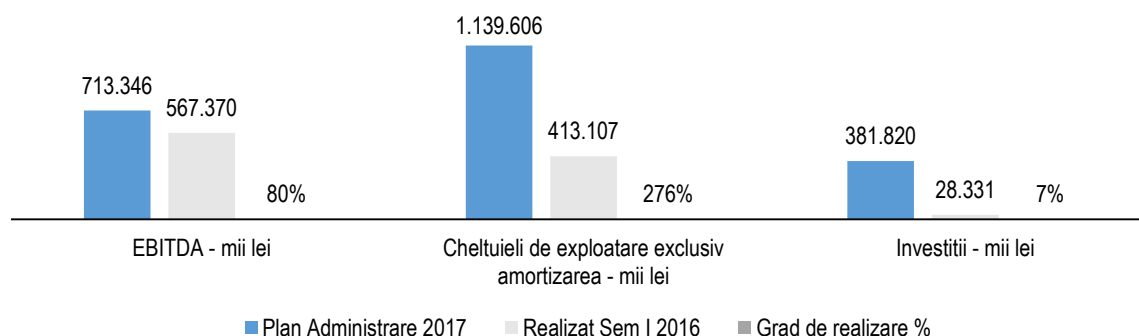


Grafic 19– Nivelul cumulat de realizare al indicatorilor standard de performanță în sem I 2017

Criterii și obiective de performanță pentru calculul componente variabile a remunerației

CRITERIU DE PERFORMANȚĂ	OBIECTIV DE PERFORMANȚĂ	Plan Administrare 2017	Realizat Sem. I 2017	Grad de realizare %
EBITDA –mii lei	Realizarea țintei de EBITDA asumate în Planul de administrare	713.346	567.370	80%
Cheltuieli de exploatare exclusiv amortizarea mii lei	Reducerea nivelului cheltuielilor de exploatare (exclusiv cheltuielile cu amortizarea) realizate efectiv față de nivelul asumat în Planul de administrare	1.139.606	413.107	276%
Investiții –mii lei	Creșterea nivelului de investiții realizate efectiv față de nivelul asumat în Planul de administrare	381.820	28.331	7%

Tabel 16– Gradul de realizare al indicatorilor de performanță pentru calculul componente variabile a remunerației pentru sem I 2017



Grafic 20 – Nivelul de realizare al indicatorilor de performanță pentru calculul componente variabile a remunerației la 30 iunie 2017

Indicatori de măsură ai performanței serviciului de transport gaze naturale

Standardul de performanță pentru serviciul de transport al gazelor naturale, aprobat prin Decizia Președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Gazelor Naturale nr. 1361/13.12.2006 și publicat în MO 27 bis din 16 ianuarie 2007, cu modificările și completările ulterioare prin Ordinul președintelui ANRE nr. 45/24.04.2008, reglementează criteriile de calitate comercială, definite prin indicatorii de performanță pentru asigurarea serviciului de transport gaze naturale și a serviciilor auxiliare realizate de către operatorul sistemului de transport (OST).

Prin Ordinul ANRE 161/26.11.2015 **Standardul de performanță pentru serviciul de transport și de sistem al gazelor naturale** a fost modificat. Noul standard care stabilește obligațiile ce revin operatorului sistemului de transport gaze naturale în relațiile cu utilizatorii SNT, cu solicitanții de acces la SNT și cu ANRE, a intrat în vigoare la data de **1 octombrie 2016**.

Conform acestui standard pentru anul 2016 s-a solicitat raportare pentru 9 luni, urmând ca până la data de 1 noiembrie 2017 să se raporeze pentru perioada 1 octombrie 2016–30 septembrie 2017.

Indicatorul de performanță (nr. articolului)	Obiectiv	Realizări 9 luni 2016
IP1 –Rezolvarea solicitărilor de acces în vederea racordării la SNT (art.5)	98%	100%
IP2 –Realizarea instalației de racordare la SNT a solicitărilor de acces (art.6 lit(a) și (b))	98%	100%
IP4 – Informare cu privire la reluarea prestării serviciului (art.8 (1) lit.(a) și (b))	95%	100%
IP5 –Notificarea întreruperilor planificate în prestarea serviciului și reluarea acestuia (art.9 (1))	100%	100%
IP6 –Rezolvarea reclamațiilor utilizatorilor SNT referitoare la măsurarea gazelor naturale (art.10 (1) lit (a) și (b))	98%	100%
IP7 –Rezolvarea sesizărilor referitoare la integritatea și funcționarea SNT în condiții de siguranță (art.11 alin(2))	95%	100%
IP8 –Obligațiile OST de informare a solicitanților/ utilizatorilor, decurgând din alte reglementări ale ANRGN (art.12)	95%	100%
IP11 – Indicatori de siguranță (art.15 (1) lit. (a)) RCA	maximum 8,3%	7,6%
(art.15 (1) lit. (b)) NAP	0.8	0.01
(art.15 (1) lit. (c)) NAP _T	0.1	0.00

Tabel 17 – Gradul de realizare al indicatorilor de performanță ai serviciului de transport gaze naturale pentru anul 2016

IP10-Tel Verde: 0800872674 se găsește pe pagina de internet a societății www.transgaz.ro

Numărul total de apeluri primite în 9 luni **2016**–105 apeluri

Conținutul apelurilor:

- solicitare informații despre modul de obținere a avizelor pentru autorizația de construcție–35 apeluri;
- solicitare informații despre dividende–6 apeluri;
- solicitare număr de telefon al E-ON Gaz Mediaș/GDF SUEZ–7 apeluri;
- solicitare informații racordare la sistemul de transport gaze naturale–9 apeluri;
- solicitare informații referitoare la traseul unei conducte de transport gaze naturale pe proprietate personală–11 apeluri;

- greșeală–1 apel;
- anunțare eveniment–1 apel;
- reluare alimentare–9 apeluri;
- alte probleme–26 apeluri.

Modul de soluționare a problemelor semnalate–Toate apelurile telefonice au fost rezolvate operativ.

Alți indicatori de performanță

În semestrul I 2017, managementul companiei a întreprins o serie de măsuri tehnico-organizaționale și economice ce au permis atât optimizarea capitalului de imagine și reputațional al companiei în raport cu părțile interesate cât și dezvoltarea unui climat organizational mult mai eficient, mai responsabil și mai transparent în ceea ce privește activitatea desfășurată și gestionarea resurselor angajate, alinierea la cerințele reglementărilor europene și naționale incidente activității de transport gaze naturale.

3. ANALIZA ACTIVITĂȚII SOCIETĂȚII

3.1 Analiza activității operaționale

3.1.1 Cadrul de reglementare

Obiectul principal de activitate al Transgaz are-cod **CAEN 4950-Transporturi prin conducte**-activitate definită de lege ca fiind activitatea organizată pentru vehicularea gazelor naturale prin Sistemul Național de Transport gaze naturale (SNT) sau prin alte sisteme de transport.

De asemenea, Transgaz desfășoară complementar și alte activități conexe/secundare pentru susținerea obiectului principal de activitate în conformitate cu legislația în vigoare și Actul Constitutiv, actualizat.

Potrivit cadrului de reglementare aplicabil sectorului de gaze naturale, Transgaz desfășoară activitatea de transport gaze naturale în baza legislației sectoriale specifice, a Acordului de concesiune încheiat cu Agenția Națională de Resurse Minerale, aprobat prin H.G. nr.668/2002, cu modificările și completările ulterioare și a Licenței de operare a sistemului de transport al gazelor naturale nr.1933 acordată prin Decizia nr. 3911/20.12.2013 emisă de Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei (ANRE).

Activitatea de transport gaze naturale constituie serviciu public de interes național fiind inclusă în segmentul reglementat al pieței interne de gaze naturale. Serviciul de transport este prestat în regim de monopol natural pe bază de tarif stabilit de către ANRE.

Contractele pentru prestarea serviciilor de transport se încheie, de regulă, pe o perioadă de un an gazier, pe baza contractului cadru anexă la Codul rețelei pentru Sistemul Național de transport al gazelor naturale, aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr.16/27 martie 2013 cu modificările și completările ulterioare.

Un alt act normativ cu importanță deosebită asupra activității Transgaz îl reprezintă Ordinul ANRE nr. 34/2013 privind aprobarea Regulamentului pentru acordarea autorizațiilor de înființare și a licențelor în sectorul gazelor naturale.

În semestrul I 2017, Transgaz, prin specialiștii săi, a gestionat proiectele de reglementări specifice lansate în dezbateri publice de ANRE și a participat atât la activitățile de revizuire a prevederilor Codului rețelei în cadrul diferitelor comitete și grupuri de lucru comune cu ANRE și alte instituțiile implicate (Comitetul de

coordonare/supervizare a activităților privind revizuirea Codului rețelei. Grupul de lucru pentru revizuirea Codului rețelei coordonat de ANRE. Grupul operativ de lucru pentru modificarea Codului rețelei. Grupul comun de lucru TRANSGAZ-OMV PETROM-EXXON) cât și la activitatea de revizuire a Acordului de concesiune.

În plan legislativ, pentru semestrul I 2017, relevant pentru activitatea Transgaz a fost intrarea în vigoare a următoarelor acte normative:

1. **Ordin ANRE nr. 116/2016** pentru modificarea anexei la Ordinul președintelui ANRE nr. 11/2013 privind aprobarea Regulamentului pentru autorizarea electricienilor, verficatorilor de proiecte, responsabililor tehnici cu execuția, precum și a experților tehnici de calitate și extrajudiciari în domeniul instalațiilor electrice, **publicat în MO nr. 9/5.01.2017, Partea I.**
2. **HG 27/2017** privind organizarea/funcționarea Ministerului Economiei, **publicată în MO nr. 574/18.01.2017, Partea I.**
3. **Legea nr. 7/2017** privind bugetul asigurărilor sociale de stat pe anul 2017, **publicată în MO nr. 128/17.02.2017, Partea I.**
4. **Legea nr. 6/2017** privind bugetul de stat pe anul 2017, **publicată în MO nr. 127/17.02.2017, Partea I.**
5. **Ordin ANRE nr. 10/2017** privind modificarea și completarea Metodologiei de stabilire a venitului reglementat, a venitului total și a tarifelor reglementate pentru activitatea de transport al gazelor naturale, aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr 32/2014, **publicat în MO nr. 135/22.02.2017, Partea I.**
6. **HG nr. 97/2017** pentru modificarea HG nr. 27/2017 privind organizarea și funcționarea Ministerului Economiei, **publicată în MO nr. 163/6.03.2017, Partea I.**
7. **OUG nr. 19/2017** pentru modificarea și completarea OUG nr. 34/2015 privind reglementarea unor măsuri pentru stimularea absorbției fondurilor externe nerambursabile, **publicată în MO nr. 163/6.03.2017, Partea I.**
8. **Ordin ANRE nr. 15/2017** pentru modificarea pct.II subpt 8 din anexa nr. 4 la Ordinul ANRE nr. 178/2015 privind aprobarea tarifelor și contribuțiilor bănești percepute de ANRE în anul 2016, **publicat în MO nr. 184/15.03.2017, Partea I.**
9. **Legea nr 13/2017** privind aprobarea OUG nr 51/2013 pentru modificarea și completarea OUG nr. 109/2011 privind guvernanța corporativă a întreprinderilor publice, **publicată în MO nr 194/20.03.2017.**
10. **Legea nr. 26/2017** privind aprobarea OUG nr. 46/2016 pentru completarea Legii nr. 227/2015 privind Codul fiscal, **publicată în MO nr. 210/28.03.2017, Partea I.**
11. **Legea nr. 24/2017** privind emitenții de instrumente financiare și operațiuni de piață, **publicată în MO nr. 213/29.03.2017, Partea I.**
12. **Legea nr. 39/2017** privind aprobarea OUG nr. 77/2016 pentru modificarea și completarea OUG nr. 40/2015 privind gestionarea financiară a fondurilor europene pentru perioada de programare 2014-2020, **publicată în MO nr. 219/30.03.2017, Partea I.**
13. **OUG nr. 25/2017** pentru modificarea conținutului anexei la OG nr. 7/2013 privind instituirea impozitului asupra veniturilor suplimentare obținute ca urmare a dereglementării prețurilor din sectorul gazelor naturale, **publicată în MO nr. 224/31.03.2017, Partea I.**
14. **Ordin nr. 25/2017** privind aprobarea Regulamentului pentru organizarea și desfășurarea activității de investigație în domeniul energiei privind funcționarea pieței angro de energie, **publicat în MO nr. 260/13.04.2017, Partea I.**
15. **Ordin nr. 30/2017** privind completarea Metodologiei de stabilire a tarifelor aplicate de furnizorii de ultimă instanță clienților finali, aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 92/2017, **publicat în MO nr. 260/13.04.2017, Partea I.**
16. **Ordin ANRE nr. 29/2017** pentru modificarea și completarea Ordinului ANRE nr. 118/2016 privind aprobarea tarifelor și contribuțiilor bănești percepute de ANRE în anul 2017, **publicat în MO nr. 262/13.04.2017, Partea I.**

17. **Ordin nr. 591/2017** pentru aprobarea modelului și conținutului formularului „Declarație privind obligațiile la Fondul pentru mediu” și a instrucțiunilor de completare și depunere a acestuia, **publicat în MO nr. 288/24.04.2017, Partea I.**
18. **Instrucțiunea nr. 2 /2017** a președintelui ANAP emisă în aplicarea prevederilor art. 178 și art. 179 lit. a și b din Legea nr. 98/2016 privind achizițiile publice, respectiv a prevederilor art. 191 și art. 192 lit. a și b din Legea nr. 99/2016 privind achizițiile sectoriale, **publicată în MO nr. 300/27.04.2017, Partea I.**
19. **Legea nr. 82/2017** privind aprobarea Ordonanței de urgență a Guvernului nr. 84/2016 pentru modificarea și completarea unor acte normative din domeniul financiar-fiscal, **publicată în MO nr. 313/02.05.2017, Partea I.**
20. **Legea nr. 87/2017** pentru modificarea Legii nr. 161/2003 privind unele măsuri pentru asigurarea transparenței în exercitarea demnităților publice, a funcțiilor publice și în mediul de afaceri, prevenirea și sancționarea corupției, **publicată în MO nr. 313/02.05.2017, Partea I.**
21. **HG nr. 284/2017** pentru modificarea și completarea Normelor metodologice de aplicare a Legii nr. 227/2015 privind Codul fiscal, aprobate prin HG nr. 1/2016, **publicată în MO nr. 319/4.05.2017, Partea I**
22. **Decizia nr. 398/2017** pentru modificarea pct. 13 din anexa la Decizia prim-ministrului nr. 135/2013 privind stabilirea componenței nominale a Consiliului consultativ al Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei, **publicată în MO nr. 345/10.05.2017, Partea I.**
23. **Ordin nr. 2940/2017** pentru aprobarea procedurii speciale privind autorizarea, construirea, executarea și operarea conductelor care transportă gazele naturale de la zăcămintele situate în largul Mării Negre până la conducta/conductele proiectelor de importanță națională sau, după caz, până la alte conducte care fac obiectul proiectelor cuprinse în planurile de dezvoltare a Sistemului național de transport al gazelor natural, **publicat în MO nr. 358/15.05.2017, Partea I.**
24. **Ordinul ANRE nr. 36/2017** privind completarea Codului rețelei pentru Sistemul național de transport al gazelor naturale, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 16/2013, **publicat în MO nr. 93/25.05.2017, Partea I.**
25. **Hotărârea nr. 40/2017** privind numirea unui vicepreședinte și a doi membri în Comitetul de reglementare al Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei, **publicată în MO nr. 391/24.05.2017, Partea I.**
26. **HG nr. 343/2017** pentru modificarea HG nr. 273/1994 privind aprobarea Regulamentului de recepție a lucrărilor de construcții și instalații aferente acestora, **publicată în MO nr. 406/30.05.2017, Partea I.**
27. **Legea nr. 119/2017** privind aprobarea OUG nr. 53/2016 pentru modificarea și completarea art. 14 din OG nr. 26/2013 privind întărirea disciplinei financiare la nivelul unor operatori economici la care statul sau unitățile administrativ-teritoriale sunt acționari unici ori majoritari sau dețin direct ori indirect o participație majoritară, **publicată în MO nr. 408/30.05.2017, Partea I.**
28. **Legea nr. 128/2017** pentru modificarea și completarea Legii nr. 161/2003 privind unele măsuri pentru asigurarea transparenței în exercitarea demnităților publice, a funcțiilor publice și în mediul de afaceri, prevenirea și sancționarea corupției, **publicată în MO nr. 421/7.06.2017, Partea I.**
29. **OG nr. 42/2017** pentru modificarea și completarea Legii nr. 207/2015 privind Codul de procedură fiscală, **publicată în MO nr. 438/13.06.2017, Partea I.**
30. **Legea nr. 138/2017** privind respingerea OUG nr. 13/2014 pentru modificarea anexei la OG nr. 7/2013 privind instituirea impozitului asupra veniturilor suplimentare obținute ca urmare a dereglementării prețurilor din sectorul gazelor naturale, **publicată în MO nr. 444/14.06.2017, Partea I.**
31. **Ordinul ANRE nr. 54/2017** pentru aprobarea Regulamentului privind cadrul organizat de tranzacționare pe piața centralizată de gaze naturale administrate de OPCOM SA, **publicat în MO nr. 503/30.06.2017, Partea I.**
32. **OG nr. 49/2017** privind unele măsuri în vederea accelerării implementării proiectelor de infrastructură de transport de interes național, pentru modificarea și completarea Ordonanței de urgență a Guvernului nr. 40/2015 privind gestionarea financiară a fondurilor europene pentru perioada de programare 2014-2020, pentru completarea Legii nr. 105/2011 privind gestionarea și utilizarea fondurilor externe nerambursabile și a cofinanțării publice naționale, pentru obiectivul "Cooperare Teritorială Europeană",

precum și pentru modificarea și completarea Ordonanței Guvernului nr. 17/2015 privind reglementarea unor măsuri fiscal-bugetare și modificarea și completarea unor acte normative, publicată în MO nr. 507/30.06.2017, Partea I.

În semestrul I 2017 SNTGN Transgaz SA a formulat următoarele **amendamente** la acte normative/**propuneri legislative**:

1. Modificări ale Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr.123/2012, privind introducerea unui sistem entry – exit, cu PVT

Stadiu: Prin Decizia nr. 187/2017 *privind constituirea unui grup de lucru în vederea elaborării proiectelor de revizuire a codului rețelei pentru SNT necesare configurării unui model de piață de gaze naturale bazat pe sistemul entry-exit cu utilizarea punctului virtual de tranzacționare (PVT)*, a fost constituit, în cadrul SNTGN Transgaz SA, un grup de lucru (GL) ce are ca atribuție, printre altele, elaborarea proiectelor de modificare/completare a unor capitole/articole cuprinse în Titlul II Gazele Naturale din Legea nr.123/2012, în scopul definirii caracteristicilor fundamentale ale unui model funcțional de piață aplicabil în România, bazat pe sistemul entry-exit cu acces în PVT.

La solicitarea Comisiei de industrii și servicii din cadrul Camerei Deputaților, GL a elaborat observații, propuneri de modificări și completări ale Plx. 110/2017 privind aprobarea Ordonanței de urgență a Guvernului nr. 64/2016 pentru modificarea și completarea Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr.123/2012, în vederea introducerii caracteristicilor fundamentale ale unui model funcțional de piață aplicabil în România, bazat pe sistemul entry-exit cu PVT, de interes fiind introducerea:

- definiției PVT (propus la art. 100, pct. 93 în proiectul de amendamente;
- obligațiile operatorului punctului virtual de tranzacționare (art. 130¹);
- modalitățile de tranzacționare a produselor de capacitate pe piața secundară (art. 149²);
- reguli de acces în sistemul intrare-ieșire cu utilizarea Punctului virtual de tranzacționare;
- reguli de transfer de titlu și reguli de echilibrare (art. 174¹).

Propunerile SNTGN Transgaz SA au fost păstrate-conform Raportului elaborat de Comisia de industrii și servicii ale CDEP cu privire la Plx. 110/2017 privind aprobarea Ordonanței de urgență a Guvernului nr. 64/2016 pentru modificarea și completarea Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr.123/2012. În cadrul ședinței plenului Camerei Deputaților din 27.06.2017, proiectul de lege a fost retransmis Comisiei de industrii și servicii pentru un nou raport.

2. Promovarea proiectului de Hotărâre de Guvern pentru aprobarea listei de scoatere din circuitul agricol în conformitate cu prevederile Legii nr. 185/2016 privind unele măsuri necesare pentru implementarea proiectelor de importanță națională în domeniul gazelor naturale;

3. Promovarea proiectului de Hotărâre de Guvern privind declararea Proiectului privind noi dezvoltări ale SNT în scopul preluării gazelor de la țărmul Mării Negre–Extindere SNT prin realizare conductă de transport gaze naturale de la punct preluare gaze Marea Neagră (zona localitate Vadu)-la conducta Tranzit 1 (zona localitate Grădina), ca proiect de importanță națională în conformitate cu prevederile Legii nr. 185/2016 privind unele măsuri necesare pentru implementarea proiectelor de importanță națională în domeniul gazelor naturale;

Stadiu: propunerea a fost transmisă de către SNTGN Transgaz SA către Ministerul Economiei.

4. Promovarea proiectului de Hotărâre de Guvern privind declararea Proiectului 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, ca proiect de importanță națională în conformitate cu prevederile Legii nr. 185/2016 privind unele măsuri necesare pentru implementarea proiectelor de importanță națională în domeniul gazelor naturale;

Stadiu: propunerea a fost transmisă de către SNTGN Transgaz SA către Ministerul Economiei și a fost publicat în procesul de consultare publică pe site-ul ministerului.

5. Modificarea Codului Rețelei (Ordin ANRE 16/2013)

Stadiu: În desfășurare.

La finalul semestrului I, GL constituit prin Decizia 187/2017 a finalizat și transmis către ANRE a proiectul de revizuire a Codului rețelei–Modul A (Implementarea fazei preliminare de rezervare independentă a capacităților în sistem entry-exit cu PVT), în care sunt operate modificări/completări/eliminări aduse în special prevederilor din structura Cap. III. „Accesul la serviciile de transport aferente SNT”, din Codul rețelei aflat în vigoare, având drept repere de bază următoarele:

Cap. III–Termeni generali și condiții de acces în sistemul intrare-ieșire (entry-exit);

Contract-cadru de transport gaze naturale–servicii capacitate intrare;

Contract-cadru de transport gaze naturale–servicii capacitate ieșire.

- Urmare a concluziilor atelierului de lucru cu tema „Implementarea codurilor de rețea europene în România”, organizat în perioada 8-9 iunie 2017 la București, cu participarea reprezentanților Comisiei Europene, ai ACER și ai ENTSOE, ANRE, a fost transmis, ca pas intermediar, o propunere de modificare a Codului rețelei pentru a asigura facilitatea de recepționare a notificărilor de tranzacționare fără limite cantitative pentru utilizatorii de rețea care dispun de contracte de transport cu acces în PVT.

La data de 30.06.2017, propunerile SNTGN Transgaz SA au fost puse în consultare publică pe pagina ANRE.

6. Amendamente Regulament de organizare și funcționare a pieței pentru ziua următoare de gaze naturale administrată de Operatorul Pieței de Energie Electrică și Gaze Naturale OPCOM-S.A.

Stadiu: Amendamentele S.N.T.G.N. Transgaz S.A. au fost transmise către ANRE.

7. Modificarea Ordinului ANRE pentru aprobarea Regulamentului privind racordarea la sistemul de transport al gazelor naturale

Stadiu: propunerile de modificare ale S.N.T.G.N. Transgaz S.A. au fost transmise către Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei (ANRE).

8. Proiect de Ordin ANRE privind aprobarea Regulamentului pentru organizarea și desfășurarea

9. Activități de investigare în domeniul energiei privind funcționarea pieței angro de energie

Stadiu: Au fost transmise propunerile SNTGN Transgaz SA, către ANRE.

10. Amendamente la draftul de contract standard BRM de vânzare-cumpărare a gazelor naturale.

Stadiu : Amendamentele S.N.T.G.N. Transgaz S.A. au fost transmise către ANRE.

11. Proiect de Ordin ANRE pentru aprobarea Regulamentului privind cadrul organizat de tranzacționare pe piața centralizată de gaze naturale administrată de Operatorul Pieței de Energie Electrică și Gaze Naturale-OPCOM S.A. și de abrogare a Ordinului ANRE nr. 52/2013 pentru aprobarea Regulamentului privind cadrul organizat de tranzacționare pe piața centralizată de gaze naturale administrată de Operatorul Pieței de Energie Electrică și Gaze Naturale-OPCOM S.A.

12. Amendamente Regulament privind cadrul organizat de tranzacționare pe piețele centralizate de gaze naturale administrate de societatea bursa română de mărfuri (romanian commodities exchange) s.a.

Stadiu : Amendamentele S.N.T.G.N. Transgaz S.A. au fost transmise către ANRE.

Principalele direcții de acțiune în domeniul reglementărilor europene și a licențierilor au fost:

- participarea la activitățile privind revizuirea Codului rețelei;
- gestionarea consultărilor interne în scopul elaborării punctului de vedere al societății cu privire la proiectele de acte normative inițiate de ANRE și alte autorități relevante pentru îmbunătățirea cadrului național de reglementare;
- gestionarea activității de autorizare/reautorizare a personalului tehnic din cadrul societății care deține/va deține calitatea de instalator autorizat în domeniul gazelor naturale;
- autorizarea și licențierea în domeniul gazelor naturale;
- negocierea Acordurilor de Interconectare cu Ukrtransgaz aferente punctelor de interconectare dintre sistemul de transport românesc și cel ucrainean;
- negocierea Acordurilor de Interconectare cu Bulgartransgaz pentru punctele de interconectare dintre sistemul românesc și cel bulgar;
- implementarea prevederilor Regulamentului (UE) nr. 1227/2011 privind integritatea și transparența pieței angro de energie și ale Regulamentului (UE) nr. 1348/2014 privind raportarea de date, pentru punerea în aplicare a articolului 8 alin (2) și (6) din Regulamentului (UE) nr. 1227/2011, în colaborare cu Departamentele Operare, TIC și SCADA;
- implementarea prevederilor Regulamentului (UE) 2017/459 de stabilire a unui cod al rețelei privind mecanismele de alocare a capacității în sistemele de transport al gazelor și de abrogare a Regulamentului (UE) nr. 984/2013 (noul CAM-NC);
- implementarea prevederilor Regulamentului (UE) 2017/460 de stabilire a unui cod al rețelei privind structurile tarifare armonizate pentru transportul gazelor (TAR-NC);
- implementarea liniilor directe privind procedurile de management al congestiilor de capacitate în caz de congestie contractuală în punctele de interconectare (CMP GL);
- participarea la discuțiile grupului de lucru privind implementarea obligațiilor din noul Regulament (UE), care va înlocui Regulamentul (UE) nr. 994/2010, privind măsurile de garantare a securității aprovizionării cu gaze naturale și de abrogare a Directivei 2004/67/CE a Consiliului;
- acțiuni legate de colaborarea cu ENTSOE.

Acțiunile întreprinse în semestrul I pentru realizarea acestor obiective au fost:

▪ **Revizuirea Codului rețelei**

- ✓ participarea la ședințele Grupului de lucru constituit în baza Deciziei nr. 187/27.02.2017, începând cu luna martie 2017; scopul acestui grup de lucru este de a elabora proiectele de revizuire a Codului rețelei necesare configurării unui model de piață a gazelor naturale bazat pe sistemul entry-exit cu utilizarea punctului virtual de tranzacționare (PVT).

▪ **Gestionarea consultărilor interne în scopul elaborării punctului de vedere al societății cu privire la proiectele de acte normative inițiate de ANRE și alte autorități relevante pentru îmbunătățirea cadrului național de reglementare**

- ✓ *Proiect de ordin pentru modificarea Ordinului președintelui ANRE nr. 162/19.12.2014 pentru aprobarea punctelor relevante ale SNT. Documentul a fost postat în anchetă publică pe site-ul ANRE în perioada 11.01.2017–20.01.2017. Nu au fost centralizate propuneri și observații pentru acest document. Documentul a fost publicat în Monitorul Oficial nr. 219/30.03.2017.*
- ✓ *Proiect de ordin pentru modificarea și completarea Metodologiei de stabilire a venitului reglementat, a venitului total și a tarifelor reglementate pentru activitatea de transport al gazelor naturale, aprobată prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 32/2014. Documentul a fost postat în anchetă publică pe site-ul ANRE în perioada 30.01.2017–08.02.2017. Transgaz a transmis propuneri și observații în data de 08.02.2017.*

- ✓ *Proiect de ordin pentru modificarea regulamentului pentru organizarea și desfășurarea activității de investigare în domeniul energiei privind funcționarea pieței angro de energie.* Documentul a fost postat în anchetă publică pe site-ul ANRE în perioada 13.02.2017–23.02.2017. Transgaz a transmis propuneri și observații în data de 23.02.2017.
- ✓ *Proiectul de ordin pentru modificarea și completarea Metodologiei pentru stabilirea venitului unitar aferent activității de furnizare reglementată, desfășurată într-un an de reglementare, și de aprobare a prețurilor reglementate în sectorul gazelor naturale, începând cu anul 2016, aprobată prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în domeniul Energiei nr. 182/2015.* Documentul a fost postat în anchetă publică pe site-ul ANRE în perioada 17.02.2017–27.02.2017. Nu au fost centralizate propuneri și observații pentru acest document. Documentul a fost publicat în Monitorul Oficial nr. 217/30.03.2017.
- **Gestionarea activității de autorizare/reautorizare a personalului tehnic din cadrul societății care deține/va deține calitatea de instalator autorizat în domeniul gazelor naturale**
 - ✓ întocmirea și transmiterea la ANRE a unui număr de 40 dosare pentru susținerea examenului de instalator autorizat, pentru obținerea unui număr de 43 de legitimații;
 - ✓ actualizarea permanentă a bazei de date generală privind situația instalatorilor autorizați la nivel de societate.
- **Autorizarea și licențierea în domeniul gazelor naturale**
 - ✓ acordarea autorizațiilor tip PPI și PT:
 - autorizațiile au fost acordate prin Decizia președintelui ANRE nr. 41/16.01.2017 și sunt valabile până la data de 15.01.2022;
 - ✓ acordarea modificării Licenței nr. 1933/2013 în sensul actualizării caracteristicilor tehnice ale obiectivelor la data de 31.12.2015:
 - modificarea Licenței a fost acordată prin Decizia președintelui ANRE nr. 464/28.03.2017.
- **Negocierea Acordurilor de Interconectare cu Ukrtransgaz aferente punctelor de interconectare dintre sistemul de transport românesc și cel ucrainean**
 - ✓ încheierea Actului adițional nr. 2 privind prelungirea termenului de neaplicare a regulilor comerciale în punctul de interconectare Isaccea 1;
 - ✓ încheierea Actului adițional nr. 3 privind prelungirea termenului de neaplicare a regulilor comerciale în punctul de interconectare Isaccea 1;
 - ✓ încheierea Actului adițional nr. 4 privind prelungirea termenului de neaplicare a regulilor comerciale în punctul de interconectare Isaccea 1;
 - ✓ constituirea la nivelul SNTGN Transgaz SA, prin Decizia nr. 568/14.06.2017, a Grupului de lucru pentru negocierea Acordurilor de Interconectare pentru punctele de interconectare Medieșu Aurit, Isaccea, Isaccea 2,3 și Negru Vodă 2,3 și asigurarea condițiilor de comercializare și alocare a capacităților acestora în conformitate cu cadrul de reglementare european aplicabil;
 - ✓ lansarea consultării publice aferentă regulilor comerciale și procedurilor de comunicare în cazul evenimentelor excepționale în scopul elaborării și negocierii de către Grupul de lucru nominalizat prin Decizia nr. 568/14.06.2017 a Acordului de Interconectare pentru PI Medieșu Aurit–Tekovo;
 - ✓ întreprinderea demersurilor necesare pentru organizarea procesului de consultare publică aferentă proiectului de Acord de Interconectare pentru PIV Isaccea 2-3.
- **Negocierea Acordurilor de Interconectare cu Bulgartransgaz pentru punctele de interconectare dintre sistemul românesc și cel bulgar**
 - ✓ încheierea Actului adițional nr. 2 privind prelungirea zilei gaziere (6:00-6:00 UTC a zilei următoare pentru perioada de iarnă și 5:00-5:00 UTC a zilei următoare la trecerea la ora de vară) în punctul de interconectare Negru Vodă 1;
 - ✓ întreprinderea demersurilor necesare pentru organizarea procesului de consultare publică aferentă proiectului de Acord de Interconectare pentru PIV Negru Vodă 2-3.

- **Pregătirea cadrului de reglementare necesar comercializării capacităților de transport ale conductelor de Tranzit 1 și Tranzit 2, în conformitate cu cadrul de reglementare european, începând cu anul gazier 2016/2017**
- **Suplimentarea serviciilor platformei PRRC achiziționate în baza Acordului de Afiliere a OTS nr. 570/09.11.2015 încheiat între Transgaz și FGSZ Zrt., Ungaria**
- **Implementarea prevederilor Regulamentului (UE) nr. 1227/2011 privind integritatea și transparența pieței angro de energie și ale Regulamentului (UE) nr. 1348/2014 privind raportarea de date, pentru punerea în aplicare a articolului 8 alin (2) și (6) din Regulamentului (UE) nr. 1227/2011, în colaborare cu Departamentele Operare, TIC și SCADA**
 - ✓ încheierea Actului adițional nr. 1 la Acordul de Afiliere a OTS încheiat cu FGSZ, în vederea raportării REMIT de către FGSZ, în numele Transgaz, a capacităților alocate de Transgaz pe platforma RBP;
 - ✓ înregistrarea cu succes a SNTGN Transgaz SA ca Mecanism de Raportare Înregistrat (RRM) și obținerea certificării de la ARIS care ne conferă posibilitatea de a raporta datele conform obligațiilor din REMIT;
 - ✓ transmiterea către ARIS a unor date parțiale, cum ar fi datele aferente contractelor de transport.
- **Participarea la discuțiile grupului de lucru privind implementarea obligațiilor din noul Regulament (UE), care va înlocui Regulamentul (UE) nr. 994/2010, privind măsurile de garantare a securității aprovizionării cu gaze naturale și de abrogare a Directivei 2004/67/CE a Consiliului**
 - ✓ participarea în cadrul grupului de lucru coordonat de ENTSG în vederea transmiterii către CE a propunerilor de modificare a Regulamentului nr. 994/2010
 - ✓ identificarea și inventarierea cerințelor, respectiv a obligațiilor care revin Transgaz în ceea ce privește asigurarea aprovizionării cu gaze naturale;
 - ✓ participarea la exercițiile de lucru organizate de ENTSG la nivelul UE, care au scopul de a pregăti transportatorii de gaze naturale să colaboreze în situații de urgență.
- **Implementarea prevederilor Regulamentului (UE) 2017/459 de stabilire a unui cod al rețelei privind mecanismele de alocare a capacității în sistemele de transport al gazelor și de abrogare a Regulamentului (UE) nr. 984/2013 (noul CAM-NC)**
 - ✓ identificarea și inventarierea cerințelor / obligațiilor OTS;
 - ✓ elaborarea unui plan de acțiuni pentru implementarea cerințelor;
 - ✓ stabilirea termenelor și responsabilităților aferent planului de acțiune;
 - ✓ implementarea primei etape din planul de acțiuni, respectiv organizarea derulării primului proces de capacitate incrementală, prin publicarea unui anunț privind *Evaluarea cererii de pe piață pentru capacitate incrementală în punctele de interconectare* (disponibil pe site-ul nostru în secțiunea Media-Anunțuri);
 - ✓ pregătirea următoarei etape din planul de acțiuni (elaborarea *Rapoartelor comune de evaluare a cererii de piață-RECP*), prin organizarea unei întâlniri de lucru în data de 03.07.2017 în care DRL a prezentat Direcției Comerciale documentele și corespondența dintre Transgaz și OST adiacenți (Bulgartransgaz, FGSZ) din perioada de colectare a solicitărilor neobligatorii de capacitate de pe piață, în vederea elaborării și publicării de către DC a RECP-urilor.
- **Implementarea prevederilor Regulamentului (UE) 2017/460 de stabilire a unui cod al rețelei privind structurile tarifare armonizate pentru transportul gazelor (TAR-NC)**
 - ✓ identificarea și inventarierea cerințelor / obligațiilor OTS;
 - ✓ elaborarea unui plan de acțiuni pentru implementarea cerințelor;
 - ✓ stabilirea termenelor și responsabilităților aferent planului de acțiune.
- **Implementarea liniilor directe privind procedurile de management al congestiilor de capacitate în caz de congestie contractuală în punctele de interconectare (CMP GL)**
 - ✓ inițierea elaborării unui proiect de ordin privind stabilirea procedurilor de management a congestiei de capacitate în caz de congestie contractuală în punctele de interconectare a Sistemului național de transport al gazelor naturale din România și a conductelor de transport Isaccea–Negru Vodă cu

sistemele de transport al gazelor naturale din statele membre ale Uniunii Europene învecinate României.

▪ **Acțiuni legate de colaborarea cu ENTSOG**

- ✓ participarea activă a Directorului DRL, în calitate de reprezentant al Transgaz, la procesul decizional al ENTSOG în cadrul comitetului director și al adunării generale a organizației;
- ✓ elaborarea și transmiterea unor puncte de vedere solicitate membrilor de către coordonatorii grupurilor de lucru de la nivelul ENTSOG;
- ✓ participarea la Workshop-urile de implementare a noului CAM-NC și TAR-NC;
- ✓ Participarea la elaborarea Planurilor regionale de investiții pentru regiunile Central Est Europeană respectiv Coridorul Sudic;
- ✓ implicare în activitățile legate de promovarea proiectelor relevante ale Transgaz pe a 3-a listă de proiecte de interes comun;
- ✓ colectarea și transmiterea datelor solicitate de consultanții Comisiei Europene cu privire la posibilele investiții în infrastructura de transport gaze din România, în perioada 2020 – 2030.
- ✓ colectarea și transmiterea datelor pentru elaborarea de către ENTSOG a *Perspectivei anuale privind aprovizionarea cu gaze naturale pentru iarna 2017-2018*, conform prevederilor Reg. (CE) nr. 715/2009;
- ✓ participarea la Workshop-ul pe tema armonizării comunicării datelor legate de transportul gazelor naturale la nivelul UE;
- ✓ participarea la Workshop-ul organizat de Grupul de lucru ENTSOG pe probleme de echilibrare a sistemului de transport al gazelor naturale.

Reprezentanții DRL au participat la elaborarea cadrului organizatoric și de reglementare necesar comercializării capacităților de transport care vor fi realizate prin implementarea unor proiecte de dezvoltare a infrastructurii de transport gaze naturale din România atât în puncte de interconectare transfrontalieră (culoarul de transport RO/HU/AT), cât și în alte tipuri de puncte din cadrul SNT (proiecte de dezvoltare pentru preluarea gazelor de la Marea Neagră).

Reprezentanții DRL au participat la elaborarea și transmiterea răspunsului la prima solicitare de informații adresată Transgaz de către DG Competition în cadrul procesului de investigare inițiat pentru presupusul abuz de poziție dominantă în scopul împiedicării exportului de gaze naturale.

3.1.2 Activitatea de transport intern gaze naturale

Începând cu **1 octombrie 2015 și până la data de 30 septembrie 2016** tarifele reglementate pentru prestarea serviciilor de transport al gazelor naturale prin SNT au fost stabilite pe baza **Ordinului ANRE nr. 136/14 august 2015**, privind aprobarea venitului reglementat, a venitului total și a tarifelor de transport pentru activitatea de transport al gazelor naturale prin Sistemul național de transport.

În perioada **1 octombrie 2016–31 decembrie 2016** tarifele reglementate pentru prestarea serviciilor de transport al gazelor naturale prin SNT au fost stabilite pe baza **Ordinului ANRE nr. 39/10 august 2016**, privind aprobarea venitului reglementat, a venitului total și a tarifelor de transport pentru activitatea de transport al gazelor naturale prin Sistemul național de transport.

Serviciul transport gaze naturale asigură îndeplinirea sarcinilor ce revin Transgaz din programul propriu și anume, de a oferi utilizatorilor rețelei servicii de acces la SNT pe baza unor condiții și clauze contractuale echivalente, nediscriminatorii și transparente. Contractele de transport semnate cu beneficiarii serviciilor sunt conforme contractului-cadru reglementat și asigură cadrul legal pentru prestarea serviciilor ferme și întreruptibile de transport. Prestarea serviciului de transport desemnează ansamblul de activități și

operațiuni desfășurate pentru și în legătură cu rezervarea capacității de transport și transportul prin SNT al cantităților determinate de gaze naturale. Transportul cantităților de gaze naturale se realizează de la punctele de predare/preluare comercială de la intrarea în SNT până la punctele de predare/preluare comercială de la ieșirea din SNT, *gazele naturale necesare acoperirii pierderilor din SNT fiind în responsabilitatea Transgaz.*

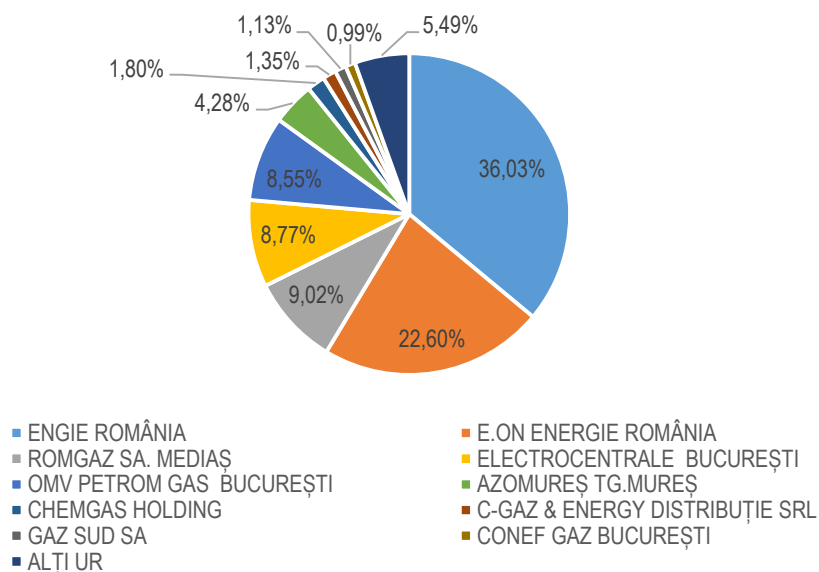
Prin serviciile de transport contractate în semestrul I 2017 s-a realizat transportul cantității totale de **3.702.144,302426 MWh (6.860.171,334 mii mc)** către:

	MWh	mii mc	%
Distribuții:	45.914.659,365654	4.263.277,169	62,15
Consumatori direcți	19.781.080,265806	1.851.557,250	26,99
Înmagazinare	7.934.794,138434	738.825,911	10,76
Export Csanadpalota	71.610,532532	6.511,004	0,1

Principalii beneficiari ai serviciului de transport intern al gazelor naturale **la data de 30 iunie 2017** sunt următorii:

CENTRALIZATOR FACTURI semestrul I al anului 2017			
Nr.Crt.	Principalii utilizatori de rețea	VAL. FACTURATĂ FĂRĂ TVA (LEI)	%
1	ENGIE ROMÂNIA	332.493.727,91	36,03%
2	E.ON ENERGIE ROMÂNIA	208.529.703,96	22,60%
3	ROMGAZ SA. MEDIAȘ	83.232.391,18	9,02%
4	ELECTROCENTRALE BUCUREȘTI	80.960.280,61	8,77%
5	OMV PETROM GAS BUCUREȘTI	78.946.265,66	8,55%
6	AZOMUREȘ TG.MUREȘ	39.496.094,42	4,28%
7	CHEMGAS HOLDING	16.601.495,82	1,80%
8	C-GAZ & ENERGY DISTRIBUȚIE SRL	12.432.203,44	1,35%
9	GAZ SUD SA	10.391.523,52	1,13%
10	CONEF GAZ BUCUREȘTI	9.104.518,52	0,99%
11	ALȚI UR	50.630.356,20	5,49%
	TOTAL	922.818.561,25	100,00%

Tabel 18- Pprincipalii utilizatori ai SNT la 30 iunie 2017



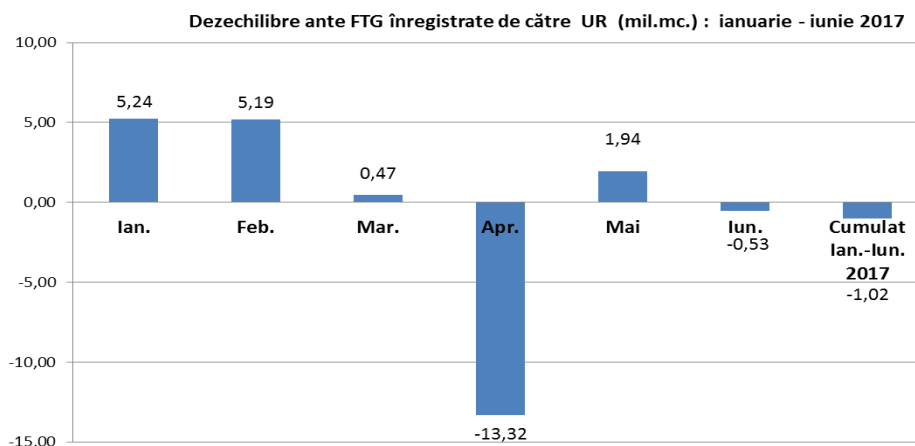
Grafic 21 - Ponderea principalilor utilizatori ai SNT în sem I 2017

În semestrul I 2017 activitatea comercială a urmărit:

1. Determinarea și monitorizarea zilnică/lunară a **consumului tehnologic la nivel de SNT** și exploatarea teritoriale și menținerea acestuia în procentul aprobat, cu delimitarea ET între nodurile tehnologice conectate la sistemul SCADA.
2. Derularea licitațiilor **anuale, lunare și zilnice** pentru **alocarea produselor de capacitate trimestriale, lunare și zilnice**, în punctul de interconectare **Csanádpalota** pentru lunile februarie-iulie ale anul gazier în curs, în conformitate cu *Calendarul de licitație* convenit cu FGSZ Zrt. în cadrul Acordului de Cooperare și afiliere a OST, ca urmare a publicării Ordinului ANRE nr. 88/22.11.2016.
3. Derularea licitațiilor **anuale, lunare și zilnice** pentru **alocarea produselor de capacitate anuale, trimestriale, lunare și zilnice**, în punctele situate pe **conducta Isaccea 1–Negru Vodă 1** pentru lunile februarie-iulie ale anul gazier în curs, în conformitate cu *Calendarul de licitație* convenit cu FGSZ Zrt. în cadrul Acordului de Cooperare și afiliere a OST, ca urmare a publicării Ordinului ANRE nr. 34/19.07.2016.
4. Derularea licitațiilor **anuale, lunare și zilnice** pentru **alocarea produselor de capacitate lunare și zilnice**, în punctul de interconectare **Ruse-Giurgiu** pentru lunile februarie - iulie a anului gazier 2016-2017, în conformitate cu *Calendarul de licitație* publicat de ENTSG, ca urmare a publicării Ordinului ANRE nr. 88/22.11.2016.
5. S-au încheiat și semnat cu utilizatorii de rețea în semestrul I 2017, **184 contracte** pentru servicii de transport a gazelor naturale, atât pe termen lung (anuale) cât și pe termen scurt (trimestriale, lunare, zilnice), pentru punctele de intrare/ieșire în/din Sistemul Național de Transport.
6. Ca parte a **Grupului de Lucru** pentru **revizuirea Codului Rețelei**, constituit în baza deciziei 187/27.02.2017, în scopul **configurării modelului de piață entry-exit cu utilizarea PVT**, Direcția Comercială a participat la **adaptarea secțiunii referitoare la accesul în sistemul entry-exit**, conform cerințelor reglementărilor UE și a celor mai bune practici de pe piețele dezvoltate ale țărilor membre.
7. În cadrul acțiunii de reînnoire a „Convențiilor privind stabilirea parametrilor tehnologici aferenți punctelor fizice de intrare în/ieșire din Sistemul național de transport al gazelor naturale” prevăzute de Ordinul președintelui ANRE nr. 79/30.10.2014, au fost semnate și returnate 70% din Convențiile transmise către producători, operatorii de distribuție, operatorii de înmagazinare și consumatorii direcți.
8. Emiterea, gestionarea și publicarea pe site-ul Transgaz în secțiunea „Informații clienți<Transgaz pe piața de gaze<Coduri EIC” <http://www.transgaz.ro/ro/content/coduri-eic>, a codurilor EIC naționale și

internaționale, pentru toți participanții de pe piața de gaze din România, în scopul raportării REMIT (Regulamentul (UE) nr.1227/2011 privind integritatea și transparența pieței angro) către platforma ARIS-de monitorizare a pieței de energie din Europa.

9. Acțiuni privind **îndeplinirea cerințelor de transparență** prevăzute de Regulamentul (CE) nr. 715 /2009:
 - publicarea informațiilor comerciale zilnice pe punctele relevante aferente conductelor de tranzit I, II și III;
 - publicarea Tranzacțiilor notificate în PVT (Nominalizare) în conformitate cu prevederile Ordinului ANRE nr.160/2015, în conformitate cu prevederile Codului Rețelei, art.102 (1) alin. (6) la adresa: <http://www.transgaz.ro/ro/content/tranzactii-notificate-pvt>;
 - publicarea dezechilibrelor UR calculate în conformitate cu prevederile Ordinului ANRE nr.160/2015 postat pe site TRANSGAZ la adresa: <http://www.transgaz.ro/ro/informa%C8%9Bii-clien%C8%9Bi/platforma-gmois>;
 - publicarea "Acțiunilor de echilibrare OTS" pentru perioada 01.01.2017–30.06.2017, stabilite în conformitate cu prevederile Codului rețelei actualizat, la adresa: <http://new.transgaz.ro/ro/content/actiuni-echilibrare-ots>;
 - publicarea Prețului Mediu Ponderat determinat în conformitate cu Ordinul ANRE nr.160/2015 pentru perioada 01.01.2017–30.06.2017 în vederea decontării financiare a dezechilibrelor zilnice finale înregistrate de către fiecare UR după efectuarea FTG, afișat pe site TRANSGAZ la adresa: <http://new.transgaz.ro/ro/informa%C8%9Bii-clien%C8%9Bi/platforma-gmois>.
10. **Calculul dezechilibrelor zilnice finale și monitorizarea principalilor UR** sub acest aspect, în conformitate cu prevederile din Codul Rețelei, aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 16/2013 completat de prevederile Ordinului ANRE nr. 160/26.11.2015.



11. **Calculul și facturarea contravalorii dezechilibrelor zilnice finale cu titlu "Deficit"** înregistrate de către UR în conformitate cu prevederile Codului rețelei aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 16/2013 completat de prevederile Ordinului ANRE nr. 160/26.11.2015, sens în care în semestrul I al anului 2017 au fost emise **232 facturi** în valoare totală de **121.262.810,79 RON** cu TVA și au fost primite **156 facturi** reprezentând **"Excedent"** în valoare totală de **89.956.971,93 RON** cu TVA.
12. **Calculul și facturarea lunară a contravalorii serviciilor de transport gaze naturale contractate și a depășirilor de capacitate rezervată**, înregistrate de către utilizatorii de rețea, operațiuni efectuate în conformitate cu prevederile Codului rețelei aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 16/2013 cu completările și modificările ulterioare, după cum urmează:
 - **Servicii de transport gaze naturale**—în semestrul I al anului 2017 au fost emise **633 facturi** în valoare totală de **755.476.146,13 lei** fără TVA, adică **898.814.170,52 lei** cu TVA.

- **Depășire de capacitate zilnică suplimentară** calculată în temeiul dispozițiilor **art.51** din Codului rețelei—în semestrul I al anului 2017 au fost emise **85 facturi** în valoare totală de **35.146.111,31** lei fără TVA, adică **41.823.840,90** lei cu TVA.
- **Depășire de capacitate rezervată** calculată în temeiul dispozițiilor **art. 99** din Codului rețelei—în semestrul I al anului 2017 au fost emise **241 facturi** în valoare totală de **132.196.303,81** lei fără TVA, adică **157.291.320,25** lei cu TVA.

Pentru acoperirea pierderilor din SNT precum și pentru consumul tehnologic propriu, în semestrul I 2017 Transgaz a achiziționat o cantitate de 50.718 mii mc gaze naturale.

În baza Referatului **nr. DO 1156/15.04.2016** aprobat de Consiliul de Administrație prin **Hotărârea nr. 14/2016** au fost contractate serviciile de rezervare de capacitate în depozitele de înmagazinare subterană de **372.750 MWh** atât pentru menținerea în stoc a cantității de gaze naturale rămase din ciclul anterior cât și pentru a fi stocate cantități suplimentare de gaze naturale necesare pentru acțiunile de echilibrare a SNT întreprinse de TRANSGAZ și a exploatării în condiții de siguranță a acestuia.

În perioada semestrul I 2017, ca urmare a măsurilor întreprinse pe linia activității de operare la nivelul **Dispeceratului Național de Gaze Naturale** au fost realizate o serie de acțiuni, dintre care, în principal, pot fi menționate:

- analizarea a 22 soluții de alimentare la SNT a terților din punct de vedere al capacității de transport disponibile și al regimului de presiuni care trebuie realizat fără a fi periclitată integritatea SNT;
- elaborarea a 23 fișe de acces la SNT, pentru solicitări de capacitate pentru care au fost întrunite condițiile de acces la SNT;
- verificarea a 10 teme de proiectare și fișe tehnice elaborate de Departamentul Exploatare Mentenanță;
- verificarea și aprobarea a 277 foi de manevră întocmite de Exploatarea Teritoriale;
- verificarea și aprobarea a 9 Programe de lucru privind curățarea interioară și inspecția conductelor magistrale întocmite de Departamentul Exploatare Mentenanță;
- actualizarea continuă a topologiei SNT și a modelului SIMONE al SNT, ținând seama de modificările infrastructurii de transport, pentru păstrarea acurateței calcului LP-SNT; s-au primit 37 solicitări de actualizare a topologiei care toate au fost realizate;
- ținerea evidenței lucrărilor terților în SNT la relocări/devieri de conducte;
- publicarea pe site-ul TRANSGAZ a reducerilor și sistărilor serviciilor de transport și informarea prin poșta electronică a utilizatorilor de rețea privind aceste diminuări sau sistări ale serviciilor de transport, corespunzător cerințelor Codului Rețelei;
- actualizarea calcului formulei N-1 pentru România;
- determinarea și analizarea unor regimuri de transport necesare stabilirii unei funcționări în condiții de siguranță și de eficiență economică a direcțiilor de transport din SNT pe durata sezonului rece și a sezonului cald utilizând programul SIMONE;
- participarea la întâlnirile grupului de lucru interdisciplinar pentru implementarea proiectelor UMP Marea Neagră și analiza problemelor specifice care intră în sfera de competență;
- gestionarea bazei de date (pe suport electronic) cuprinzând schemele tehnologice ale SNT și ale instalațiilor aferente acestuia, precum și verificarea actualizării acestor scheme de către Exploatarea Teritoriale;
- analizarea modului de calcul al pierderilor de gaze naturale aferente lucrărilor programate și neprogramate (inclusiv accidente tehnice cauzate de terți) din SNT și verificarea evidențelor consumului tehnologic determinat pe baza rapoartelor întocmite de Exploatarea Teritoriale; se lucrează la uniformizarea acestor rapoarte pentru eficientizarea modului de verificare;

- utilizarea unitară a <Metodologiei de determinare și a softului de calcul a consumurilor tehnologice și a pierderilor de gaze naturale aferente execuției lucrărilor și a avariilor tehnice produse în SNT> la nivel de Transgaz;
- determinarea zilnică a LP-ului pe SNT, la orele pare, cu programul de calcul hidraulic SIMONE offline, bazat pe presiunile și temperaturile gazului din SNT pentru evaluarea încadrării SNT în limitele de funcționare stabilite, inclusiv LP de ora 06 utilizat în închiderea ecuației de echilibrare comerciale a SNT); publicarea LP pe site Transgaz;
- actualizarea continuă a zonelor de calitate funcție de modificările ce apar în SNT;
- demararea elaborării procedurii de determinare a LP pe SNT;
- demararea elaborării procedurii de dispecerizare SNT;
- informări operative zilnice privind starea SNT;
- prognoze pe termen scurt, 2, respectiv, 4 zile a consumului de gaze asigurat prin SNT;
- urmărirea desfășurării lucrărilor de mentenanță din SNT conform foilor de manevră.

3.1.3. Activitatea de transport internațional gaze naturale

Activitatea de transport internațional gaze natural este desfășurată de Transgaz în baza licenței de operare a sistemului de transport gaze naturale nr. 1933/20.12.2013 emisă de Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei (ANRE), valabilă până la data de 08.07.2032.

În prezent, activitatea de transport internațional gaze naturale se desfășoară în zona de Sud-Est a țării (Dobrogea) unde sectorul românesc de conducte existent între localitățile Isaccea și Negru Vodă, se include în culoarul balcanic de transport internațional gaze naturale din Federația Rusă spre Bulgaria, Turcia, Grecia și Macedonia.



Figura 2- Conductele de transport internațional gaze naturale

Pe traseul menționat, la nord de localitatea Isaccea există 3 interconectări cu sistemul similar de transport internațional gaze naturale existent în Ucraina, care subtraversează Dunărea cu 5 conducte, iar la sud de localitatea Negru Vodă–3 interconectări cu sistemul similar de transport internațional gaze naturale din Bulgaria.

Cantitatea de gaze naturale transportată prin conductele de transport internațional în semestrul I 2017 este **8.772.153,890 mii mc (106.469.709,867 MWh)**.

Activitatea de transport internațional gaze naturale este efectuată prin conducte dedicate care nu sunt conectate la Sistemul Național de Transport:

- Conducta de transport internațional al gazelor naturale pe direcția UA-RO-BG (FIR I) cu următoarele caracteristici: DN 1000, L=183,5 km și capacitate tehnică=6,1 mld. Smc/an;
- Două conducte de transport internațional gaze naturale pe direcția UA-RO-BG-TK-GR (FIR II și FIR III) fiecare cu următoarele caracteristici: DN 1200, L=186 km și capacitate tehnică=9,6 mld. Smc/an (FIR II) și DN 1200, L=183,5 km și 9,7 mld. Smc/an (FIR III).

Începând cu anul gazier 2016–2017 capacitatea de transport a conductei Tranzit 1 se comercializează pe bază de licitații, conform codului european privind mecanisme de alocare a capacităților în punctele de interconectare transfrontalieră și a Ordinului ANRE nr. 34/2016. În ceea ce privește transportul prin conductele Tranzit 2 și 3, acesta nu se supune în prezent reglementărilor europene privind accesul terților și se desfășoară în baza acordurilor guvernamentale și a contractelor încheiate cu "Gazprom Export".

Stabilirea cadrului național de reglementare pentru conductele T2 și T3 este un proces complex datorită, în principal, a unor factori care depășesc sfera de competență a Transgaz.

Cu toate acestea, compania își propune pe parcursul anului 2017 soluționarea tuturor problemelor ridicate de procedura de infringement cu sprijinul Comisiei Europene și conformarea cadrului național privind accesul terților la capacitatea de transport cu prevederile reglementărilor europene.

În acest sens, cu sprijinul Comisiei Europene, discuțiile privind convenirea acordurilor de interconectare pentru punctele de interconectare Isaccea 2,3 și Negru Vodă 2,3 vor fi reluate pe parcursul anului 2017.

3.1.4 Alte activități

Alte activități cu o contribuție marginală la cifra de afaceri a societății sunt reprezentate în principal de vânzări de active, chirii și redevențe.

3.1.5 Evaluarea activității de prestare a serviciului de transport gaze naturale

Transgaz este singurul operator de transport gaze naturale din România. În tabelul de mai jos este prezentată evoluția prestării serviciilor de transport intern și transport internațional de gaze naturale, pentru semestrul I 2017 comparativ cu semestrul I 2016:

Specificații	Realizări Sem. I		Dinamica %
	2017	2016	
Venituri din activitatea de transport intern			
- mii lei	774.342	630.318	122,85
- MWh	73.670.134	62.987.973	116,96
- lei/MWh	10,51	10,01	105,04
- mii mc	6.857.186	5.873.039	116,76
- lei/1000 mc	112,92	107,32	105,22
Venituri din activitatea de transport internațional			
- mii lei	174.643	160.728	108,66
Alte venituri din exploatare			
- mii lei	31.492	789.423	39,65
TOTAL VENITURI DIN EXPLOATARE înainte de activitatea de echilibrare și din construcții conform cu IFRIC12	980.477	870.468	112,64

Tabel 19– Evoluția veniturilor din transportul intern și internațional al gazelor naturale în sem I 2017 vs sem I 2016

Activitatea de transport gaze naturale prin SNT vizează peste 90% din gazele naturale consumate în România și din acest motiv se poate considera că societatea:

- nu se confruntă cu situații concurențiale în domeniu;
- nu depinde în mod semnificativ de un client/grup de clienți din portofoliul său.

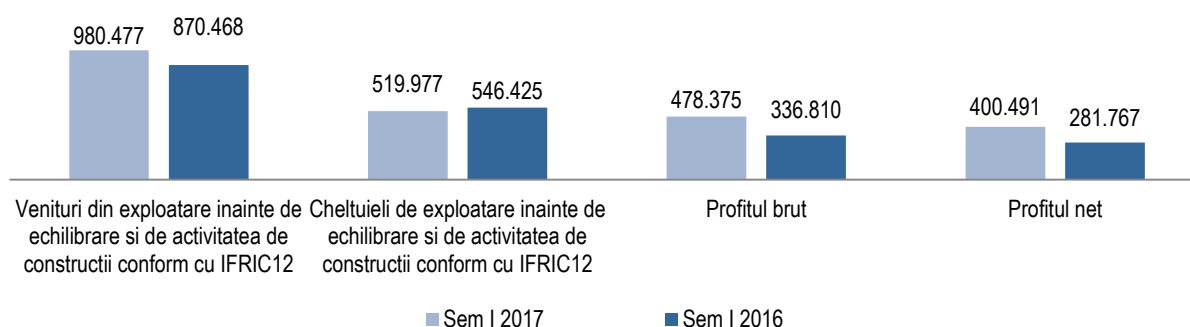
Realizări semestrul I 2017 versus Realizări semestrul I 2016

Situația rezultatelor financiare realizate la 30 iunie 2017 față de realizările perioadei similare ale anului 2016 este prezentată în tabelul de mai jos:

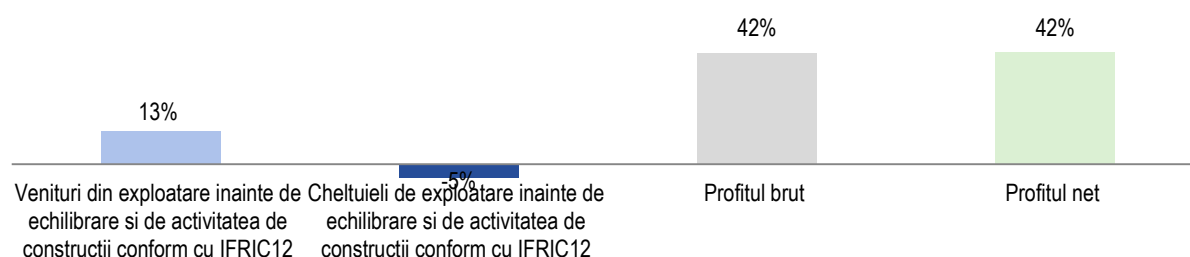
mii lei

Denumirea	Realizat Sem I 2017	Realizat Sem I 2016	Modificări
1	2	3	4=2/3x100-100
Venituri din exploatare înainte de echilibrare și de activitatea de construcții conform cu IFRIC12	980.477	870.468	13%
Venituri din echilibrare	76.692	22.012	248%
Venituri din activitatea de construcții conform cu IFRIC12	17.532	33.671	-48%
Venituri financiare	21.767	14.625	49%
Cheltuieli de exploatare înainte de echilibrare și de activitatea de construcții conform cu IFRIC12	519.977	546.425	-5%
Cheltuieli de echilibrare	71.913	20.948	243%
Costul activelor conform cu IFRIC12	17.532	33.671	-48%
Cheltuieli financiare	8.672	2.921	197%
PROFITUL BRUT -total, din care:	478.375	336.810	42%
· din exploatare	465.280	325.107	43%
· din activitatea financiară	13.095	11.703	12%
Impozitul pe profit	77.885	55.044	41%
PROFITUL NET	400.491	281.767	42%

Tabel 20- Rezultate financiare sem I 2017 vs sem I 2016



Grafic 22- Rezultate financiare Sem.I 2017 vs Sem.I 2016 (mii lei)



Grafic 23 - Rezultate financiare Sem.I 2017 vs Sem.I 2016 (%)

Veniturile din activitatea de exploatare înainte de activitatea de echilibrare și de construcții conform cu IFRIC12 cresc cu **13%** față de realizările din semestrul I 2016, înregistrându-se o creștere de **110.009 mii lei**.

Veniturile au fost influențate în principal de următorii factori:

- **veniturile obținute din rezervarea de capacitate** mai mari cu **106.469 mii lei** datorită:
 - **tarifului de rezervare a capacității** mai mare cu 0,85 lei/MWh (rezervări mai mari pe termen scurt), cu influență pozitivă de 165.478 mii lei;
 - **capacității rezervate** mai mici cu 35.092.656 MWh, cu influență negativă de 59.009 mii lei.
- **veniturile obținute din componenta volumetrică** mai mari cu **144.025 mii lei** datorită:
 - **cantității de gaze transportate** mai mare față de semestrul I 2016 cu 10.682.161 MWh/984.147 mii mc (▲ 17%), detaliată pe categorii de consumatori astfel:

		Sem I 2017	Sem I 2016	Diferențe
Cantitate transportată pentru consumatori direcți	MWh	27.755.475	22.507.108	5.248.367
	Mii mc	2.593.909	2.100.774	493.135
Cantitate transportată pentru distribuții	MWh	45.914.659	40.480.865	5.433.794
	Mii mc	4.263.277	3.772.265	491.012
Total*	MWh	73.670.134	62.987.973	10.682.161
	Mii mc	6.857.186	5.873.039	984.147

* cantitatea transportată pentru care se facturează servicii de transport

Tabel 21- Cantitatea de gaze naturale facturate sem I 2017 vs sem I 2016

- **Veniturile din transportul internațional al gazelor naturale** mai mari cu **13.915 mii lei** datorită variațiilor cursurilor valutare a monedelor de derulare a contractelor și aplicării prevederilor Ordinului ANRE nr. 34/19 iulie 2016;
- **Alte venituri din exploatare** mai mici cu **47.930 mii lei**.
- **Veniturile din activitatea de echilibrare** au înregistrat o creștere de **54.680 mii lei** pe seama următorilor factori:
 - cantitate mai mare cu 716.965 MWh cu influență favorabilă de 66.904 mii lei;
 - preț de tranzacționare mai mic cu 12,83 lei/MWh, cu o influență negativă de 12.224 mii lei.
 - **Veniturile din activitatea de construcții** mai mici cu **16.139 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 **7.143 mii lei** pe seama variațiilor cursului de schimb valutar.

Cheltuielile de exploatare înainte de echilibrare și de activitatea de construcții conform cu IFRIC12 scad cu **5%** față de semestrul I 2016, nivelul acestora fiind cu **26.449 mii lei** mai mare.

Societatea a înregistrat economii de 54.812 mii lei, în special la următoarele elemente de cheltuieli:

- consum și pierderi tehnologice de gaze naturale pe sistemul de transport a scăzut cu **16.204 mii lei** datorită a doi factori:
 - cantitatea de gaze naturale destinată consumului tehnologic mai mică cu 192.124 MWh/15.094 mii mc (▼ 27%), cu o influență favorabilă de 13.937 mii lei;
 - prețul mediu de achiziție pe semestrul I 2017 mai mic față de semestrul I 2016 cu 4,30 lei/MWh, cu o influență pozitivă de 2.267 mii lei;
- întreținere și transport: 2.769 mii lei;
- cheltuieli cu provizionul pentru riscuri și cheltuieli: 25.100 mii lei;
- alte cheltuieli de exploatare: 13.927 mii lei.

S-au înregistrat depășiri de 28.363 mii lei, în special la următoarele elemente de cheltuieli:

- cheltuieli cu redevența: 15.798 mii lei;
- cheltuieli cu impozite și alte sume datorate statului: 4.520 mii lei;
- cheltuieli cu amortizarea: 3.485 mii lei;
- cheltuieli cu personalul: 4.559 mii lei.

Cheltuielile financiare au înregistrat o creștere de **5.751 mii lei** pe seama cheltuielilor cu diferențele de curs valutar.

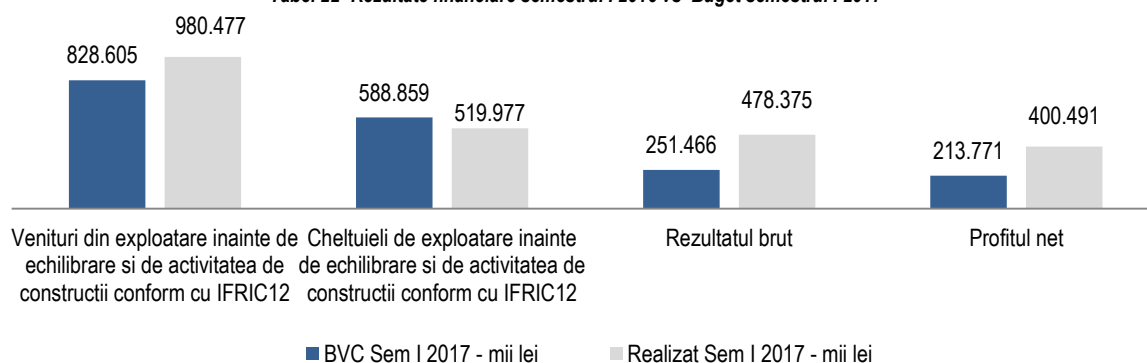
Comparativ cu realizările semestrului I 2016 profitul brut realizat în semestrul I 2017 este mai mare cu **42%**, respectiv cu **141.565 mii lei**.

Realizări semestrul I 2017 versus Buget semestrul I 2017

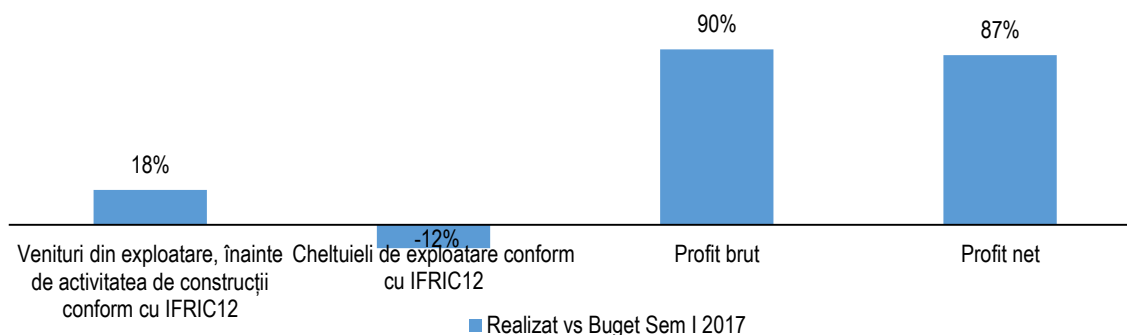
Principalii indicatori economico-financiar realizati în primul semestru al anului 2016, comparativ cu prevederile din BVC aprobat prin Hotărârea AGOA nr.1/27 aprilie 2017 sunt prezentați în tabelul de mai jos:

Denumirea	BVC Sem. I 2017	Realizări Sem. I 2017	Modificări
1	2	3	4=3/2x100-100
Venituri din activitatea de exploatare, înainte de echilibrare și de activitatea de construcții conform cu IFRIC12	828.605	980.477	18%
Venituri din echilibrare	42.312	76.692	81%
Venituri din activitatea de construcții conform cu IFRIC12	110.286	17.532	-84%
Venituri financiare	16.038	21.767	36%
Cheltuieli de exploatare înainte de activitatea de construcții conform cu IFRIC12	588.859	519.977	-12%
Cheltuieli de echilibrare	42.312	71.913	70%
Costul activelor construite conform cu IFRIC12	110.286	17.532	-84%
Cheltuieli financiare	4.318	8.672	101%
REZULTATUL BRUT, din care :	251.466	478.375	90%
• din exploatare	239.746	465.280	94%
• din activitatea financiară	11.720	13.095	12%
Impozitul pe profit	37.695	77.885	107%
PROFITUL NET	213.771	400.491	87%

Tabel 22- Rezultate financiare semestrul I 2016 vs Buget semestrul I 2017



Grafic 24 – Realizat vs. Buget sem I 2017 (mii lei)



Grafic 25– Realizat vs. Buget sem I 2017 (%)

Veniturile din activitatea de exploatare înainte de activitatea de echilibrare și de construcții conform cu IFRIC12 cresc cu **151.872 mii lei** față de cele prevăzute în BVC. Veniturile au fost influențate de următorii factori:

- Serviciile de transport gaze au înregistrat o creștere de **148.246 mii lei**, datorită:
 - *capacității rezervate* mai mari cu 22.739.775 MWh cu o influență pozitivă de **109.673 mii lei**, creștere determinată în principal de facturarea contravalorii depășirilor de capacitate rezervată aferente trimestrului I 2017, în conformitate cu Ordinul ANRE nr.1/18.01.2016, Ordinul ANRE nr.14/30 martie 2016 și Ordinul ANRE nr.160/26 noiembrie 2015;
 - *cantității de gaze transportate* mai mare față de cea planificată cu 10.238.308 MWh/901.146 mii mc (▲ 16%) cu o influență pozitivă de **38.573 mii lei**;
- Veniturile din serviciile de transport internațional gaze naturale au înregistrat o creștere de **11.375 mii lei** determinată de variațiile cursurilor valutare a monedelor de derulare a contractelor și aplicării prevederilor Ordinului ANRE nr. 34/19 iulie 2016;
- Veniturile din activitatea de echilibrare au înregistrat o creștere de **34.380 mii lei** pe seama următorilor factori:
 - cantitate mai mare cu 472.539 MWh cu influență favorabilă de 41.627 mii lei;
 - preț de tranzacționare mai mic cu 7,60 lei/MWh, cu o influență negativă de 7.246 mii lei.
- Alte venituri din exploatare au scăzut cu **7.748 mii lei** față de nivelul prevăzut în BVC.

Veniturile financiare au înregistrat o creștere de **6.943 mii lei** față de nivelul prevăzut în BVC pe seama creșterii veniturilor din diferențe de curs valutar.

Cheltuielile de exploatare înainte de activitatea de echilibrare și de construcții conform cu IFRIC12 înregistrează o scădere de **12%** față de programul aprobat, nivelul acestora fiind cu **68.882 mii lei** mai mic decât prevederile din BVC.

S-au înregistrat economii de 87.106 mii lei, în principal, la următoarele elemente de cheltuieli:

- ☞ consum și pierderi tehnologice de gaze naturale pe sistemul de transport **6.801 mii lei**, datorită a doi factori:
 - prețul mediu de achiziție realizat mai mic față de cel prevăzut în BVC cu 3,02 lei/MWh cu o influență pozitivă de 1.596 mii lei;
 - cantitatea de gaze naturale destinată consumului tehnologic mai mică față de program cu 73.024 MWh/6.136 mii mc (▼ 19%), cu o influență pozitivă de 5.205 mii lei;
- ☞ cheltuieli cu materiale auxiliare și alte cheltuieli materiale: 24.149 mii lei;
- ☞ cheltuieli cu personalul: 22.612 mii lei;
- ☞ întreținere și transport: 32.843 mii lei;
- ☞ amortizare: 700 mii lei.

S-au înregistrat depășiri de 18.224 mii lei, în principal la următoarele elemente de cheltuieli:

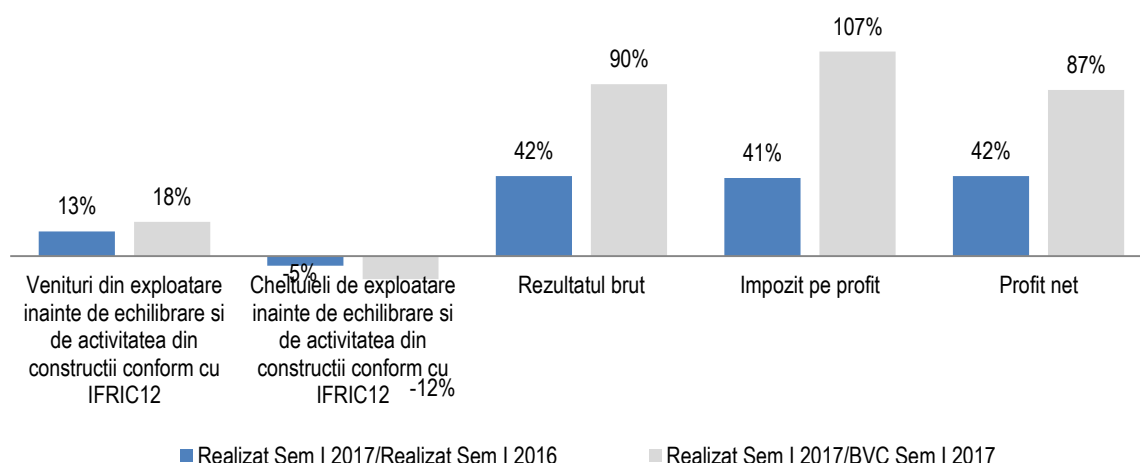
- redevența pentru concesiunea SNT: 15.962 mii lei;
- impozit pe monopol: 3.148 mii lei;

Cheltuielile financiare sunt mai mari decât nivelul prevăzut în BVC cu **4.354 mii lei** pe seama cheltuielilor cu diferențele de curs valutar.

Profitul brut este cu **90%** mai mare față de program, nivelul acestuia fiind cu **226.909 mii lei** superior prevederilor din BVC, iar **profitul net** cu **87%** mai mare decât cel programat, respectiv cu **186.720 mii lei** mai mare decât cel din BVC.

	Realizat Sem. I 2017 vs Realizat Sem. I 2016	Realizat Sem. I 2017 vs BVC Sem. I 2017
Venituri din exploatare înainte de echilibrare și de activitatea de construcții conform cu IFRIC12	13%	18%
Cheltuieli de exploatare înainte de echilibrare și de activitatea de construcții conform cu IFRIC12	-5%	-12%
Rezultatul brut	42%	90%
Impozit pe profit	41%	107%
Profitul net	42%	87%

Tabel 23 – Realizări sem I 2017 vs realizări sem I 2016, BVC sem I 2017 (%)



Grafic 26– Realizări sem I 2017 vs realizări sem I 2016, BVC sem I 2017

3.1.6 Evaluarea activității de proiectare-cercetare

Activitatea departamentului de proiectare-cercetare în semestrul I 2017 s-a desfășurat pe două direcții: proiectare și cercetare științifică.

A. Activitatea de proiectare:

Elaborare lucrări de proiectare în cadrul Departamentului Proiectare Cercetare

În semestrul I 2017 în cadrul departamentului au fost în lucru un număr de **151** lucrări de proiectare dintre care s-au avizat în CTE Transgaz un număr de **11** lucrări cu o valoare totală a investiției de **3.078.039.772 lei**, astfel:

- 2 studii de fezabilitate și 1 documentație de avizare a lucrărilor de intervenție (DALI) cu o valoare de 1.396.854.301 lei;

- 6 lucrări de investiții cu o valoare de 1.679.054.784 lei;
- 1 lucrare de reparații cu o valoare de 311.836 lei;
- 1 lucrare de acord acces la SNT cu o valoare de 1.818.851 lei;

iar restul de 140 lucrări se află în diverse stadii de elaborare.

De asemenea, în această perioadă, s-au elaborat și avizat în CTE Transgaz:

- 2 dispoziții de șantier pentru 2 lucrări aflate în execuție, generate de necesitatea modificării din motive obiective a soluțiilor proiectate;
- 28 proiecte pentru amplasare instalații de odorizare dintr-un total de 104 proiecte pentru amplasare instalații de odorizare aflate în lucru, în cadrul departamentului.

Lucrări importante elaborate în această perioadă, au fost:

- Studiu de fezabilitate-Conducta de transport gaze naturale Țărmul Marii Negre-Podișor, revizuit;
- Studiu de fezabilitate: Extindere SNT prin realizarea conductei de transport gaze naturale de la punct preluare gaze Marea Neagră (zona localității Vadu)-la conducta de tranzit 1 (zona localității Grădina);
- Documentație de avizare a lucrărilor de investiții (DALI)-Punerea în siguranță a conductei de transport gaze naturale Ø20,5" Orăștie-Recaș (Vest I), zona Simeria Veche;
- Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale pe coridorul Bulgaria-România-Ungaria-Austria (BRUA) Faza 1: Lot 1,2,3,4;
- Proiect tehnic: Punerea în siguranță a conductei de transport 8" Ocna Mureș-Aiud, zona Decea;
- Proiect tehnic: Conducta de transport gaze naturale Câmpulung Moldovenesc-Vatra Dornei, Revizia 1, Etapa I, L=9,276 km, tronson Câmpulung Moldovenesc-Pojorâta;
- Proiect tehnic: Racord și SRM ASPHADIF Salva.

Lucrări importante în curs de elaborare:

- Studiu de fezabilitate: Interconectarea stației de comprimare Jupa la conductele de transport gaze Vest I și Vest II;
- Studiu de fezabilitate: Interconectarea sistemul național de transport cu sistemul internațional și reverse flow la SMG Isaccea;
- Studiu de fezabilitate-Modernizare infrastructură de transport gaze naturale în zona de NV a României;
- Proiect tehnic privind: 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;
- Proiect tehnic privind: Conducta de transport gaze naturale Țărmul Mării Negre-Podișor;
- Proiect tehnic: Extindere SNT prin realizare conducta de transport gaze naturale de la punct preluare gaze Marea Neagră (zona localității Vadu)-la conducta de tranzit 1 (zona localității Grădina);
- Reverse flow Ucraina-Modificări necesare a se executa în cadrul SMG Isaccea II, în vederea livrării gazelor către Ucraina;
- Reverse flow Bulgaria-Interconectarea SNTcu conducta de tranzit gaze naturale T1, la Beidaud, pentru alimentarea cu gaze naturale a Bulgariei, în situații de urgență;
- Proiect tehnic privind: Conducta de transport gaze naturale pentru alimentarea cu gaze a localităților din zona de Nord a județului Prahova;
- Proiect tehnic privind: Reparația conductei Ø20" Albești-Urziceni în urma inspecției cu PIG inteligent;
- Proiect tehnic privind: Conducta de transport gaze naturale Ø 12" Negru Vodă-Techirghiol-Constanța (tronson Pecineaga-Techirghiol) deviere traseu conductă;

- Proiect tehnic privind: Reparația conductei Dn 1200 Isaccea-Negru Vodă, Tranzit 3, în urma inspecției cu PIG inteligent;
- Proiect tehnic privind: Montare gară primire godevil și pregătirea conductei Ø 20" Sărmășel Ceanu Mare Cluj I pentru transformarea în conductă godevilabilă.

Din cele 10 ateliere de proiectare, 4 ateliere de proiectare-cercetare (APC): APC1, APC3, APC4, APC 8B în colaborare cu atelierul de proiectare cu specific electric și cu atelierul de proiectare cu specific construcții, elaborează proiectele strategice:

- Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale pe coridorul Bulgaria–România–Ungaria–Austria (BRUA);
- Conducta de transport gaze naturale Țărmul Mării Negre-Podișor;
- Dezvoltări ale SNT în zona de Nord-Est a României în scopul îmbunătățirii aprovizionării cu gaze naturale a zonei precum și a asigurării capacității de transport spre Republica Moldova;
- Extindere SNT prin realizare conducta de transport gaze naturale de la punct preluare gaze Marea Neagră (zona localității Vadu)-la conducta de tranzit 1 (zona localității Grădina);
- Interconectarea sistemul național de transport cu sistemul internațional și reverse flow la SMG Isaccea.

Urmărirea lucrărilor de proiectare elaborate de terți în urma contractelor încheiate

Dintr-un număr de **94** lucrări de proiectare în lucru în semestrul I 2017, **14** lucrări de proiectare au fost avizate în CTE cu o valoare a investiției de **65.773.225 lei**.

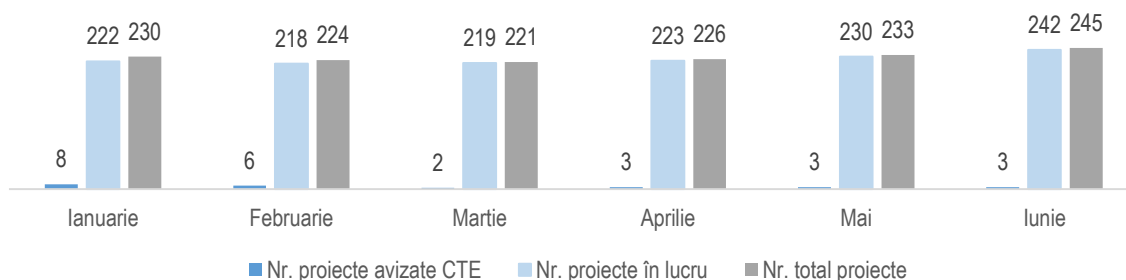
În total, în semestrul I 2017 (fără proiectele pentru amplasare instalații de odorizare) au fost în lucru un număr total de **245** lucrări de proiectare, dintre care **25** lucrări au fost avizate în CTE având o valoare totală a investiției de **3.143.812.997 lei**.



Grafic 27– Numărul lucrărilor de proiectare abordate și avizate în CTE Transgaz în sem I 2017

Evoluția lunară a numărului de lucrări de proiectare abordate și avizate în CTE în semestrul I 2017 este următoarea:

	Ianuarie	Februarie	Martie	Aprilie	Mai	Iunie
Nr. proiecte avizate CTE	8	6	2	3	3	3
Nr. proiecte în lucru	222	218	219	223	230	242
Nr. total proiecte	230	224	221	226	233	245



Grafic 28 – Evoluția numărului lucrărilor de proiectare abordate și avizate în CTE Transgaz în perioada ianuarie-iunie 2016

	Semestrul I	
	2017	2016
Nr. proiecte avizate CTE	25	53
Nr. proiecte în lucru	220	193
Nr. total proiecte	245	246

B. Activitatea de cercetare științifică:

S-a desfășurat conform **Programului de Cercetare Științifică, Inovare Tehnologică și Standardizare pe anul 2017**. Acesta cuprinde 10 teme de cercetare, dintre care 9 teme sunt în derulare din anul 2016.

În cursul semestrului I al anului 2016, s-au avizat CTE ultimele 3 etape din cadrul unei lucrări de cercetare, înregistrându-se realizări în valoare totală de 31.300 lei.

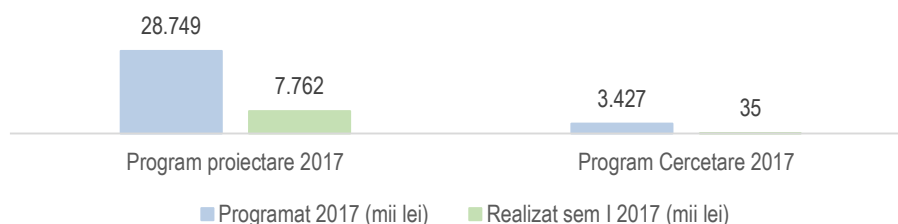
C. Alte activități desfășurate de personalul din cadrul departamentului:

- elaborarea de specificații tehnice pentru încheierea de acorduri cadru, contracte subsecvente și alte contracte necesare activității de proiectare cum sunt: studii geotehnice, studii hidrologice, subtraversări CF, studii OSPA, servicii arheologie și altele;
- participarea la evaluarea ofertelor privind achiziția de servicii și lucrări atât pentru proiectele elaborate în cadrul departamentului cât și pentru cele elaborate de terți;
- participarea cu personal din cadrul departamentului pentru proiectul BRUA, în vederea evaluării ofertelor privind achiziționarea de material tubular, curbe, robinete, îmbinări electroizolante și grupuri de comprimare pentru cele 3 stații de comprimare;
- verificarea/emiterea punctelor de vedere pentru proiectele elaborate de firme terțe;
- acordarea de asistență tehnică pentru lucrările aflate în execuție;
- întocmirea a 2 analize de risc pentru proiectele aflate în curs de elaborare de către firme terțe;
- întocmirea și urmărirea realizărilor programelor de proiectare și cercetare ale SNTGN Transgaz.

D. Realizarea programului de proiectare și a programului de cercetare

Pentru **Programul de proiectare al SNTGN Transgaz SA** pe anul 2017, s-a bugetat o valoare de **36.542.799 lei**, din care proiectare efectivă în valoare de **28.749.299 lei**. Diferența dintre total și proiectarea efectivă, reprezintă garanții pentru scoaterea din circuitul agricol a terenurilor afectate. **Gradul de realizare** al proiectării efective, la finalul semestrului I 2017, a fost de **27%**.

Programul de cercetare al S.N.T.G.N. Transgaz S.A. în anul 2017 are o valoare bugetată de **3.427.300 lei**. **Gradul de realizare** al acestui program în semestrul I 2017, a fost de **1 %**.



Grafic 29– Realizari Program de Proiectare și Cercetare sem I 2017



Grafic 30– Grad de realizare a Programelor de Proiectare și Cercetare sem I 2017

3.1.7 Evaluarea activității de aprovizionare

Achizițiile pentru asigurarea bazei tehnico-materiale se realizează pe bază de contracte ferme sau comenzi, cu respectarea legislației în vigoare, atât de pe piața internă cât și din import.

La **fundamentarea P.A.A.S. 2017** s-a luat în calcul **necesarul de lucrări, produse și servicii**, astfel cum au fost cuprinse în **Programul de Reparații Reabilitare și Asigurarea Serviciilor de Mentenanță, Programul de Proiectare, Programul de Cercetare și Programul cu privire la alte servicii executate de terți în forma în care au fost aprobate prin H.C.A. nr. 49/20.12.2016 respectiv Programul de Modernizare, Dezvoltare Investiții și Programul de Aprovizionare aprobat prin HCA nr. 1/12.01.2017.**

Programul cuprinde **totalitatea contractelor/acordurilor-cadru** pe care SNTGN Transgaz SA Mediaș intenționează să **le atribuie/încheie în decursul anului 2017**. De asemenea **procedurile demarate în 2016**, care până la finalul anului **nu au fost atribuite/nefinalizate** au fost preluate în program pentru 2017 cu mențiunea că acestea sunt **în derulare din anii precedenți**.

Valoarea totală a **Programului Anual al Achizițiilor Sectoriale pe anul 2017** aprobat initial la 30.01.2017 a fost de **3.060.351.866,56 lei** din care **1.887.726.368,00 lei** aferent investiției **DEZVOLTAREA PE TERITORIUL ROMÂNIEI A SNT PE CORIDORUL BULGARIA-ROMÂNIA- UNGARIA-AUSTRIA (FAZA 1)-(PAAS 2017 pentru BRUA-FAZA 1)**.

În urma celor 6 rectificări/actualizări ale Programul Anual al Achizițiilor Sectoriale pe anul 2017 devenite necesare ca urmare a revizuirii programelor de executie ce au stat la baza fundamentarii B.V.C, valoarea totala a P.A.A.S. a devenit **3.143.024.704,54 lei** din care **1.257.947.978,55 lei** aferent Programului Anual de Achiziții Sectoriale (PAAS 2017) și **1.885.076.726,00 lei** aferent Programului Anual de Achiziții Sectoriale investiției **DEZVOLTAREA PE TERITORIUL ROMÂNIEI A SNT PE CORIDORUL BULGARIA-ROMÂNIA-UNGARIA-AUSTRIA (FAZA 1) (PAAS 2017 pentru BRUA-FAZA 1)**.

PROCEDURI DE ACHIZIȚIE:

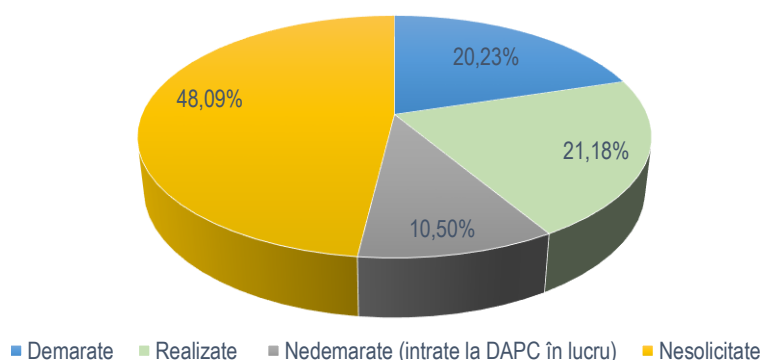
În baza celor prevăzute în P.A.A.S. 2017 (secțiunea proceduri, actualizată) respectiv din **524 poz. Active**, în urma solicitărilor departamentelor/direcțiilor/serviciilor interesate **au fost demarate 217 proceduri din care s-au finalizat 111**, iar 106 proceduri sunt în desfășurare, în diferite stadii.

Pe lângă acestea un număr de 55 proceduri sunt nedemarate, cu documentații intrate la DASC, iar până la **totalul pozițiilor active din program un număr de 252 de poziții sunt nesolicitate de departamente/direcții/servicii interesate** (reprezentând un procent de 48,09%).

Din punct de vedere fizic al numărului total de proceduri prevăzute în P.A.A.S. actualizat **procentul de realizare este de 21,18%** iar din punct de vedere valoric gradul de realizare este de 8,27% (valoare realizată raportată la valoarea estimată totală). Din punct de vedere procentual cele 55 de proceduri nedemarate care se află în lucru reprezintă 10,50% din total poziții în plan.

Schematic situația realizării procedurilor de achiziție este după cum urmează:

Centralizator proceduri (fizic)		
Total poz. la 30.06.2017, din care:	524	% realizare din P.A.A.S (secțiunea proceduri)
- demarate	106	20,23%
- realizate	111	21,18%
- nedemarate (intrate la DAPC în lucru)	55	10,50%
- nesolicitate	252	48,09%



Grafic 31 - Situația procedurilor de achiziții sem I 2017

Centralizator proceduri (valoric)-lei		
Total valoric 30.06.2017, din care:	1.240.808.014,45	% realizare din PAAS (secțiunea proceduri)
- demarate (estimat)	176.026.037,35	14,19%
- contracte încheiate (realizat)	102.626.625,59	8,27%
- nedemarate (intrate la DASC-în lucru) (estimat)	137.426.739,79	11,08%
- nesolicitate de către servicii/direcții/departamente (estimat)	774.148.931,02	62,39%

NOTĂ. Procentul pentru procedurile realizate reprezintă valoarea finală realizată raportată la valoarea estimată totală; iar pentru cele demarate dar nefinalizate și pentru cele nedemarate reprezintă valoarea estimată a acestora raportată la valoarea estimată totală (din acest motiv suma procentelor este mai mică de 100% aferentă diferențelor de valoare de la valorile estimate la cele adjudecate)

Pentru cele 111 de poziții din PAAS secțiunea proceduri situația realizărilor față de valorile estimate numai a acestora se prezintă conform tabelului următor:

Nr. Poziții din PAAS	Valoare estimată	Valoare realizată	%
111	153.209.306,29	102.626.625,59	66,98

Situația totală a contractelor încheiate (care include și contractele subsecvente atribuite în baza acordurilor cadru așa cum sunt prevăzute în ANEXA 1 la PAAS 2017) se prezintă schematic în tabelul următor:

Tip contract	Total valoare contracte	Număr de contracte/ acorduri cadru atribuite	Din care număr de contracte subsecvente	Valoare contracte subsecvente	Valoare realizări din PAAS
-	(lei fara TVA)	-	-	(lei fara TVA)	(lei fara TVA)
Contracte de lucrări	59.174.818,72	19	0	0,00	59.174.818,72
Contracte de servicii	27.449.607,24	81	31	9.434.531,95	18.015.075,29
Contracte de produse	27.952.106,58	40	4	2.515.375,00	25.436.731,58
TOTAL CONTRACTE	114.576.532,54	140	35	11.949.906,95	102.626.625,59

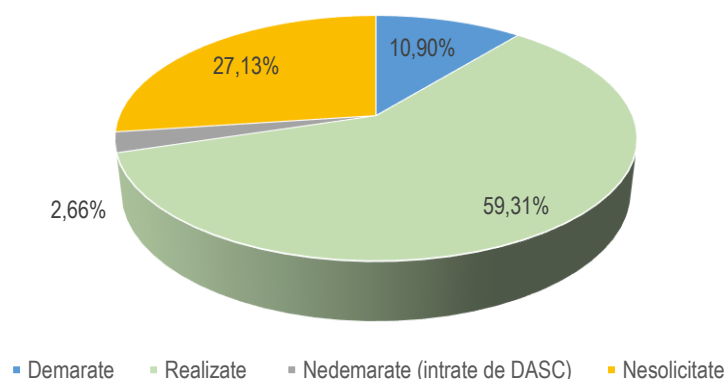
Tabel 24 - Situația contractelor încheiate prin proceduri de achiziție în sem I 2017

ACHIZIȚII DIRECTE:

În baza celor prevăzute în P.A.A.S. actualizat, respectiv din **376 poz. active**, în urma solicitărilor departamentelor/direcțiilor/serviciilor interesate au fost demarate 264 achiziții directe din care s-au finalizat **223 achiziții directe**, iar până la totalul pozițiilor active din program un număr de **102 de poziții sunt nesolicitate de departamente/direcții/servicii interesate** (reprezentând un procent de 27,13%).

Din punct de vedere fizic al numărului total de achiziții directe din programul aprobat procentul de realizare a achizițiilor directe este de 59,31%, iar valoric de 22,63% (valoare realizată raportată la valoarea estimată totală).

Centralizator achiziții directe (fizic)		
Total poz. la 30.06.2017, din care:	376	% de realizare achiziții directe
- demarate	41	10,90%
- realizate	223	59,31%
- nedemarate (intrate de DASC)	10	2,66%
- nesolicitate de către servicii/direcții/departamente	102	27,13%



Grafic 32- Situația achizițiilor directe sem I 2017

Centralizator achiziții directe (valoric)		
Total valoric 30.06.2017, din care:	17.139.964,09	% de realizare achiziții directe
- demarate (estimat)	1.870.894,41	10,92%
- contracte încheiate (realizat)	3.878.905,88	22,63%
- nedemarate (intrate la DASC-in lucru) (estimat)	778.483,00	4,54%
- nesolicitate de catre servicii/directii/departamente (estimat)	7.746.190,12	45,19%

NOTĂ. Procentul pentru achizițiile directe realizate prezintă valoarea finală raportată la valoarea estimată totală iar pentru cele demarate dar nefinalizate și pentru cele nedemarate valoarea estimată a acestora raportată la valoarea estimată totală (din acest motiv suma procentelor este mai mică de 100% aferentă diferențelor de valoare de la valorile estimate la cele adjudecate).

Pentru cele 223 de poziții din PAAS Achiziții Directe situația realizărilor față de valorile estimate numai a acestora se prezintă conform tabelului următor:

Nr. Poziții din PAAS	Valoare estimată	Valoare realizată	%
223	6.744.396,57	3.878.905,88	57,51

Situația totală a achizițiilor directe, în baza celor prevăzute în P.A.A.S. actualizat, și în urma solicitărilor departamentelor/direcțiilor/serviciilor interesate în semestrul I 2017 se prezintă schematic în tabelul următor:

Tip contract	Total Valoare contracte/ comenzi	Nr. de contracte încheiate de Birou Achiziții	Valoare contracte încheiate de Birou Achiziții	Nr. de comenzi încheiate de Birou Achiziții	Valoare comenzi încheiate de Birou Achiziții	Valoare achiziții care nu sunt cuprinse în PAAS -AD	Nr. de comenzi din progr. Aprov. (Entit.)	Valoare din programul aprovizionare (Entitații)	Valoare realizări din PAAS -AD
-	(lei fara TVA)	-	(lei fara TVA)	-	(lei fara TVA)	(lei fara TVA)	-	(lei fara TVA)	(lei fara TVA)
Lucrări	711.893,92	9	709.559,51	2	2.334,41	0,00	0	0,00	711.893,92
Servicii	1.567.198,99	49	1.460.006,23	19	107.192,76	0,00	0	0,00	1.567.198,99
Produse	1.600.671,51	1	858,54	71	827.022,87	858,54	87	772.790,10	1.599.812,97
TOTAL	3.879.764,42	59	2.170.424,28	92	936.550,04	858,54	87	772.790,10	3.878.905,88

Tabel 25 - Situația contractelor încheiate prin achiziții directe în perioada 04.01-30.06.2016

3.1.8 Achiziții și înstrăinări de active

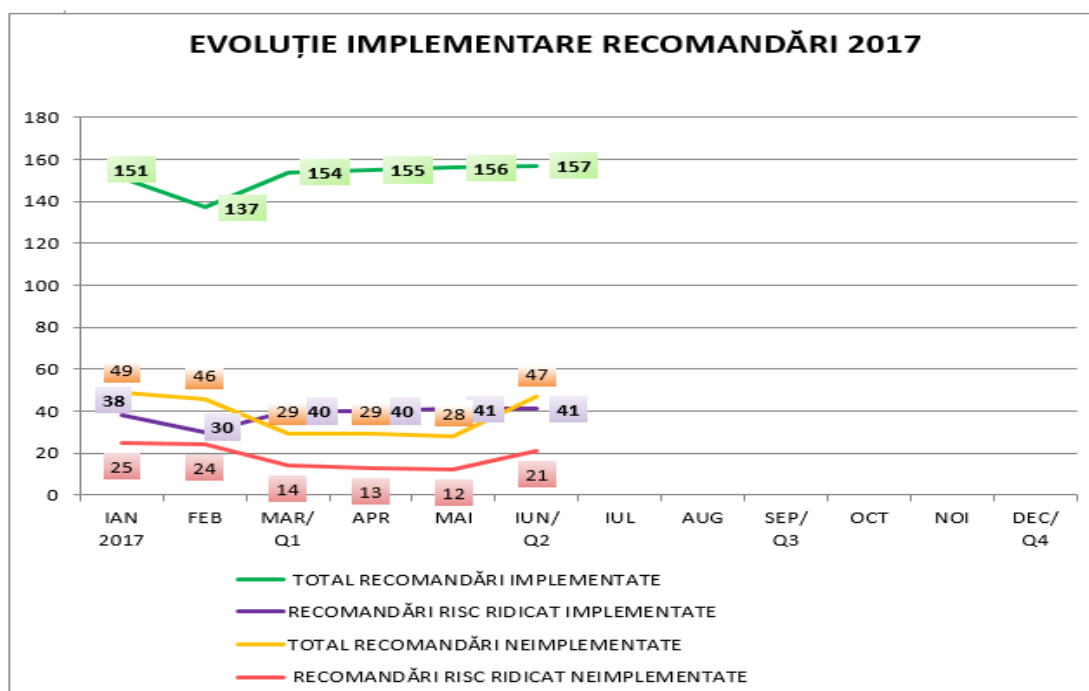
Cu excepția achizițiilor de active necesare desfășurării și dezvoltării activității, precum și a celor scoase din funcțiune în condițiile legii, societatea nu a înregistrat alte operațiuni de această natură în semestrul I 2017.

3.1.9 Audit intern și extern al activității societății

Activitatea de Audit public intern este organizată la nivelul Transgaz prin înființarea în anul 2007 a Serviciului de audit intern.

În semestrul I 2017 Serviciul de Audit a urmărit:

- atingerea gradului de implementare a recomandărilor de 100% în:
 - evaluarea necesității și oportunității serviciilor de închiriere spații conform contracte încheiate cu Liceul SNG Mediaș și dl. Mocanu Ovidiu;
 - evaluarea activității de urmărire execuție lucrări.
- implementarea a 26 recomandări aflate în termen, două recomandări off-track și o recomandare aflată în stand-by;
- intrarea în stadiul off - track a unui număr de 9 recomandări.



Grafic 33 – Evoluție implementarea recomandări 2017

Obiectivele Serviciului Audit Intern sunt corelate cu obiectivele strategice asumate de Directorul General - *Competitivitate și Dezvoltare durabilă*.

Prin misiunile de audit intern derulate și implicit prin recomandările formulate și implementate corect s-a înregistrat o îmbunătățire a activităților auditate, progres evidențiat la a doua auditare a activităților.

Indicatori	Țintă	Realizat la 30.06.2017	Observații
Grad de realizare a Planului anual de audit intern	100%	100%	Misiunea de audit intern, cu tema <i>Evaluarea activității de formalități și reglementări terenuri</i> , planificată în perioada 24.04.2017-14.07.2017, nu s-a efectuat datorită reorganizării Direcției Reglementări Terenuri în Departamentul Reglementări și formalități terenuri conform HCA nr. 5/27.02.2017, ceea ce implică actualizări a unor documente interne: fișe post ROF, proceduri. În locul acestora, s-a efectuat misiunea de audit intern cu tema „Evaluarea modului de gestionare a fondurilor europene”, urmând a se actualiza Planul anual de audit intern, conform art. 2.4.1.6. din HG 1086/2013.
Întocmirea Rapoartelor privind activitatea de audit intern în termenul solicitat	100%	100%	Rapoarte lunare, trimestriale, precum și rapoartele misiunilor.
Grad de implementare a recomandărilor de audit intern	80%	76,96%,	Cauza care a condus la nerealizarea gradului de implementare propus s-a datorat introducerii în luna iunie în monitorizare a misiunii de audit privind <i>Evaluarea conformității între proiectele tehnice și lucrările executate de terți</i> , unde s-au formulat 20 de recomandări.

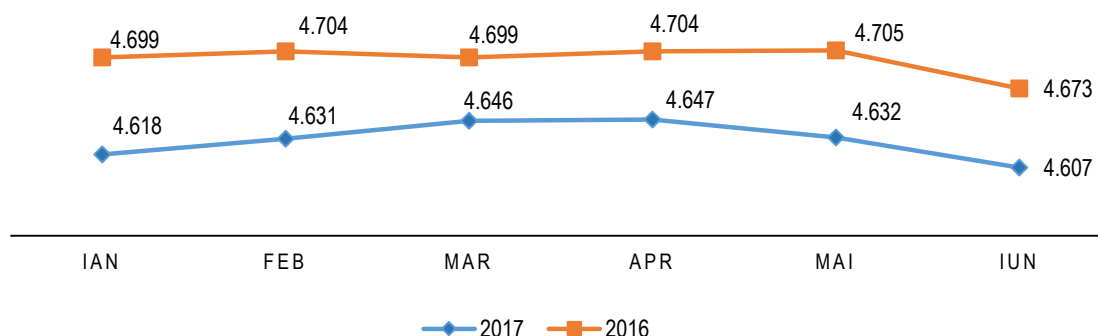
Tabel 26 - Obiectivele serviciului audit intern

3.1.10 Evaluarea activității de resurse umane și dialog social

La data de 30 iunie 2017, SNTGN TRANSGAZ S.A. a înregistrat un număr de 4.607 angajați cu contracte individuale de muncă, din care 4.545 pe perioadă nedeterminată și 62 pe perioadă determinată.

Dimensionarea optimă a numărului de personal din cadrul societății este corelată cu nevoile reale de personal impuse de activitățile operaționale desfășurate de societate, cu modernizările și re tehnologizările realizate pentru creșterea siguranței și eficienței în exploatarea SNT și a instalațiilor anexă, precum și realizarea proiectelor majore de dezvoltare ale societății

În semestrul I 2017 s-a continuat politica de reducere a numărului de personal în line cu pensionările și disponibilizările personalului de pe posturile desființate ca urmare a reorganizării unor activități, astfel că numărul angajaților societății la 30 iunie 2017 este cu 66 mai mic decât la 30 iunie 2016.



Grafic 34 - Evoluția numărului de angajați în sem I 2017 vs anul 2016

Evoluția numărului de personal în semestrul I 2017 este următoarea:

Specificație	Ianuarie	Februarie	Martie	Aprilie	Mai	Iunie
Număr de salariați la începutul perioadei	4.607	4.618	4.631	4.646	4.647	4.632
Număr de persoane nou angajate	25	29	29	13	13	4
Număr de persoane care au încetat raporturile de muncă cu societatea	14	16	14	12	28	29
Număr de salariați la sfârșitul perioadei	4.618	4.631	4.646	4.647	4.632	4.607

Tabel 27 – Evoluția numărului de angajați în semestrul I 2017

În scopul eficientizării utilizării personalului calificat pentru efectuarea în integralitate a atribuțiilor de serviciu în noile condiții de lucru, în acord cu Planul de Administrare a S.N.T.G.N. TRANSGAZ S.A. 2013-2017, în cursul anului 2017 sunt programate a fi normate 334 lucrări tehnice.

Situația lucrărilor tehnice normate până în prezent este redată în tabelul alăturat:

2017	Ianuarie	Februarie	Martie	Aprilie	Mai	Iunie	Total sem I 2017
E.T. ARAD		2	5				7
E.T. BACĂU		3	3	2	6	4	18
E.T. BRAȘOV				6			6
E.T. BRĂILA		3	15	6	8	4	36
E.T. BUCUREȘTI		5			1	6	12
E.T. CLUJ		6	2	3	4	10	25
E.T. CONSTANȚA			7		5	1	13
E.T. CRAIOVA		1	7	6	1	7	22
E.T. MEDIAȘ			1	1	3	3	8
SUCURSALA MEDIAȘ		9	9	11	26	29	84
SCG			1	1	6		8
Total lucrări cronometrate	0	29	50	36	60	64	239

Norme de timp și de personal validate în semestrul I 2017:

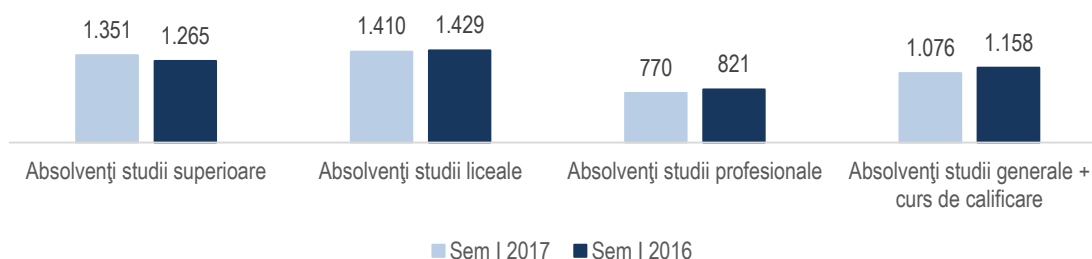
	Programate an 2017	Validate sem I 2017
Exploatări Teritoriale	210	115
Stații Comprimare Gaze	26	0
Sucursala Mediaș	98	90
TOTAL	334	205

Evoluția structurii personalului pe categorii de studii, relevă interesul societății de a acoperi nevoile de personal prin angajarea de specialiști cu înaltă calificare precum și perfecționarea continuă a personalului existent, fiind evidente tendințele de creștere a numărului de angajați cu studii superioare în paralel cu scăderea numărului de angajați cu studii liceale și a numărului de angajați cu studii generale și curs de calificare.

Evoluția structurii personalului pe categorii de studii semestrul I 2017 vs semestrul I 2016 este prezentată în tabelul următor:

Nr. crt.	Categorie	Sem I 2017	Sem I 2016
1.	Absolvenți studii superioare	1.351	1.265
2.	Absolvenți studii liceale	1.410	1.429
3.	Absolvenți studii profesionale	770	821
4.	Absolvenți studii generale + curs de calificare	1.076	1.158
*	TOTAL angajați	4.607	4.673

Tabel 28– Evoluția structurii personalului pe categorii de studii în sem I 2017 vs sem I 2017



Grafic 35- Evoluția structurii personalului pe categorii de studii în sem I 2017 vs sem I 2017

Îmbunătățirea procesului de formare, instruire și dezvoltare profesională a personalului

În cadrul societății procesul de formare profesională a personalului se realizează în mod continuu și planificat prin cursuri cu *formatori externi din țară sau străinătate* sau cu *formatori interni prin Centrul de Instruire și Formare Profesională*. Instruirea are două componente: *una profesională* (tehnică, economică, alte specialități) necesară îndeplinirii sarcinilor de serviciu din fișa postului și *una generală privind perfecționarea profesională pe diverse domenii*.

Formarea și perfecționarea profesională a salariaților urmărește:

- adaptarea salariatului la cerințele locului de muncă, prin actualizarea cunoștințelor și deprinderilor specifice postului;
- perfecționarea pregătirii profesionale pentru ocupația de bază;
- dobândirea unor cunoștințe avansate, a unor metode și procedee moderne necesare pentru realizarea la nivel superior a activităților profesionale;
- reconversia profesională determinată de restructurări socio-economice, reorganizări sau re tehnologizări;
- prevenirea riscului șomajului.

Formarea, perfecționarea și dezvoltarea profesională a angajaților din cadrul societății se realizează în baza Planului de formare profesională elaborat la nivelul societății, în consens cu prevederile din Contractul Colectiv de Munca în vigoare. Precizăm că prin Centrul de Instruire și Formare Profesională propriu au fost derulate cursuri de calificare ale angajaților în meseriile operator la extracția, tratarea, transportul și distribuția gazelor naturale, lăcătuș mecanic și sudor, meserii pentru care deținem autorizația C.N.F.P.A., diplomele fiind recunoscute pe piața muncii din U.E. De asemenea un mare număr de angajați au urmat un curs de perfecționare anuală cu personalul de specialitate al Centrului de Instruire și Formare Profesională și cu lectori cooptați din rândul specialiștilor societății.

În domeniul formării și perfecționării continue a salariaților în primul semestru din anul 2017 au fost organizate cursuri de formare profesională și perfecționare cu formatori externi din țară și străinătate pentru 507 salariați, în domenii specifice și/sau complementare domeniului de activitate al societății.

Situația numărului de cursuri de calificare și perfecționare desfășurate pentru angajații societății în semestrul I 2017, comparativ cu aceeași perioadă anului 2016, este prezentată în tabelul următor:

Nr. crt.	Categorie	sem I 2017	sem I 2016
1.	Nr. cursuri cu formatori interni (prin Centrul de Instruire și Formare Profesională)	8	6
2.	Nr. cursuri cu formatori externi	43	80
	TOTAL	51	86

Nr. crt.	Categorie	Semestrul I 2017					
		Ianuarie	Februarie	Martie	Aprilie	Mai	Iunie
1.	Nr. cursuri cu formatori interni (prin Centrul de Instruire și Formare Profesională)	5	1	-	-	1	1
2.	Nr. cursuri cu formatori externi	2	13	11	3	10	4
	TOTAL	7	14	11	3	11	5

Situația numărului de angajați care au absolvit cursuri de calificare în semestrul I 2017, comparativ cu aceeași perioadă anului 2016, este următoarea:

Nr. crt.	Categorie	sem I 2017	sem I 2016
1.	Nr. personal calificat prin cursuri cu formatori interni (prin Centrul de Instruire și Formare Profesională)	75	115
2.	Nr. personal calificat prin cursuri cu formatori externi	507	508
	TOTAL	582	623

La **30 iunie 2017**, gradul de sindicalizare al forței de muncă era de 96,85%, din totalul de 4.607 salariați 4.462 fiind membrii de sindicat.

Există 4 organizații sindicale la care sunt înscrși angajații SNTGN Transgaz și anume:

- Sindicatul "Transport Gaz Mediaș" ;
- Sindicatul Liber SNTGN TRANSGAZ SA Mediaș;
- Sindicatul Cercetare Tehnologie "CERTEH" Mediaș;
- Sindicatul Profesional "Metan" Mediaș.

Sindicatul "Transport Gaz Mediaș" este sindicatul reprezentativ la nivel de unitate, conform prevederilor Legii nr. 62/2011 a Dialogului Social, art.51. lit.c., motiv pentru care a reprezentat angajații societății la încheierea și derularea Contractului colectiv de muncă încheiat la nivelul SNTGN TRANSGAZ SA. Raporturile dintre angajator și angajați sunt reglementate prin Contractul colectiv de muncă la nivelul societății, înregistrat la Inspectoratul Teritorial de Muncă Sibiu sub nr. 112/23.06.2015 în Registrul Contractelor colective, precum și prin contractele individuale de muncă ale salariaților. Perioada de valabilitate a Contractului colectiv de muncă la nivelul societății a fost prelungită cu 12 luni, până la 25.06.2018 prin Actul Adițional încheiat la 26.05.2017.

Raporturile dintre angajator și angajați se încadrează în prevederile legale în vigoare, pe parcursul semestrului I 2017 neexistând elemente conflictuale în legătură cu aceste raporturi.

3.1.11 Evaluarea activității HSSEQ

În semestrul I 2017, acțiunile Departamentului Calitate, Mediu, Protecție și Securitate au vizat în principal realizarea măsurilor cuprinse în Planul de administrare, în Declarația de Politică, programele anuale aprobate de Consiliul de Administrație și/ sau directorul general al SNTGN TRANSGAZ SA, precum și îndeplinirea responsabilităților stabilite prin ROF și prevederile legislative specifice domeniilor de activitate.

Activitatea Departamentului Calitate Mediu, Protecție și Securitate cuprinde aspecte privind:

- Activități desfășurate în domeniul Securității și Sănătății în Muncă;
- Activități desfășurate în domeniul Protecției Mediului;
- Activități desfășurate în domeniul Sistemului de Management Calitate Mediu;
- Activități desfășurate în domeniul Protecției, Pazei și Securității;
- Activități desfășurate în domeniul Gestiunii Documentelor.

Activități desfășurate în domeniul Securității și Sănătății în Muncă	În semestrul I 2017, activitatea în domeniul securității și sănătății în muncă a vizat în principal conformarea cu prevederile legislative, luarea tuturor măsurilor pentru asigurarea securității și sănătății lucrătorilor, în special prin realizarea celor cuprinse în „Planul de Prevenire și Protecție”. În scopul diminuării și/sau eliminării riscurilor de accidentare și îmbolnăvire profesională la locurile de muncă din cadrul societății, s-au desfășurat acțiuni specifice care au contribuit la materializarea măsurilor planificate, având prioritate cele cu caracter tehnic, organizatoric și sanitar-medical. În semestrul I 2017 au fost înregistrate 5 accidente de muncă, dar nu s-au înregistrat îmbolnăviri profesionale. De asemenea precizăm că societatea nu a fost sancționată contravențional pentru nerespectarea prevederilor de securitate și sănătate în muncă.
Activități desfășurate în domeniul protecției mediului	Activitatea în domeniul protecției mediului a vizat în principal conformarea și respectarea reglementărilor legislative și a celor impuse de autorizațiile de mediu și gospodăririi apelor. Astfel al nivelul societății există un număr de: • 17 autorizații de mediu prin care sunt autorizate un număr de 1.195 obiective ale SNTGN Transgaz SA. Conform <i>Planificării reînnoirii actelor de reglementare</i>, nu au fost depuse solicitări de reînnoire a autorizațiilor de mediu; • 130 autorizații de gospodărire a apelor pentru traversări cursuri de ape cu conducte de transport gaze naturale, din care în semestrul I 2017 s-au depus documentații de reînnoire pentru 10 dintre acestea. În semestrul I 2017, ca urmare a inspecțiilor efectuate de Garda de Mediu (7 inspecții), societatea nu a fost sancționată contravențional pentru nerespectarea prevederilor din domeniul protecției mediului.
Activități desfășurate în domeniul Sistemului de Management Calitate Mediu	În semestrul I 2017 - <i>Procesul de Audit al Sistemului de Management Integrat Calitate-Mediu-Sănătate și Securitate Ocupațională</i> s-a desfășurat conform programului aprobat. Astfel că în semestrul I 2017 au fost propuse și efectuate un număr de 10 audituri de proces.
Activități desfășurate în domeniul Protecției, Pazei și Securității	Activitatea Serviciului Protecție, Pază și Situații de Urgență (SPPSU), se axează pe asigurarea pazei valorilor și bunurilor aparținătoare “Transgaz”, prevenirea și limitarea situațiilor de urgență care pot afecta integritatea S.N.T., evidența și aplicarea acțiunilor de mobilizare a angajaților la locul de muncă, cât și situația privind evidența bunurilor rechiziționabile și a mijloacelor de transport auto.
Activități desfășurate în domeniul Gestiunii Documentelor	În semestrul I 2017 activitatea în domeniul gestionării documentelor a vizat în principal conformarea cu prevederile legislative și a încercat să îmbunătățească procedurile de înregistrare, corespondență și arhivare a documentelor create și deținute de societate.

3.1.12 Litigii

Potrivit registrului de evidență cauze, păstrat de Serviciul Juridic și Contencios, în semestrul I 2017 au fost înregistrate un număr de **58 cauze** în care Transgaz a avut calitatea de reclamantă cât și de pârâtă:

- **34 cauze** în calitate de reclamantă;
- **24 cauze** în calitate de pârâtă.

Soluții:

- **2 cauze soluții** favorabile Transgaz (definitive);
- **1 cauză nefavorabilă** (definitivă);
- **31 cauze în curs** de soluționare.

Valori:

- Valori cauze în care Transgaz are calitatea de reclamantă: **998.898,55 lei**.
- Valori cauze în care Transgaz are calitatea de pârâtă: **11.749.890,36 lei și 551.507,26 euro**.

Numărul de cauze litigioase în care a fost implicată societatea în semestrul I 2017 comparativ cu semestrul I 2016 este prezentat în tabelul următor:

Nr. crt.	Litigii	Sem I 2017	Sem I 2016
1	În calitate de reclamantă	34	29
2	În calitate de pârâtă	24	43
	TOTAL	58	72



Grafic 36 - Structura și numărul cauzelor litigioase în care a fost implicată societatea în sem I 2017 vs sem I 2016

3.1.13 Dezvoltarea Sistemului de Control Intern/Managerial

1. Generalități

Definirea controlului intern/managerial

În legislația din România, **controlul intern/managerial** este definit ca reprezentând **ansamblul formelor de control exercitate la nivelul entității publice, inclusiv auditul intern, stabilite de conducere în concordanță cu obiectivele acestora și cu reglementările legale, în vederea asigurării administrării fondurilor publice în mod economic, eficient și eficace; acesta include de asemenea structurile organizatorice, metodele și procedurile.**

Potrivit Standardelor Internaționale de Audit, emise de Consiliul pentru Standarde Internaționale de Audit și Asigurare (IAASB) al Federației Internaționale a Contabililor (IFAC), controlul intern este definit ca fiind

„Procesul conceput, implementat și menținut de către persoanele însărcinate cu guvernarea, conducere și alte categorii de personal cu scopul de a furniza o asigurare rezonabilă privind îndeplinirea obiectivelor unei entități cu privire la credibilitatea raportării financiare, eficiența și eficacitatea operațiunilor și conformitatea cu legile și reglementările aplicabile. Termenul de „controale” face referire la orice aspecte ale uneia sau mai multor componente ale controlului intern.

2. Cadru legislativ

Procesul de implementare, dezvoltare și monitorizare a Sistemului de Control Intern/managerial, are ca bază legală, la început, următoarele acte normative:

- **Ordinului Ministerului Finanțelor Publice nr. 946/2005** privind aprobarea Codului controlului intern/managerial, cuprinzând Standardele de control intern/managerial la entitățile publice și pentru dezvoltarea Sistemelor de Control Intern/Managerial, republicat;
- **Ordinului nr. 1423 din 30/10/2012** privind modificarea Ordinului ministrului finanțelor publice nr. 946/2005 privind aprobarea Codului controlului intern/managerial, cuprinzând Standardele de control intern/managerial la entitățile publice și pentru dezvoltarea Sistemelor de Control Intern/Managerial.
- **Ordinului MFP nr. 1649/2011**, completare a OMF nr. 946/2005, cuprinde o serie de informații privind Programele de implementare a sistemului de control intern/managerial în entitățile publice, autoevaluarea sistemului de control/intern și raportarea stadiul de implementare a acestuia în entitățile publice;
- **Ordinului MF nr. 1423 din 30/10/2012** privind modificarea Ordinului ministrului finanțelor publice nr. 946/2005 privind aprobarea Codului controlului intern/managerial, cuprinzând Standardele de control intern/managerial la entitățile publice și pentru dezvoltarea sistemelor de control intern/managerial.
- În anul 2015, prin Ordinul nr. 808/2015 s-a aprobat abrogarea **Ordinului Ministerului Finanțelor Publice nr. 946/2005** privind aprobarea Codului controlului intern/managerial, cuprinzând Standardele de control intern/managerial la entitățile publice și pentru dezvoltarea Sistemelor de Control Intern/Managerial, republicat, împreună cu legislația adiacentă, prin **Ordinul Secretariatului General al Guvernului nr. 400/2015** pentru aprobarea Codului controlului intern/managerial al entităților publice, modificat și completat de **Ordinul Secretariatului General al Guvernului nr. 200/2016**.

3. Structura organizatorică a Sistemului de Control Intern/Managerial

Structura organizatorică a Sistemului de control intern/managerial din cadrul SNTGN Transgaz SA, conform **Ordinului Secretariatului General al Guvernului nr. 200/2016**, se prezintă astfel:

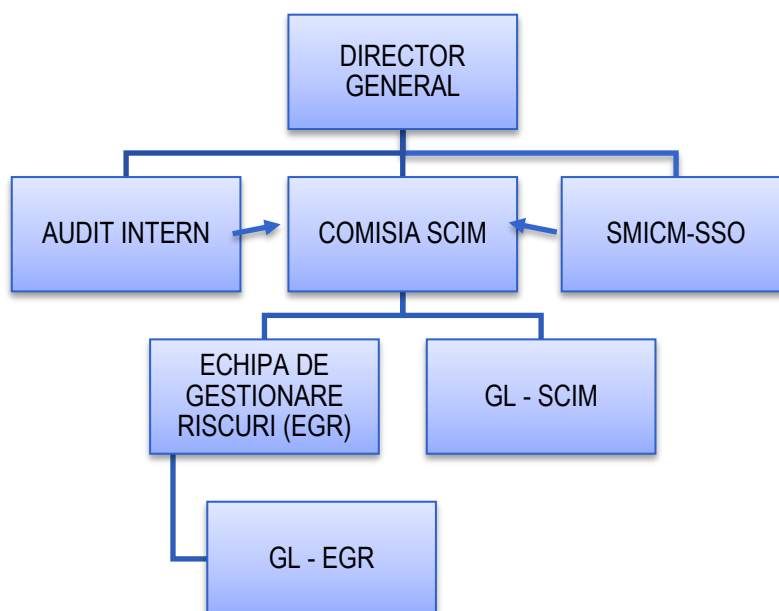


Fig. 13- Structura organizatorică a Sistemului de control intern/managerial din cadrul SNTGN Transgaz SA

NOTĂ:

GL-SCIM– Grup de lucru pe Departament/Direcție/Serviciu independent/Sucursala Mediaș/Exploatarea Teritorială pentru dezvoltarea SCIM;

GL – EGR – Echipa de Gestionare a Riscurilor pe Departament/Direcție/Serviciu Independent/Sucursala Mediaș/Exploatarea Teritorială.

În vederea monitorizării, coordonării și îndrumării metodologice a implementării și dezvoltării sistemului de control intern/managerial, directorul general al SNTGN Transgaz SA constituie prin **Decizia nr. 519 din 19.07.2016**, actualizată prin Decizia nr.603/27.06.2017, o structură cu atribuții în acest sens, denumită **Comisia de monitorizare**.

Modul de organizare și activitatea *Comisiei de monitorizare* sunt stabilite prin Regulamentul de Organizare și Funcționare a Comisiei de monitorizare SCI/M și prin procedura “Activitatea Comisiei de monitorizare SCI/M”, care este în curs de elaborare.

Președinte al *Comisiei de monitorizare* este directorul general adjunct al societății domnul Hațegan Gheorghe.

Președintele Comisiei de monitorizare emite ordinea de zi a ședințelor, asigură conducerea ședințelor și elaborează procesele verbale ale ședințelor și hotărârile comisiei.

Membrii în *Comisia de monitorizare* sunt numiți directorii departamentelor/direcțiilor independente/Sucursalei Mediaș/Exploatărilor Teritoriale din cadrul societății. Membrii *Comisiei de monitorizare* pot desemna un **responsabil cu dezvoltarea sistemului de control intern/managerial în cadrul departamentului/direcției/Sucursalei/ Exploatării Teritoriale** pe care o reprezintă.

Secretarul *Comisiei de monitorizare* este șeful Serviciului Implementare și Monitorizare SCI/M. Secretariatul *Comisiei de monitorizare* este asigurat prin Serviciul Implementare și Monitorizare a Sistemului de Control Intern/Managerial din cadrul Direcției Strategie Bugetară, Departamentul Strategie și Management Corporativ.

Comisia de monitorizare are, în principal, următoarele atribuții:

- coordonează procesul de actualizare a obiectivelor generale ale societății, a obiectivelor specifice și a activităților la care se atașează indicatorii de performanță sau de rezultat pentru evaluarea acestora;
- monitorizează și evaluează anual realizarea obiectivelor generale ale societății;
- analizează și prioritizează anual riscurile semnificative, care pot afecta atingerea obiectivelor generale, stabilind limitele de toleranță la risc; acestea trebuie aprobate de conducerea societății, sunt obligatorii și se transmit tuturor compartimentelor pentru aplicare;
- analizează și avizează procedurile formalizate și le transmit spre aprobare conducătorului societății (membrii implicați în activitățile procedurate supuse analizei și avizării);
- analizează, în vederea aprobării, informarea privind desfășurarea procesului de gestionare a riscurilor, elaborată de Echipa de Gestionare a Riscurilor;
- analizează în vederea aprobării informarea privind monitorizarea performanțelor la nivelul entității, elaborată de secretarul Comisiei de monitorizare, pe baza raportărilor anuale privind monitorizarea performanțelor anuale de la nivelul compartimentelor;
- elaborează/actualizează/monitorizează anual programul de implementare și dezvoltare a sistemului de control intern/managerial al societății, program care cuprinde obiective, acțiuni, responsabilități, termene;
- supune aprobării directorului general programul de implementare și dezvoltare a sistemului de control intern/managerial al societății;
- îndrumă compartimentele din societate în ceea ce privește implementarea și dezvoltarea sistemului de control intern/managerial;
- prezintă directorului general, ori de câte ori consideră necesar, dar cel puțin o dată pe an, informări referitoare la progresele înregistrate cu privire la implementarea și dezvoltarea sistemului de control intern/managerial, în raport cu programul adoptat la nivelul societății, la acțiunile de monitorizare, coordonare și îndrumare metodologică întreprinse, precum și la alte probleme apărute în legătură cu acest domeniu;
- efectuează anual autoevaluarea dezvoltării sistemului de control intern/managerial în cadrul societății;
- elaborează și transmite raportări anuale, privind stadiul implementării sistemului de control intern/managerial în baza Ordinului SGG nr. 400/2015 modificat și completat prin Ordinul SGG nr.200/2016 pentru aprobarea Codului controlului intern managerial al entităților publice, la data închiderii exercițiului financiar al anului precedent, împreună cu situația financiară anuală, organului ierarhic superior (Ministerului Economiei, Comerțului și Relațiilor cu Mediul de Afaceri ca entitate publică ierarhic superioară);
- elaborează și transmite entității publice ierarhic superioare (Ministerului Economiei, Comerțului și Relațiilor cu Mediul de Afaceri ca entitate publică ierarhic superioară) la termenele stabilite de aceasta, dar nu mai târziu de 15 martie a fiecărui an, programele de măsuri elaborate și actualizate de implementare și dezvoltare a sistemului de control intern/managerial, inclusiv actele administrative de constituire a structurii care se ocupă cu dezvoltarea sistemului de control intern/managerial.

În vederea gestionării riscurilor la nivelul societății, directorul general al SNTGN Transgaz SA a constituit prin **Decizia nr. 518 din 19.06.2016**, actualizată prin Decizia nr.602/27.06.2017, **Echipa de Gestionare a Riscurilor** la nivelul SNTGN Transgaz SA și **Echipe de Gestionare a Riscurilor** la nivelul departamentelor/direcțiilor/serviciilor independente/Sucursalei Mediaș/Exploatărilor Teritoriale.

Echipa de Gestionare a Riscurilor cuprinde înlocuitorii directorilor de departamente/direcții/servicii independente/Sucursala Mediaș/Exploatare Teritorială, în calitate de membrii, coordonată de către **președinte**, persoană diferită de cea care coordonează *Comisia de monitorizare*.

Președinte al *Echipei de Gestionare a Riscurilor* la nivelul societății este directorul general adjunct domnul Târsac Grigore.

Președintele *Echipei de Gestionare a Riscurilor* emite ordinea de zi a ședințelor echipei, asigură conducerea ședințelor, elaborează procesele verbale ale ședințelor, care cuprind dezbaterile privind riscurile și măsurile de control stabilite și le transmite entităților structurale pentru implementare.

Secretarul Echipei de Gestionare a Riscurilor și înlocuitorul acestuia sunt desemnați de către președinte dintre responsabilii cu riscurile de la nivel de departament/direcție/servicii independente/Sucursala Mediaș/Exploatare Teritorială. Modul de organizare și de lucru al Echipei de Gestionare a Riscurilor este în responsabilitatea președintelui și este stabilită prin Regulamentul de Organizare și Funcționare și procedura “Activitatea Echipei de Gestionare a Riscurilor”, în curs de elaborare. Secretarul Echipei de Gestionare Riscurilor elaborează Registrul riscurilor de la nivelul societății, prin centralizarea registrelor de riscuri de la nivelul departamentelor/direcțiilor/serviciilor independente/Sucursalei Mediaș/Exploatărilor Teritoriale.

Pe baza rapoartelor semestriale/anuale privind desfășurarea procesului de gestionare a riscurilor de la nivelul fiecărui departament/direcție/serviciu independent/Sucursalei Mediaș/Exploatării Teritoriale, dar și pe baza Planului de implementare a măsurilor de minimizare a riscurilor, secretarul Echipei de Gestionare a Riscurilor elaborează o informare semestrială/anuală privind gestionarea riscurilor, care se analizează și se discută pentru a fi transmisă spre aprobare Comisiei de monitorizare.

Activitatea Comisiei de monitorizare și a Echipei de Gestionare a Riscurilor este consiliată de șeful Serviciului Audit Intern. Membrii *Echipei de Gestionare a Riscurilor* vor constitui echipe de gestionare a riscurilor la nivelul departamentului/direcției independente/Sucursalei Mediaș/Exploatărilor Teritoriale pe care le coordonează, echipe constituite din șefii de servicii din entitățile respective.

Echipa de Gestionare a Riscurilor de la nivelul societății are, în principal, următoarele atribuții:

- coordonează **echipele de gestionare a riscurilor** constituite la nivelul departamentelor/direcțiilor independente/sucursalei/exploatărilor teritoriale pe care le reprezintă;
- analizează și prioritizează riscurile semnificative, care pot afecta atingerea obiectivelor specifice ale departamentelor/direcțiilor independente/Sucursalei Mediaș/Exploatării Teritoriale pe care o reprezintă;
- validează sau invalidează riscurile escaladate;
- propune apetitul la risc pentru anul în curs;
- propune limitele de toleranță ale riscului;
- transmite la termenele stabilite în cadrul ședințelor *Echipei*, informări referitoare la desfășurarea procesului de gestionare a riscurilor la nivelul societății;
- analizează și validează Programul de Măsuri pentru Minimizarea Riscurilor pe societate pentru riscurile escaladate;
- analizează stadiul implementării măsurilor de control pentru minimizarea riscurilor și stabilește corecțiile ce se impun, revizuieste expunerea la risc și validează riscurile reziduale;
- primește, la termenele stabilite în cadrul ședințelor *Echipei* de la echipele de gestionare a riscurilor constituite la nivelul departamentelor/direcțiilor/serviciilor independente/Sucursalei Mediaș/Exploatărilor Teritoriale informări referitoare la desfășurarea procesului de gestionare a riscurilor în cadrul acestora;

- analizează informarea privind desfășurarea procesului de gestionare a riscurilor, elaborată de secretarul Echipei de Gestionare a Riscurilor, pe baza raportărilor anuale, de la nivelul departamentelor/direcțiilor/serviciilor independente/Sucursalei Mediaș/Exploatărilor Teritoriale;
- prezintă Comisiei de monitorizare, coordonare și îndrumare metodologică, pentru implementarea și dezvoltarea Sistemului de Control Intern/Managerial, ori de câte ori consideră necesar, dar cel puțin o dată pe an, informări referitoare la desfășurarea procesului de gestionare a riscurilor la nivelul societății.
- echipele de Gestionare a Riscurilor constituite la nivelul departamentelor /direcțiilor/serviciilor independente /Sucursalei Mediaș /Exploatărilor Teritoriale, au în principal, următoarele atribuții:
 - identifică, evaluează și prioritizează riscurile care pot afecta atingerea obiectivelor specifice;
 - informează structurile respective asupra celor constatate în vederea menținerii riscurilor identificate în limite acceptabile;
 - întocmesc registrul riscului la nivelul departamentului/direcției/serviciului independent/Sucursalei Mediaș/Exploatării Teritoriale pe care o reprezintă conform Proceduri de proces PP- 106 „Managementul Riscului”;
 - validează sau invalidează soluția de clasare pentru riscurile propuse;
 - aprobă riscurile propuse pentru escaladare;
 - ierarhizează riscurile și elaborează profilul de risc;
 - analizează și adoptă măsurile de control ale riscurilor reținute și desemnează Responsabilul cu monitorizarea implementării acțiunilor/măsurilor de ținere sub control a riscurilor (RM);
 - dezbat stadiul implementării măsurilor de control, stabilesc corecțiile ce se impun, revizuieste expunerea la risc și stabilește riscul rezidual pe care-l evaluează;
 - stabilește închiderea riscurilor soluționate.

Secretarul *Echipei de Gestionare a Riscurilor* pe societate (înlocuitorul acestuia) are în principal următoarele atribuții:

- centralizează Registrele Riscurilor pe Departament/Direcție/Sucursala Mediaș/Servicii Independente/Exploatării Teritoriale pentru toate riscurile inerente identificate și escaladate și elaborează Registrul Riscurilor pe societate pentru riscurile escaladate, și-l actualizează anual;
- centralizează Raportul de Monitorizare a stadiului de Implementare a Măsurilor de minimizare a riscurilor pe Departament/Direcție/Servicii Independente/Sucursala Mediaș/Exploatare Teritoriale;
- centralizează Programul de Măsuri privind Minimizarea Riscurilor pe Departament/Direcție/Servicii Independente/Sucursala Mediaș/Exploatare Teritorială;
- elaborează Programul de Măsuri privind Minimizarea Riscurilor pe societate pentru riscurile escaladate;
- întocmește Informarea semestrială/anuală privind procesul de gestionare al riscurilor la nivel de societate.

4. Standardele de control intern/managerial

Stabilirea sistemului de control intern/managerial intră în responsabilitatea conducerii fiecărei entități publice și trebuie să aibă la bază standardele de control intern/managerial promovate de Secretariatul General al Guvernului.

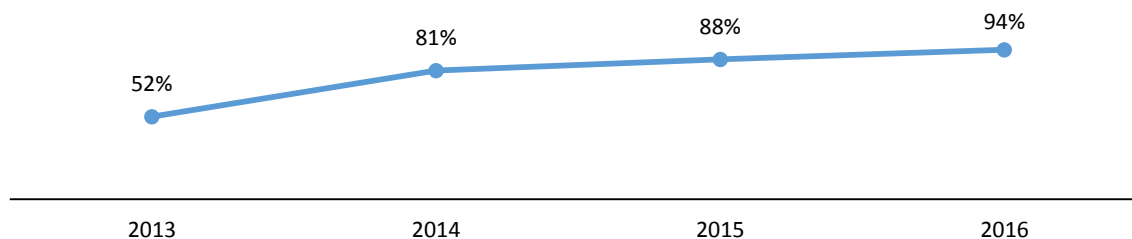
Standardele de control intern/managerial stabilite, conform **Ordinului Secretariatului General al Guvernului nr. 400/2015** pentru aprobarea Codului controlului intern/managerial al entităților publice, modificat și completat de **Ordinul Secretariatului General al Guvernului nr. 200/2016**, definesc un minimum de reguli de management pe care toate entitățile publice trebuie să le urmeze și constituie un

sistem de referință, în raport cu care se evaluează sistemele de control intern/managerial, se identifică zonele și direcțiile de schimbare.

Standardele sunt grupate în **cinci categorii numite elemente-cheie**:

Elemente Cheie	Standarde
I. MEDIUL DE CONTROL	
Grupează problemele legate de organizare, managementul resurselor umane, etica, deontologie și integritate	Standardul 1 - Etică, integritate
	Standardul 2 - Atribuții, funcții, sarcini
	Standardul 3 - Competență, performanță
	Standardul 4 - Structura organizatorică
II. PERFORMANȚE ȘI MANAGEMENTUL RISCULUI	
Vizează problematica managementului legată de fixarea obiectivelor, planificare (planificare multianuală), programare (planul de management) și performanțe (monitorizarea performanțelor).	Standardul 5 - Obiective
	Standardul 6 - Planificarea
	Standardul 7 - Monitorizarea performanțelor
	Standardul 8 - Managementul riscului
ACTIVITĂȚI DE CONTROL	
Se focalizează asupra: documentării procedurilor, continuității operațiunilor, înregistrării excepțiilor, separării atribuțiilor, supravegherii, etc.	Standardul 9 - Proceduri
	Standardul 10 - Supravegherea
	Standardul 11 - Continuitatea activității
III. INFORMARE ȘI COMUNICARE	
Vizează problemele ce țin de crearea unui sistem informațional adecvat și a unui sistem de rapoarte privind execuția planului de management, a bugetului, a utilizării resurselor, precum și gestionării documentelor.	Standardul 12 - Informarea și comunicarea
	Standardul 13 - Gestionarea documentelor
	Standardul 14 - Raportarea contabilă și financiară
IV. AUDITAREA ȘI EVALUAREA	
Vizează dezvoltarea capacității de evaluare a controlului intern/managerial, în scopul asigurării continuității procesului de perfecționare a acestuia.	Standardul 15 - Evaluarea sistemului de control intern/managerial
	Standardul 16 - Auditul intern

Evoluția gardului de dezvoltare și implementare al Sistemului de Control Intern/Managerial în perioada 2013-2016 este următoarea:



Grafic 37 – Evoluția gardului de implementare al SC/IM

5. Stadiul implementării și dezvoltării Sistemului de Control Intern/Managerial în cadrul SNTGN Transgaz SA la 31.12.2016

Departamentul Strategie și Management Corporativ prin Direcția Strategie Bugetară are, conform Regulamentului de Organizare și Funcționare a SNTGN Transgaz SA și atribuții privind asigurarea secretariatului Comisiei de monitorizare, coordonare și îndrumare metodologica a implementării și dezvoltării sistemului de control intern/managerial în cadrul societății.

Conform prevederilor **Ordinului Ministerului Finanțelor Publice nr. 946/2005** privind aprobarea Codului controlului intern/managerial, cuprinzând Standardele de control intern/managerial la entitățile publice și pentru dezvoltarea Sistemelor de Control Intern/Managerial, republicat și completat de **Ordinul nr. 1423 din 30/10/2012**, implementarea și dezvoltarea Sistemului de Control Intern/Managerial (SCI/M) în cadrul Transgaz a început în anul 2009 - contractul de servicii nr. AJAS0029/10.04.2009 cu SC AJA SRL Sibiu și a fost reluată în anul 2013 – contractul de servicii nr. 141/20.05.2013 cu firma MIȘCAREA ROMÂNĂ PENTRU CALITATE Craiova, dar din cauza schimbărilor legislative și de structură ale societății este nevoie permanent de reevaluarea programului de implementare și evaluarea stadiului existent al implementării Sistemului de Control Intern/Managerial în cadrul SNTGN Transgaz SA Mediaș.

Ordinului Ministerului Finanțelor Publice nr. 946/2005 privind aprobarea Codului controlului intern/managerial, cuprinzând Standardele de control intern/managerial la entitățile publice și pentru dezvoltarea Sistemelor de Control Intern/Managerial care făcea referire la implementarea unui număr de 25 standarde a fost abrogat prin Ordinul SGG nr. 400/2015 privind aprobarea Codului Controlului Intern/managerial al entităților publice, modificat și completat de **Ordinul SGG nr. 200/2016**, prin care s-a redus numărul standardelor la 16.

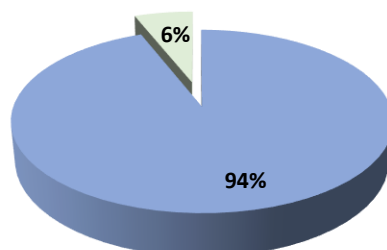
Anual, în perioada septembrie-octombrie, în cadrul societății se desfășoară procesul de autoevaluare a implementării Sistemului de Control Intern/Managerial (SCIM).

Concluzia, rezultată în urma analizării și centralizării datelor din chestionarele de autoevaluare transmise de către entitățile organizatorice, este că în cadrul societății, Sistemul de Control Intern/Managerial este **parțial conform**, 15 standarde fiind implementate din cele 16 standarde prevăzute de Ordinul Secretariatului General al Guvernului nr.400/2015 privind aprobarea Codului controlului intern/managerial al entităților publice, modificat și completat de Ordinul SGG nr. 200/2016.

Standardul	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Nr compartimente în care standardul e aplicabil	151	151	151	151	151	151	151	151	151	151	151	151	151	17	151	3
Implementat I	151	151	151	150	148	137	144	128	136	148	144	151	150	17	150	3
Parțial implementat PI				1	2	14	2	18	15	3	7		1		1	
Neimplementat NI					1		5	5								
La nivelul societății	I	I	I	I	I	I	I	PI	I	I	I	I	I	I	I	I

Tabel 29- Implementarea Standardelor de control intern managerial la SNTGN Transgaz SA la 30.06.2017

Pondereea standardelor implementate %



■ Implementat ■ Parțial Implementat

Grafic 38 - Pondereea standardelor implementate la 31.12.2016

Pentru implementarea tuturor Standardelor specifice Controlului Intern/Managerial în cursul anului 2017 sunt prevăzute următoarele acțiuni:

Denumirea standardului	La nivelul societății		
	I	PI	Măsuri
0	1	2	3
I. MEDIUL DE CONTROL			
Standardul 1 - Etică, integritate	DA		
Standardul 2 - Atribuții, funcții, sarcini	DA		
Standardul 3 - Competență, performanță	DA		
Standardul 4 - Structura organizatorică	DA		
II. PERFORMANȚE ȘI MANAGEMENTUL RISCULUI			
Standardul 5 - Obiective	DA		
Standardul 6 - Planificarea	DA		
Standardul 7 - Monitorizarea performanțelor	DA		
Standardul 8 - Managementul riscului		DA	Elaborare procedură de sistem, în conformitate cu cerințele SR EN ISO 9001:2015 și PS 01 SMI.
III. ACTIVITĂȚI DE CONTROL			
Standardul 9 - Proceduri	DA		
Standardul 10 - Supravegherea	DA		
Standardul 11 - Continuitatea activității	DA		
IV. INFORMARE ȘI COMUNICARE			
Standardul 12 - Informarea și comunicarea	DA		
Standardul 13 - Gestionarea documentelor	DA		
Standardul 14 - Raportarea contabilă și financiară	DA		
V. AUDITAREA ȘI EVALUAREA			
Standardul 15 - Evaluarea sistemului de control intern/managerial	DA		
Standardul 16 – Auditul intern	DA		

Tabel 30- Măsuri stabilite pentru implementarea standardelor PI

Pentru a răspunde prevederilor **Ordinului SGG nr. 200/2016 de completare a Ordinului SGG nr.400/2015** în **semestrul I 2017** au fost întreprinse următoarele acțiuni:

- elaborarea conform prevederilor Ordinului SGG nr.200/2016, care modifică și completează Ordinul Secretariatului General al Guvernului nr.400 din 12 iunie 2015 privind aprobarea Codului controlului intern/managerial la entitățile publice, a "Situației Centralizatoare semestrială privind stadiul implementării și dezvoltării sistemului de control intern/managerial în cadrul SNTGN Transgaz SA, la data de 31.12.2016" și transmiterea acesteia către Ministerului Economiei, Comerțului și Relațiilor cu Mediul de Afaceri";
- elaborarea, în vederea raportării stadiului implementării Sistemului de Control Intern/Managerial în cadrul SNTGN Transgaz SA la 31.12.2016 (rezultat în urma analizării și centralizării datelor din chestionarele de autoevaluare transmise de către entitățile organizatorice), a "Raportul directorului general asupra Sistemului de Control Intern/Managerial conform modelului prevăzut în Anexa nr.4.3. din Instrucțiunile prevăzute la Ordinul SGG nr. 400/2015 privind aprobarea Codului controlului intern/managerial al entităților publice, modificat și completat de Ordinul SGG nr. 200/2016" și a altor documente anexe, care au fost transmise către Ministerului Economiei, Comerțului și Relațiilor cu Mediul de Afaceri;
- aprobarea și transmiterea către Ministerul Economiei, Comerțului și Relațiilor cu Mediul de Afaceri a "Programului de dezvoltare al Sistemului de Control Intern/Managerial în cadrul SNTGN Transgaz SA – 2017", elaborat conform prevederilor Ordinului Secretariatului General al Guvernului nr.400 din 12 iunie 2015 privind aprobarea Codului controlului intern/managerial la entitățile publice, modificat și completat de OSGG nr.200/2016, art.4, alin.(1) coroborat cu art.8, alin.(1);
- elaborarea în curs a Procedurii PP-106 "**Managementul riscurilor**", în conformitate cu cerințele SR EN ISO 9001:2015 și PS 01 SMI;
- actualizarea **Zonei comune (transgaz on intranet – ZonelInterDep – "ControlIntern Managerial")**, cu accesul limitat al membrilor Comisiei numiți prin Decizie și al responsabililor pe departament/direcție/sucursala/exploatare teritorială. Această zonă a fost creată pentru realizarea unei comunicări rapide și eficiente privind elaborarea tuturor documentelor justificative necesare demonstrării implementării SCIM în cadrul tuturor entităților societății;
- inventarierea activităților procedurabile din cadrul Transgaz SA la data de 30.06.2017, în număr de 194 precum și a procedurilor de sistem și de proces elaborate/actualizate la 30.06.2017, în număr de 153;
- stabilirea indicatorilor de performanță asociați activităților și obiectivelor specifice pe departamente, direcții în număr de 104;
- actualizarea în curs a Registrului Riscurilor pe societate pentru riscurile escaladate și a Programului de Măsură pentru Minimizarea Riscurilor pentru riscurile escaladate.
- Participarea la ședința Comisiei de monitorizare a implementării SCI/M din data de 21.02.2017, în care s-a analizat stadiul de implementare și dezvoltare a SCI/M în cadrul departamentelor/direcțiilor/serviciilor independente/Sucursalei Mediaș/ET-urilor la 31.12.2016 și s-a prezentat „Raportul privind gestionarea și monitorizarea riscurilor în cadrul SNTGN Transgaz SA – Anul 2016”;
- solicitarea actualizării/elaborării următoarelor documente, prin adresa nr. 13182/DSMC/21.03.2017, conform PP-91 "Elaborarea/actualizarea registrului riscurilor", pentru toate entitățile existente conform ultimei structuri organizatorice aprobate:
 - obiectivele specifice, activități, indicatori de performanță, riscuri, nivel de risc și instrumente de control, (Anexa nr. 1 și Anexa nr. 1a din PP-91 "Elaborarea/actualizarea registrului riscurilor");
 - registrul riscurilor pe serviciu/birou (Anexa nr.5 din PP-91 "Elaborarea/actualizarea registrului riscurilor") pentru toate serviciile/birourile existente conform ultimei structuri organizatorice aprobate;

- registrul riscurilor pe Departament/direcție/serviciu independent/Sucursala Mediaș/Exploatărilor Teritoriale (Anexa nr.6 din PP-91 “Elaborarea/actualizarea registrului riscurilor”);
- formularul alertă la risc (Anexa nr.2 din PP-91 “Elaborarea/actualizarea registrului riscurilor”) pentru riscurile escaladate de la nivel de departament/direcție la nivel de societate;
- “Planul de măsuri pentru minimizarea riscurilor identificate în cadrul serviciului/biroului, Departamentului/Direcției/Sucursalei Mediaș/Exploatărilor Teritoriale/
- Serviciul independent” (Anexa nr.3 din PP-91 “Elaborarea/actualizarea registrului riscurilor”);
- Fișa de urmărire a măsurilor de control al riscului (Anexa nr.4 din PP-91 “Elaborarea/actualizarea registrului riscurilor”).
- actualizarea „Registrului Riscurilor pe societate pentru riscurile escaladate” și a „Programului de Măsuri pentru Minimizarea Riscurilor pentru riscurile escaladate la nivel de societate” pentru anul 2017;
- elaborarea Regulamentului de Organizare și funcționare a Comisiei de monitorizare SCI/M;
- elaborarea Regulamentului de Organizare și Funcționare a Echipei de Gestionare a Riscurilor;
- elaborarea Declarației - Angajament privind Politica de management a riscului a Directorului General;
- elaborarea Metodologiei de Managementul Riscului pentru SNTGN Transgaz SA;
- actualizarea “Deciziei nr. 519/19.07.2016 privind constituirea *Comisiei de monitorizare, coordonare și îndrumare metodologică a implementării și dezvoltării Sistemului de Control Intern/Managerial al SNTGN Transgaz SA*” prin Decizia nr. 603/27.06.2017;
- actualizarea “Deciziei nr. 518/19.07.2016 privind constituirea Echipei de Gestionare a Riscurilor din cadrul SNTGN Transgaz SA”, conform prevederilor Ordinului SGG nr. 400/2015 din 12.06.2015 modificat și completat de Ordinul SGG nr. 200/2016 prin Decizia nr. 602/2017;
- nominalizarea/renominalizarea responsabililor cu implementarea și dezvoltarea SCI/M la departamente/direcții/servicii independente și la direcțiile nou înființate;
- înființarea în cadrul structurii organizatorice a Direcției Strategie Bugetară din subordinea Departamentului Strategie și Management Corporativ, a unei entități funcționale noi sub denumirea de Serviciul Implementare și Monitorizare SCI/M cu Biroul Managementul Riscului, aprobată prin Hotărârea nr.5/27.02.2017 a Consiliului de Administrație al SNTGN Transgaz SA;
- elaborarea Raportului privind monitorizarea procesului de gestionare a riscurilor la nivelul societății, elaborat de EGR pe baza Rapoartelor privind monitorizarea și gestionarea riscurilor de la nivelul departamentelor/direcțiilor/serviciilor independente conform Adresei nr. 27317/DSMC/16.06.2017.

În cadrul Sucursalei Mediaș și a Exploatărilor Teritoriale se derulează procesul de implementare a SCI/M, iar pentru elaborarea/actualizarea a obiectivelor, indicatorilor de performanță, riscurilor, registrului riscului conform anexelor din PP 91–Elaborarea/actualizarea Registrului riscurilor termenul de finalizare este 01 septembrie 2017.

Pentru perioada următoare sunt de realizat:

- actualizarea Deciziei nr. 548 din 26.07.2016 privind numirea responsabililor SCI/M din cadrul SNTGN Transgaz SA;
- actualizarea Procedurii de proces PP 91–“**Elaborarea/actualizarea Registrului riscului**”;
- elaborarea Procedurii de sistem PS-106 “**Managementul riscurilor**”, în conformitate cu cerințele SR EN ISO 9001:2015 și PS 01 SMI;
- elaborarea **Procedurii privind activitatea Comisiei de monitorizare SCI/M**;
- elaborarea **Procedurii privind activitatea Echipei de Gestionare a Riscurilor** la nivel de societate;

- întreprinderea tuturor diligențelor pentru implementarea și dezvoltarea SCI/M la nivelul ET-urilor, inclusiv elaborarea documentelor conform anexelor prevăzute în PP-91- Elaborarea/actualizarea Registrului riscurilor;
- autoevaluarea sistemului de control intern/managerial la nivelul societății pentru anul 2017, prin difuzarea și centralizarea “Chestionarelor de autoevaluare a stadiului de implementare a standardelor de control intern/managerial” completate, pe baza principiului adevărului, de fiecare conducător de compartiment din cadrul Transgaz SA, conform ultimei structuri organizatorice aprobate.
- completarea Chestionarului de autoevaluare a stadiului de implementare a SCI/M la nivel de societate pentru anul 2017;
- completarea Fișelor analitice și a Fișelor sintetice pentru fiecare entitate organizatorică din cadrul Transgaz SA pentru anul 2017;
- elaborarea Programului de dezvoltare SCIM pentru anul 2018.

3.1.14 Managementul Riscului

Prin natura activităților desfășurate societatea este expusă riscurilor identificate și prezentate mai sus și de aceea în ipoteza în care oricare dintre riscurile identificate s-ar materializa, ar putea fi afectate în mod negativ activitatea, situația financiară și/sau rezultatele operaționale ale SNTGN Transgaz SA.

Riscurile identificate la nivelul societății și care impun un management și un control adecvat includ:

Riscuri privind sectorul gazelor naturale
Riscul asociat intervenției guvernamentale în sectoarele principale de infrastructură;
Modificarea cadrului de reglementare specific pieței gazelor naturale și a reglementărilor legislative aplicabile activității societății;
Impactul proiectelor concurente asupra activității de transport internațional de gaze naturale;
Fluctuația sezonieră a activității;
Modificarea prețurilor gazelor naturale din România.
Riscuri privind activitatea de transport gaze naturale
Caracterul reglementat al activității de transport gaze naturale;
Variațiile prețului gazului achiziționat de societate;
Riscul aferent implementării noului model de activitate al SNTGN Transgaz SA;
Încheierea contractelor de transport internațional în baza unor acorduri interguvernamentale;
Neîndeplinirea programului minim de investiții - obligație a SNTGN Transgaz SA conform Acordului de Concesiune;
Riscul de a nu reuși îmbunătățirea profitabilității activității curente de transport gaze naturale și reducerea consumului tehnologic;
Riscul privind accesul limitat la surse proprii pentru finanțarea planurilor de dezvoltare;
Imposibilitatea de a dezvolta alte activități generatoare de profit ca domeniu principal de activitate
Riscul ca ANRE să nu accepte remunerarea investițiilor efectuate și introducerea acestora în RAB
Riscul ca Sistemul Național de Transport să poată fi afectat de catastrofe naturale;
Riscul privind regimul informațiilor clasificate ale SNTGN Transgaz SA;
Sindicate puternice ce pot îngreuna procesul de optimizare și eficientizare a activității societății.
Riscuri financiare
Creditare;
Cursul valutar;
Rata dobânzii;
Lichidități.

Activități desfășurate pentru stabilirea **riscurilor operaționale** la nivelul societății:

- elaborarea **Procedurii PP- 91 "Elaborarea/actualizarea Registrului riscurilor"**;
- stabilirea obiectivelor specifice și indicatorii de performanță asociați activităților și obiectivelor specifice pe departamente, direcții—**Anexa 1**—„Obiective specifice și indicatori de performanță la nivel de Departament/Direcție/Sucursala Mediaș/Exploatare Teritoriale” din PP-91 “Elaborarea/actualizarea Registrului riscurilor”;
- stabilirea indicatorilor de performanță asociați activităților și obiectivelor specifice pe departamente, direcții, U.M.P. Marea Neagră;
- stabilirea activităților specifice Serviciului/biroului din cadrul Departamentului/Direcției/Serviciilor independente pentru îndeplinirea obiectivelor specifice și indicatorii de performanță și riscurile inerente pe activități —Anexa 1a—“Obiective, activități, indicatori de performanță, riscuri, nivel de risc și instrumente de control la nivelul Serviciului/Biroului” din PP-91 “Elaborarea/actualizarea Registrului riscurilor”;
- elaborarea Programelor de minimizare a riscurilor identificate (inerente) pentru riscurile identificate la nivel de departament/direcție și până la nivel de serviciu/birou;
- elaborarea și actualizarea **Registrului Riscurilor pe societate** pentru riscurile escaladate conducerii societății și Programul de Măsuri pentru Minimizarea Riscurilor pentru riscurile escaladate top managementului.

Întrucât managementul riscului e un proces foarte complex, iar numărul de compartimente din societate este relativ mare, inițial s-au identificat **riscurile operaționale** la nivelul biroului, serviciului, departamentului, societății și s-au elaborat registrele riscului pe serviciu, departament, societate (conform PP-91).

Ulterior a fost elaborată procedura **Managementul Riscului** urmând ca riscurile identificate să fie supuse analizei *Echipei de gestionare a riscului* și *Comisiei de monitorizare* pentru elaborarea Registrului final al Riscului pe societate și a Planurilor de minimizare a riscului.

Trebuie menționat faptul că toate măsurile întreprinse până în prezent se referă la riscurile operaționale, dar trebuie avute în vedere și analizate și alte riscurile identificate la nivelul societății:

- Riscuri privind mediul economic;
- Riscuri privind sectorul gazelor naturale;
- Riscuri privind activitatea de transport gaze naturale (legi, reglementări);
- Riscuri financiare;
- Riscuri datorate unor dezastre naturale (cutremure, inundații).

3.1.15 Alte aspecte privind activitatea societății

Principalul obiect de activitate al **UMP Marea Neagră** constă în asigurarea managementului integrat al proiectelor de dezvoltare a infrastructurii Sistemului Național de Transport Gaze Naturale al României (SNT) în scopul preluării gazelor naturale din Marea Neagră în conformitate cu Planul de dezvoltare al SNT 2017-2026.

În acest sens au fost demarate o serie de activități și discuții cu caracter tehnic, juridic, economic, financiar și de reglementare cu părțile interesate în vederea implementării cu succes a proiectelor de infrastructură necesare:

- **Cooperarea cu companii care dețin licențe de explorare pentru perimetre din Marea Neagră**
- **Cooperarea cu Consorțiul ExxonMobil și OMV Petrom**

În baza Acordului de Cooperare semnat în cursul anului 2014, Transgaz a continuat colaborarea cu ExxonMobil și OMV Petrom, schimbul de informații de natură tehnică, economică, financiară și juridică având ca și scop coordonarea dezvoltărilor necesare în SNT, precum și a dezvoltărilor offshore în perimetrele din Marea Neagră.

În acest sens s-au constituit grupuri de lucru comune care au drept scop clarificare/alinierea tuturor aspectelor tehnice, economice, juridice, comerciale și de reglementare. Totodată, periodic se întrunește Comitetul Director, format din reprezentanți ai Transgaz și ai concesiionarilor. Acesta este forul însărcinat cu luarea tuturor deciziilor aferente implementării cu succes a proiectelor care fac obiectul Acordului de Cooperare.

- **Cooperarea cu Black Sea Oil&Gas S.R.L./Petro Ventures Europe B.V/Gas Plus International B.V.**

În baza Acordului de Cooperare semnat în anul 2015 cu companiile Black Sea Oil & Gas S.R.L., Petro Ventures Europe B.V. și Gas Plus International B.V., Transgaz a desfășurat o colaborare continuă cu reprezentanții părților implicate cu scopul de informare reciprocă asupra progreselor înregistrate și de aliniere a graficelor de dezvoltare și implementare a celor două proiecte.

S-au întreprins demersuri pentru declararea proiectului Vadu-T1 ca proiect de importanță națională, astfel încât acesta să poată beneficia de prevederile Legii 185/20.10.2016 privind unele măsuri necesare pentru implementarea proiectelor de importanță națională în domeniul gazelor naturale.

- **Raportări solicitate de ACER și CESEC**

În vederea încărcării pe site-ul ACER, conform obligației de raportare anuală care revine Transgaz în calitate de promotor de proiecte de interes comun, U.M.P. Marea Neagră a fost implicată în completarea formularului „Monitorizarea implementării Proiectelor de Interes Comun 2017–Conducte de transport gaze–Raport de progres pentru implementarea proiectelor PCI conform Articol 5(4) din Regulamentul EU 347/2013” pentru proiectul 6.24.8 „*Conductă Țarmul Mării Negre-Podișor (RO) pentru preluarea gazului din Marea Neagră*” (denumit în continuare Proiectul).

Totodată, s-a oferit suport Direcției Relații Internaționale la completarea informațiilor solicitate de Comisia Europeană–DG Energy–prin diferite formulare, pentru proiectele promovate de Transgaz prin U.M.P. Marea Neagră. Menționăm chestionarul „*Financial screening of projects in the framework of the Central and South-Eastern European Gas Connectivity (CESEC) initiative*” transmis de Grant Thornton Greece, consultantul Comisiei Europene. În baza acestui chestionar Comisia Europeană derulează o analiză financiară a proiectelor din lista CESEC.

- **Procesul de obținere Acord Mediu pentru Proiect**

Evaluarea impactului de mediu a fost demarată conform Ordin Nr. 135/76/84/1284 din 10 februarie 2010 privind aprobarea Metodologiei de aplicare a evaluării impactului asupra mediului pentru proiecte publice și private. În acest sens au fost depuse notificări privind intenția de realizare a Proiectului la cele trei Agenții Județene de Protecția Mediului (Constanța, Călărași și Giurgiu), a fost elaborat memoriul de prezentare și Agenția Națională de Protecția Mediului a emis decizia de încadrare. Totodată, s-a finalizat procedura de achiziție a serviciilor pentru evaluarea impactului asupra mediului și obținerea acordului de mediu și s-a semnat contractul cu consultantul pe mediu.

Procedura de obținere a acordului de mediu este în derulare.

- **Documentație rezervare de capacitate pe puncte viitoare de intrare/ieșire din/în SNT**

Au avut loc întâlniri comune de lucru Transgaz–concesiionari perimetre din Marea Neagră, respectiv Transgaz–concesiionari perimetre din Marea Neagră–ANRE, având ca subiect finalizarea documentației privind rezervarea de capacitate pe puncte viitoare de intrare/ieșire din/în SNT.

Procedura privind rezervarea de capacitate incrementală în Sistemul național de transport al gazelor naturale a fost aprobată de către ANRE și publicată pe site-ul Transgaz.

- **Relația cu Autoritatea Competentă pentru Proiecte de Interes Comun (ACPIC)**

Se derulează relații de colaborare cu ACPIC în cadrul procedurii de autorizare pentru Proiect, în scopul îndeplinirii obligațiilor și responsabilităților ce revin fiecărei părți în conformitate cu prevederile art. 10 al Regulamentului (UE) nr. 347/2013.

U.M.P. Marea Neagră a elaborat Notificarea în vederea inițierii procedurii anterioare depunerii candidaturii pentru Proiect. Notificarea a fost depusă la ACPIC și aprobată de către aceasta prin emiterea Scrisorii de aprobare a notificării pentru inițierea procedurii anterioare depunerii candidaturii.

Transgaz, prin U.M.P. Marea Neagră și alte departamente din cadrul companiei, menține o legătură permanentă în vederea elaborării, revizuirii și definitivării documentelor solicitate prin Regulamentul 347/2013: Broșură informativă, Rezumat fără caracter tehnic, etc., pentru proiectele promovate de către companie.

Totodată, în conformitate cu prevederile art. 10 din Regulamentul (UE) nr. 347/2013, s-a inițiat și procedura de implicare a publicului prin elaborarea draftului de Concept privind participarea publicului pentru Proiect. Conceptul a fost finalizat și transmis către ACPIC, iar autoritatea l-a aprobat prin emiterea Scrisorii de aprobare nr. 110800/27.06.2017.

Toate documentele relevante conform Regulamentului (UE) nr. 347/2013, aferente Proiectului, au fost finalizate și publicate pe site-ul companiei. Consultările publice urmează a se desfășura în perioada 17-27.07.2017.

➤ **Includerea proiectelor Transgaz pe cea de-a treia listă de proiecte de interes comun**

În vederea includerii proiectelor Transgaz pe cea de-a treia listă de proiecte de interes comun, care va fi emisă de Comisia Europeană la sfârșitul anului 2017, s-a constituit un grup de lucru comun din care fac parte și reprezentanți ai U.M.P. Marea Neagră.

S-au elaborat analizele cost beneficiu pentru următoarele grupe de proiecte:

- NSI East 18, care include, alături de proiectele promovate de FGSZ Ungaria și Gas Connect Austria, proiectele Transgaz: BRUA (Faza 1 și Faza 2) și Conductă țărmul Mării Negre– Podișor;
- NSI East 21, care include proiectele Transgaz: BRUA Faza 3, Interconectarea SNT-T1 și reverse flow la Isaccea, Vadu-T1.

S-au pregătit, în cadrul grupului de lucru, toate documentele solicitate de ENTSOE în vederea includerii proiectelor pe cea de-a treia listă, s-a convenit conținutul acestora cu partenerii externi (FGSZ Ungaria și Gas Connect Austria) pentru grupul NSI East 21 și s-au transmis documentele finale către Comisia Europeană, ACER și reglementatori.

➤ **Obținerea de finanțare nerambursabilă prin Programul Operațional Infrastructură Mare 2014-2020 (POIM)**

Se depun eforturi pentru obținerea de finanțare nerambursabilă prin Programul Operațional Infrastructură Mare 2014-2020 pentru proiectul Conductă țărmul Mării Negre-Podișor. În acest sens au avut loc întâlniri cu reprezentanții Autorității de Management POIM, ai Consiliului Concurenței și ai Jaspers (consultantul financiar al AMPOIM).

➤ **Lichidarea voluntară a companiei Nabucco Gas Pipeline International GmbH**

Transgaz, prin reprezentanți desemnați din cadrul U.M.P. Marea Neagră și U.M.P. BRUA continuă să participe alături de ceilalți asociați la procesul de lichidare voluntară a companiei Nabucco Gas Pipeline International GmbH (NIC).

➤ **Diverse**

U.M.P. Marea Neagră este implicată în activități desfășurate în cadrul grupului de lucru responsabil cu elaborarea caietelor de sarcini pentru achiziția de material tubular, robinete și îmbinări electro-izolante pentru proiectul BRUA Faza 1, respectiv a caietelor de sarcini pentru execuția conductei BRUA Faza 1 (Lot 1, 2, 3, 4).

S-a oferit totodată suport Direcției Strategie Bugetară în actualizarea fișelor de proiecte, respectiv în elaborarea răspunsurilor la comentariile transmise de ANRE, în vederea definitivării Planului de dezvoltare pe zece ani al Transgaz 2016-2025, precum și în elaborarea Raportului de monitorizare al Planului de

dezvoltare al SNT pentru perioada 2014-2023, pentru proiectele promovate de Transgaz prin U.M.P. Marea Neagră.

U.M.P. Marea Neagră a elaborat, împreună cu Biroul Analize Tehnice-Economice, analiza cost beneficiu pentru proiectul Vadu-T1, ca parte integrantă a studiului de fezabilitate, în vederea avizării acestuia în cadrul Consiliului Tehnico-Economic al Transgaz.

Activitatea de colaborare internă și externă a societății

În contextul actual, în care noi coridoare de transport pentru gazele naturale sau noi soluții alternative sunt necesare pentru diversificarea surselor de aprovizionare și creșterea siguranței energetice a Statelor Membre ale Uniunii Europene, implementarea cât mai rapidă a Planului de Dezvoltare a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale (SNTGN)-prin realizarea unor proiecte care să creeze viitoare magistrale de transport cu impact regional semnificativ - este de o importanță majoră pentru rolul strategic al României în domeniul energetic.

Îndeplinirea obiectivelor strategice necesită o strânsă colaborare a Transgaz cu instituțiile naționale (ministere, agenții, organisme intermediare, autorități competente, etc) și europene, cu Directoratul General pentru Energie din cadrul Comisiei Europene, cu Operatorii Sistemelor de Transport Gaze naturale din țările învecinate (Bulgaria, Ungaria, Moldova, Ucraina, Serbia), dar și cu companii din sectorul gazelor naturale și cu alți Operatori ai Sistemelor de Transport Gaze Naturale din Uniunea Europeană (Spania, Franța, Belgia, Grecia, țările Central Sud-Est Europene) și din țări non-UE, dar cu impact în special asupra zonei Balcanice și a Coridorului Sudic de transport al gazelor naturale (Turcia, Azerbaidjan, Turkmenistan, Georgia și Iran).

Colaborarea cu Operatorii de Transport Gaze naturale din statele învecinate (Bulgaria, Ungaria, Ucraina, Moldova, Serbia) în vederea implementării și operării în comun a interconectărilor transfrontaliere, după cum urmează:

BULGARTRANSGAZ EAD (Bulgaria):

În ceea ce privește operarea în comun a punctului de interconectare transfrontalieră Ruse-Giurgiu și a punctelor de interconectare transfrontalieră Negru Vodă I, II și III

A fost menținut contactul cu reprezentanții Bulgartransgaz în ceea ce privește operarea punctului de interconectare transfrontalieră Ruse/Giurgiu și punctelor de interconectare transfrontalieră Negru Vodă I, II și III precum și în legătură cu tranzacționarea capacității aferente, în conformitate cu cadrul de reglementare aplicabil (Regulamentul (UE) nr. 2015/703 de stabilire a unui cod de rețea pentru normele privind interoperabilitatea și schimbul de date și Regulamentul nr. 459/2017 de stabilire a unui cod al rețelei privind mecanismele de alocare a capacității în sistemele de transport al gazelor și de abrogare a Regulamentului (UE) nr. 984/2013)

FGSZ Ltd. (Ungaria):

1. *Proiectul „Dezvoltarea pe teritoriul României a coridorului de transport Bulgaria-România-Ungaria-Austria”:*

- părțile împreună cu Gas Connect Austria împreună cu autoritățile naționale de reglementare, ANRE (România), HEA (Ungaria) și E-Control (Austria) au pregătit cadrul de reglementare necesar pentru derularea unei proceduri de sezon deschis angajant pentru rezervarea capacităților de transport transfrontaliere incrementale la frontiera România-Ungaria și Ungaria-Austria.

2. *Operarea în comun a Punctului de Interconectare transfrontalieră Csanadpalota, în conformitate cu Codurile europene de Rețea (CAM, BAL, INT):*

- în temeiul Acordului de Interconectare încheiat pentru Punctul de Interconectare Csanadpalota, în conformitate cu Regulamentul (UE) 2015/703;
- în temeiul Acordului de Cooperare și Afiliere OST la Platforma Regională de Rezervare a Capacității (RBP) pentru tranzacționarea capacității aferente punctului de interconectare transfrontalieră, în conformitate cu Regulamentul nr. 459/2017 de stabilire a unui cod al rețelei privind mecanismele de alocare a capacității în sistemele de transport al gazelor și de abrogare a Regulamentului (UE) nr. 984/2013.

UKRTRANSGAZ (Ucraina):

1. *Operarea în comun a Punctului de Interconectare transfrontalieră Isaccea 1 în temeiul Acordului de Interconectare în conformitate cu reglementările europene aplicabile.*
2. *În ceea ce privește operarea Punctului de Interconectare transfrontalieră Medieșu-Aurit-Tekovo, părțile sunt în proces de negociere a unui Acord de Interconectare și în acest sens au fost demarate consultări publice.*
3. *În ceea ce privește modernizarea SMG Isaccea 1 în calitate de stație de măsurare comercială, soluția tehnică propusă de Transgaz a fost validată de Ukrtransgaz.*

VESTMOLDTRANSGAZ (Republica Moldova):

TRANSGAZ a evaluat/auditat, inclusiv cu participarea unor experți din DAFERI, compania Vestmoldtransgaz și a întocmit un Raport cu privire la situația tehnică, economică și financiară a acestei companii.

Se continuă discuțiile tehnice între reprezentanții MEPIU din cadrul Ministerului Economiei al Republicii Moldova, Vestmoldtransgaz, SNTGN Transgaz SA și ICPT Energoproiect Chișinău, în scopul dezvoltării proiectului (dezvoltări pe partea de nord-est a României și construirea conductei Ungheni-Chișinău).

SRBIJAGAS (Serbia):

Transgaz și Srbijagas analizează oportunitatea realizării unei interconectări între sistemele de transport din România și Serbia în scopul consolidării pieței gaziere regionale. În acest sens, Părțile au finalizat discuțiile în vederea încheierii unui Memorandum de Înțelegere care să asigure cadrul dezvoltării relației de colaborare viitoare.

Colaborarea cu alte companii din sectorul gazelor naturale:

- **Shipperi regionali de gaze naturale:**

GAZPROM EXPORT (Federația Rusă):

În ceea ce privește relațiile contractuale bilaterale aferente conductelor Tranzit II și Tranzit III.

BULGARGAZ (Bulgaria):

În ceea ce privește relațiile contractuale bilaterale aferente conductei Tranzit I, în conformitate cu cadrul reglementativ european aplicabil.

- **Operatori europeni și non-europeni de sisteme de transport gaze naturale**

Au avut loc noi discuții și întrevederi în vederea identificării unor oportunități de afaceri și dezvoltarea parteneriatelor cu:

Eustream AS (Slovacia), ENAGAS (Spania), SNAM (Italia), Fluxys (Belgia), GRTGaz (Franța), DESFA (Grecia), și SOCAR (Azerbaidjan), EGAS (Egipt).

Ulterior semnării în cadrul reuniunii Grupului de Lucru la Nivel Înalt CESEC (Budapesta, 8 septembrie 2016) a Declarației Comune între Miniștri Energiei din Grecia, Bulgaria, România și Ungaria și a Declarației Comune între operatorii sistemelor de transport gaze naturale din statele menționate mai sus privind dezvoltarea „Coridorului Vertical”, proiectul Coridorul Vertical de Transport Gaze Naturale este avut în

vedere de Transgaz. În acest sens, în 30 ianuarie 2017, Consiliul de Administrație al societății a aprobat posibilitatea încheierii de către Transgaz a Memorandum-ului de Înțelegere cu DESFA, Bulgartransgaz, ICGB și FGSZ. Acest document urmează a fi semnat de către părți, în data de 19 iulie 2017, într-un cadrul oficial, la București, la invitația managementului Transgaz.

- **Companii internaționale de exploatare și producție gaze naturale (OMV, ExxonMobil)**

Colaborări cu organisme naționale și internaționale, cu Comisia Europeană și alte relații instituționale

SNTGN Transgaz S.A. a aderat de-a lungul timpului și și-a păstrat calitatea de membru în cadrul unor organisme naționale și internaționale de profil. Avantajele și beneficiile afilierii la aceste organizații sunt în principal: promovarea companiei și a obiectivelor și intereselor acesteia, accesul la informații actualizate în domeniul reglementărilor, politicilor, inovațiilor, standardelor și produselor în domeniul industriei gaziere, precum și participarea la diverse evenimente naționale și internaționale (conferințe, seminare, forumuri, simpozioane, etc.).

În cadrul Departamentului Accesare Fonduri Europene și Relații Internaționale sunt gestionate majoritatea relațiilor de colaborare cu organizații la care Transgaz s-a afiliat. În perioada 01.01.2017– 30.06.2017, în cadrul DAFERI a fost gestionată relația de colaborare cu următoarele asociații:

- Organisme internaționale: Piggings Products and Services Association (PP&SA) din Marea Britanie, Gas Infrastructure Europe (GIE).
- Organisme naționale: Comitetul Național Român al Consiliului Mondial al Energiei (CNR- CME), Societate Inginerilor de Petrol și Gaze, Camera de Comerț, Industrie și Agricultură din Sibiu, Asociația Română de Mecanica Ruperii (ARME), Centrul Român al Energiei (CRE), American Chamber (AmCham), Comitetul Național ICC România.

Considerăm important de menționat faptul că, în perioada ianuarie–iunie 2017, conducerea departamentului, prin directorul DAFERI, directorul direcției Relații Internaționale, directorul direcției Fonduri Europene precum și prin șefii serviciilor din structura DAFERI, au participat la o serie de întâlniri cu diferiți parteneri externi și cu organizații europene de profil, precum și la evenimente internaționale și naționale dedicate sectorului gazier care au avut un impact semnificativ asupra activității și obiectivelor companiei. În cadrul acestor evenimente naționale și internaționale reprezentanții DAFERI au promovat și susținut interesele companiei identificând totodată potențialul de dezvoltare a unor noi relații de cooperare benefice în scopul atingerii obiectivelor Transgaz.

Dintre acestea, menționăm următoarele:

- Întâlniri cu operatorii sistemelor de transport adiacente pentru optimizarea operării în comun a punctelor de interconectare transfrontalieră (Bulgartransgaz, Ukrtransgaz)
- "10th European Gas Conference", Viena, Austria ianuarie 2017
- Întâlnire cu Vestmoldtransgaz în legătură cu proiectul de interconectare România-Republica Moldova, Chișinău, Republica Moldova, ianuarie 2017
- Ședințe GIE - Bruxelles, Belgia, ianuarie 2017
- "Central and Eastern European Gas Conference", Zagreb, Croația, februarie 2017; directorul DAFERI a fost invitat ca speaker și a prezentat, printre altele, abordările investiționale ale Transgaz și impactarea lor în regiune
- "Întâlnire cu reprezentanții din partea Ministerului Economiei al Republicii Moldova, Vestmoldtransgaz și Energoproiect", Chișinău, Rep. Moldova, februarie 2017

- „Întâlnirea grupurilor regionale de lucru în domeniul gazelor naturale”, Bruxelles, Belgia, februarie 2017
- "Shifting into a higher gear for Central and South East European energy market integration", Bruxelles, februarie 2017
- "Întâlnire cu reprezentanții IJF, SOCAR și GRT Gaz", februarie 2017-
- Întâlnirea de lucru cu Fluxys (Belgia) în conformitate cu Memorandum-ul de Înțelegere semnat în anul 2015 și vizita la terminalul GNL operat de compania belgiană la Zeebrugge, Bruxelles, Zeebrugge, februarie 2017
- Întâlnirea Comitetului Director al GIE, februarie 2017
- Întâlnirea organizată de Institutul Energetic cu ocazia Săptămânii Internaționale a Petrolului, Bruxelles, Belgia, februarie 2017
- Evaluarea documentelor pentru procedura de audit intern la sediul GIE din Bruxelles, Belgia, Bruxelles, Belgia, martie 2017
- Cel de-al 3-lea Summit Energetic al UE, Bruxelles, Belgia, martie 2017
- "Brexit și Uniunea Energetică. Suntem pregătiți?" Eveniment organizat de Interfax (Marea Britanie), Bruxelles, Belgia, martie 2017
- Business without corruption: bune practici anti-corupție din SUA ajustate la nevoile comunității de afaceri din România, București, martie 2017
- Întâlnirea Grupurilor Regionale coordonate de Comisia Europeană în vederea întocmirii listei 3 PCI, Bruxelles, Belgia, mai 2017
- Întâlnirea NSI East Gas Regional Group, Bruxelles, Belgia, aprilie 2017
- Întâlniri de lucru cu Bulgargaz și Bulgartransgaz, Sofia, Întâlniri de lucru cu reprezentanții VestMoldTransgaz, Chișinău, iunie 2017
- Ședința Grupului de lucru comun în vederea implementării proiectelor româno-moldave în domeniul energiei, Chișinău, mai 2017
- Forum Metrologic, Dresda, aprilie 2017
- Cea de a 25 ediție a Întâlnirii de dispecerizare a reprezentanților companiilor care efectuează tranzitul de gaze naturale rusești în regiunea balcanică, Samara, iunie 2017
- Lucrările Comisiei mixte interguvernamentale România-India, New Delhi, aprilie 2017
- 9th Annual See Upstream Conference & Exhibition, București, mai 2017
- Conferința "Arbitrii: Independență și imparțialitate – Aspecte procedurale", București, iunie 2017
- Conferința "Noul Proiect de Reguli de procedură arbitrală", București, iunie 2017
- Conferința "Trilema energiei și politicile energetice. Evidențierea dificultăților cu care se confruntă unitățile energetice pentru echilibrarea elementelor esențiale ale trilemei: securitate energetică, echitate socială și impactul asupra mediului", București, iunie 2017

Totodată, participarea, în calitate de speaker, a directorului DAFERI, Ciprian ALIC, la următoarele evenimente:

- Conferința internațională "Central and Eastern European Gas Conference", Zagreb, Croația, februarie 2017
- Evenimentul "Profit Energy Forum", mai 2017, București
- Conferința " Cu strategia pe masă: România în ecuația energetică europeană și impactul asupra industriei. Politicile adecvate", mai 2017 București

a contribuit la promovarea vizibilității și imaginii societății noastre la nivel regional.

Departamentul Accesare Fonduri Europene și Relații Internaționale a fost activ implicat în Comitetul de Dezvoltare Strategică (CDS) al societății, prin activitatea directorului DAFERI, în calitate de membru CDS

și prin asigurarea de către șeful serviciului Relații Internaționale a secretariatului acestui comitet, inclusiv prin elaborarea notelor de discuție și a planurilor de acțiuni rezultate în urma întâlnirilor CDS.

Totodată, reprezentanții DAFERI au asigurat asistența metodologică necesară pentru soluționarea problemelor administrative, tehnice și procedurale asociate reprezentanțelor Transgaz la Bruxelles și la Chișinău, care în baza hotărârii Consiliului de Administrație nr. 4/2016 din 28.01.2016 au fost transferată în subordinea DAFERI.

Reprezentanța Transgaz la Bruxelles

Au fost depuse eforturi susținute pe linia identificării și valorificării de noi oportunități pentru consolidarea, dezvoltarea și diversificarea dialogului direct și constructiv, atât cu instituțiile UE, cu actorii importanți din domeniul energiei, cât și cu partenerii societății noastre, având drept scop promovarea misiunii și viziunii companiei la nivel comunitar și internațional, precum și sprijinirea realizării principalelor obiective strategice ale TRANSGAZ.

Sintetic, activitatea Reprezentanței TRANSGAZ Bruxelles s-a desfășurat pe următoarele coordonate:

1. Reprezentarea TRANSGAZ la evenimente/activități oficiale organizate la Bruxelles:

IANUARIE 2017

Data	Activitate	Organizator	Participare TGN	Observații
23.01.a.c.	Prezentare TYNDP 2017	ENTSO-G	Oana Niculescu Eugen Mihalache Roxana Caliminte	Rap. Activ.nr. 3625/27.01.2017

FEBRUARIE 2017

Data	Activitate	Organizator	Participare TGN	Observații
15-16.02	Gas Regional WG Meeting	COM/DG-ENER	O. Ilieș	Șeful Repr.TGN Bxl. nu a fost nominalizat pentru participare, cf.art.5/HCA nr.3 din 30.01.2017
21-23.02	Workshop/Vizita delegație TGN la Fluxys	Fluxys Belgia	Ion Sterian Președinte C.A. Ciprian Alic, Marius Stroia Florian Vărdol	Șeful Repr.TGN Bxl. nu a fost inclus în programul vizitei

MARTIE 2017

Data	Activitate	Organizator	Participare TGN	Observații
28.03	3rd EU Energy Summit	Business Bridge Europe	Andrei Dumitru	Rap. activ.nr.14.987/31.03.2017
29.03	"Brexit and the Energy Union"- Are we prepared?	Interfax (GB)	Eugen-Costinel Mihalache	Rap. activ.nr.14.821/31.03.2017

APRILIE 2017

Data	Activitate	Organizator	Participare TGN	Observații
06.04	AGA ENTSG	ENTSG	Gabriela Mareș	Personalul Repr.TGN Bxl. nu a participat, deși a fost nominalizat cf. Decizie 325
24.04	Consultări CESEC Romania-COM/DG ENER+INEA	COM/DG-ENER	Paul Popescu, Marius Lupean, Alexandra Militaru, Wilhelm Unth	Personalul Repr.TGN Bxl. nu a fost inclus în programul activităților desfășurate

26.04	Gas Regional WG Meeting PCI List 3	COM/DG-ENER	Ovidiu Ilieș Andrei Dumitru	Șeful Repr.TGN Bxl. nu a fost nominalizat să participe, cf. Decizie 380 din 21.04.2017 și Mandat aferent
-------	------------------------------------	-------------	--------------------------------	--

MAI 2017

Data	Activitate	Organizator	Participare TGN	Observații
16.05	Workshop-Coduri de Rețea	ENTSO-G	N. Rau, W. Unth, R. Ittu, A.Apostolescu	Personalul Repr.TGN nu a fost nominalizat pentru participare
30.05	Meeting of the Regional Groups	COM/DG ENER	Nu se dețin date	Personalul Repr.TGN nu a fost nominalizat pentru participare
30.05	Romanian Energy Day	CRE+PE	A.Dumitru	Șeful Reprezentanței nu a fost nominalizat pentru participare
31.05	Workshop - SoS Regulation	GIE	A.Dumitru	Șeful Reprezentanței nu a fost nominalizat pentru participare

IUNIE 2017

Data	Activitate	Organizator	Participare TGN	Observatii
21-22.06	Vizită de lucru delegație Transgaz	Transgaz	Ion Sterian-DG Petru Ion Văduva-Președinte C.A. Ciprian Alic, Florian Vârdol, Gabriela Mareș, Bogdan Nicolae	Șeful Repr.TGN a fost inclus în programul vizitei pe linie de sprijin logistic/protocol

2. Evenimente/acțiuni/activități de potențial interes pe linie de informare/documentare și networking, organizate la Bruxelles și semnalate către DAFERI:

- 21.03.2017: ETS and renewables: a win-win strategy? Organizator: EDF
- 22.03.2017: Global launch of the Energy Architecture Performance Index Report 2017, Organizator: COM
- 23.03.2017: North Seas Energy Forum, Organizator: Northern Seas Energy Cooperation
- 28.03.2017: 3rd EU Energy Summit, Organizator: Business Bridge Europe-participare consilier A.Dumitru
- 28.03.2017: An EU Policy benefiting Citizens, Consumers and Businesses, Organizator: EU ENERGY SUMMIT
- 22-23.05.2017: European Business Summit 2017
- 30-31.05.2017: Romanian ENERGY DAY 2017, org. CRE-participare consilier A.Dumitru
- 19-25.06.2017: Propunere de închiriere spațiu/slot de networking în cadrul EUSEW 2017 (Sustainable Energy Week)- pe linie de promovare a imaginii companiei
- 14.06. 2017: 2017 CEF Energy Virtual Info Day, Organizator: COM
- 19-25.06.2017: EU Sustainable Energy Week 2017, Organizator: COM
- 22.05.2017: Conferința "Europe's Changing Energy Markets: Transition to New Realities", organizată de 'Politico'
- 21.06.2017: Governance of the Energy Union—Energy and climate plans in the making, Organizator: Sustainable Energy Week

- 22.06.2017: Conferința "The role of Ukraine as a strategic EU Energy Partner", Organizator: COM

Reprezentanța Transgaz la Chișinău a fost constituită în vederea dezvoltării proiectelor de infrastructură în domeniul gazelor naturale în colaborare cu Republica Moldova.

Aceasta a derulat activități intense, în colaborare cu alte entități din cadrul companiei, privind colaborarea cu Vestmoldtransgaz în special în proiectul dezvoltării pe teritoriul Moldovei a proiectului de gazoduct Ungheni-Chișinău și impactarea Transgaz în acest proiect.

În cadrul DAFERI sunt gestionate și **relațiile de colaborare cu ministerele de resort**.

În cursul primului semestru al anului 2017 au fost transmise către Ministerul Economiei, Ministerul Energiei, Ministerul Afacerilor Externe, precum și către Guvernul României, informări cu privire la stadiul proiectelor strategice derulate de Transgaz, a proiectelor regionale de transport gaze naturale cu impactarea României și relațiile de colaborare cu partenerii externi.

Prin intermediul **Serviciului Cooperare Organisme Naționale și Internaționale** din cadrul DAFERI se gestionează și relația cu Autoritatea Competentă pentru Proiecte de Interes Comun (ACPIC) pentru implementarea proiectelor de interes comun (PIC) aflate în lista PIC a Uniunii și promovate de Transgaz, conform Regulamentului UE nr. 347/2013 al Parlamentului European și al Consiliului din 17 aprilie 2013 privind liniile directe pentru infrastructurile energetice transeuropene, de abrogare a Deciziei nr. 1364/2006/CE și de modificare a Regulamentelor (CE) nr. 713/2009, (CE) nr. 714/2009 și (CE) nr. 715/2009.

În acest sens, în perioada 01.01.2017 – 30.06.2017 activitatea s-a desfășurat pentru:

- acceptarea Dosarului de candidatură pentru proiectul „Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport gaze naturale pe coridorul Bulgaria–România–Ungaria–Austria, Podișor–SMG Horia și trei stații de comprimare (Jupa, Bibești și Podișor), Faza 1”;
- aprobarea Notificării în vederea inițierii procedurii anterioare depunerii candidaturii pentru proiectul ”Extinderea capacității de transport a gazelor naturale din România către Ungaria până la 4,4 mld. mc /an, Faza 2”;
- aprobarea Notificării în vederea inițierii procedurii anterioare depunerii candidaturii pentru proiectul ”Conducta Țărmul Mării Negre–Podișor pentru preluarea gazului din Marea Neagră”.
- aprobarea Conceptului privind participarea publicului pentru proiectul ”Conductă Țărmul Mării Negre–Podișor pentru preluarea gazului din Marea Neagră”;
- transmiterea la ACPIC a Conceptului privind participarea publicului pentru proiectul ”Extinderea capacității de transport a gazelor naturale din România către Ungaria până la 4,4 mld. mc/an, Faza 2”.

3.2 Analiza activității de dezvoltare

3.2.1 Principalele componente ale infrastructurii SNT

Principalele componente ale Sistemului Național de Transport gaze naturale la data de 30 iunie 2017 sunt următoarele:

Denumire obiectiv/componenta SNT	U.M.	Valoare
Conducte magistrale de transport și racorduri de alimentare cu gaze naturale, din care conducte de transport internațional	km	13.307 553
Stații de reglare măsurare (SRM) în exploatare	buc	1.120 (1.227 direcții măsurare)
Stații de comandă vane (SCV , NT)	buc	59
Stații de măsurare a gazelor din import (SMG)	buc	6
Stații de măsurare amplasate pe conductele de tranzit gaze (SMG)	buc	6
Stații de comprimare gaze (SCG)	buc	3
Stații de protecție catodică (SPC)	buc	1.043
Stații de odorizare gaze (SOG)	buc	871

Tabel 31– Principalele componente ale SNT la 30.06.2017

Sistemul Național de Transport (SNT) are o acoperire la nivelul întregului teritoriu național și are o structură radial-inelară.

Capacitatea de transport și tranzit a gazelor naturale este asigurată prin rețeaua de conducte și racorduri de alimentare cu diametre cuprinse între 50 mm și 1200 mm, la presiuni cuprinse între 6 bar și 40 bar, cu excepția transportului internațional (63 bar).

Exploatarea SNT se face prin intermediul a 9 exploatare teritoriale de transport, compuse la rândul lor din 44 de sectoare. Din punct de vedere tehnologic SNT este alcătuit din 9 subsisteme regionale de transport gaze naturale.

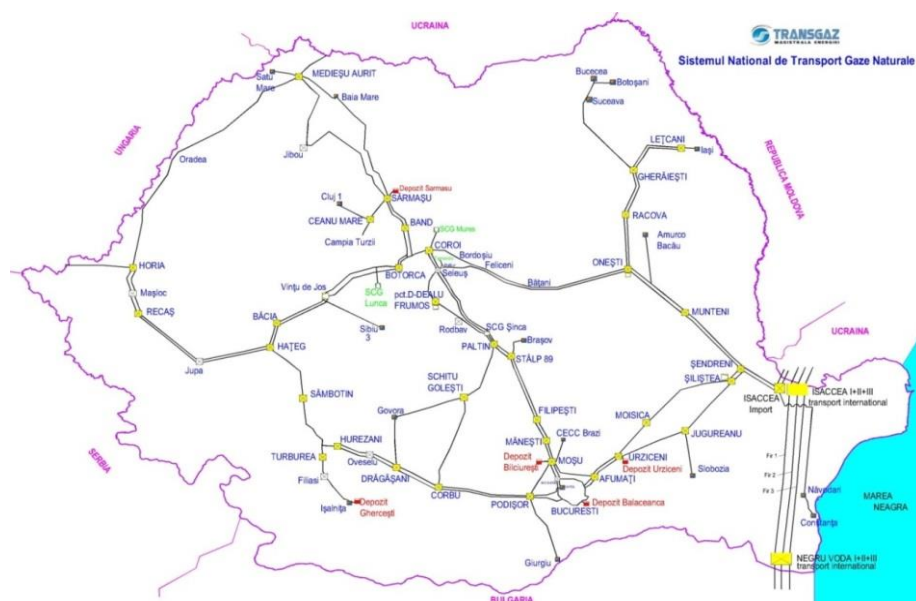


Figura 3- Harta Sistemului Național de Transport Gaze Naturale

Descrierea și analiza gradului de uzură al componentelor SNT

O analiză asupra principalelor obiective aparținând SNT din perspectiva duratei de funcționare este prezentată în tabelul de mai jos:

Durata de funcționare	Conducte de transport (km)	Racorduri de alimentare (km)	Număr Direcții Stații de Reglare Măsurare
> 40 ani	6.383	339	141
Între 30 și 40 ani	1.996	131	61
Între 20 și 30 ani	689	220	165
Între 10 și 20 ani	1.723	931	610
< 10 ani	735	160	250
TOTAL	11.526	1.781	1.120 SRM-uri (1.227 direcții de măsurare)
	13.307		

Tabel 32– Principalele componente ale SNT la 30.06.2017, din perspectiva duratei de funcționare

Se observă că în ceea ce privește conductele de transport gaze naturale, din cei **13.307 km** aflați în exploatare, **cca 73% au o durată de funcționare efectivă mai mare de 20 de ani**, apropiată de durata lor normală de funcționare. Diagnosticările efectuate până în anul 2017 cu PIG-ul inteligent pentru cca. **2.495 km** (3.590 km ținând seama de inspecții multiple) pun în evidență niveluri destul de ridicate ale defectelor materialului tubular, cauzate în principal de durata mare de funcționare a conductelor coroborat cu starea tehnică a izolației active, realizată pentru aproximativ 79,5% din conducte dintr-un sistem pe bază de bitum, actualmente îmbătrânită și deteriorată, ceea ce duce și la creșterea consumului de energie electrică înregistrat la cele 1.043 stații de protecție catodică a conductelor.

În primul semestru al anului 2017 nu au fost efectuate inspecții PIG inteligent. Au fost efectuate curățiri de conducte pe 604 km. Aproximativ 95,7% din conductele și racordurile aflate în exploatare sunt protejate catodic. În semestrul I 2017 s-au realizat măsuratori intensive pentru 68,38 km conducte .

Predarea gazelor către distribuitori și consumatori finali se face prin **1.182** de SRM-uri (direcții de măsurare), **45** de SRM-uri (direcții de măsurare) fiind inactive temporar/în conservare. Stațiile de Reglare Măsurare Gaze sunt cuprinse în programele de modernizare/reabilitare pentru a fi integrate într-un sistem de comandă și supraveghere automată SCADA. Din cele **1.227** SRM-uri (direcții de consum) aflate în exploatare, un număr de **948** sunt avute în vedere pentru implementarea sistemului SCADA.

Capacitatea de comprimare este asigurată de **3** stații de comprimare gaze, amplasate pe principalele direcții de transport. În cursul semestrului I 2017 s-au programat lucrări de modernizare la sistemele fixe de monitorizare/ detecție gaze și fum la clădire hală compresoare de la STC Șinca. S-au transmis caietele de sarcini la Departamentul Dezvoltare pentru promovarea lucrărilor prevăzute în PMDI.

Pentru STC Siliștea, s-au început în cadrul unui contract de service lucrările de revizie și reparație la sistemele de monitorizare vibrații la grupurile de comprimare Solar 1 și 2. De asemenea s-au efectuat lucrări de reabilitare–revizii tehnice, programate la grupurile de comprimare precum și reparații de subansamble cu terți. S-au efectuat verificări și calibrări la sistemele de automatizare, la toate stațiile de comprimare.

Dispecerizarea gazelor în SNT se realizează prin manevre efectuate în nodurile de interconectare al principalelor conducte. Majoritatea nodurilor sunt dotate în special cu robinete de manevră cu acționare manuală și echipamente pentru urmărirea parametrilor, cele mai multe fiind depășite din punct de vedere al

performanțelor și al siguranței în exploatare. Din nodurile tehnologice existente circa 20% sunt noi sau reabilitate. Pe parcursul implementării sistemului SCADA, nodurile tehnologice vor continua procesul de modernizare.

Odorizarea gazelor este asigurată printr-un număr de 871 instalații de odorizare din care 545 sisteme sunt de tip nou, prin eșantionare și prin injecție asigurând o odorizare optimă a gazelor transportate. Din cele 545 sisteme moderne, un număr de 28 sunt de tip centralizat—deservind mai multe puncte de livrare. Celelalte 326 sisteme de tip „prin evaporare/picurare” sunt sisteme care nu pot asigura o odorizare continuă și controlată putând duce la situații de sub sau supraodorizare și implicit la consumuri crescute de odorant. Dintre acestea 15 instalații sunt de tip centralizat. Pe parcursul semestrului I s-au înlocuit un număr de 6 instalații vechi de odorizare cu unele automate și s-a finalizat procedura de achiziție a încă 121 de instalații de odorizare automate cu termen final de livrare trimestrul IV 2017.

Trebuie subliniat totuși că, deși infrastructura este destul de învechită, starea tehnică a SNT se menține la un nivel corespunzător ca urmare a faptului că exploatarea se desfășoară pe baza unui sistem de mentenanță preponderent preventiv planificat și corectiv și pe baza unor programe de modernizare. Aceste programe au ca fundament Normele Tehnice privind mentenanța SNT, ele desfășurându-se pe o perioadă mai lungă de timp ca urmare a valorilor mari a acestora.

Puncte de interconectare transfrontalieră

În prezent importul/exportul de gaze naturale în/din România se realizează prin 5 conducte de interconectare transfrontalieră:

Caracteristici ale conductelor de interconectare transfrontalieră	
UCRAINA	Orlovka (UA) – Isaccea (RO) - DN 1000, Capacitate = 8.6 mld.mc/an, $P_{max} = 55$ bar
	Tekovo (UA) – Medieșu Aurit (RO)- DN 700, Capacitate = 4.0 mld.mc/an, $P_{max} = 70$ bar
UNGARIA	Szeged (HU) – Arad(RO)- Csanadpalota-DN 700, Capacitate = 1.75 mld.mc/an, $P_{max} = 63$ bar
REPUBLICA MOLDOVA	Ungheni (MO) – Iași (RO) - DN 500, Capacitate = 1.5 mld.mc/an, $P_{max} = 50$ bar
BULGARIA	Ruse (BG) – Giurgiu (RO) - DN 500, Capacitate = 1.5 mld.mc/an, $P_{max} = 40$ bar

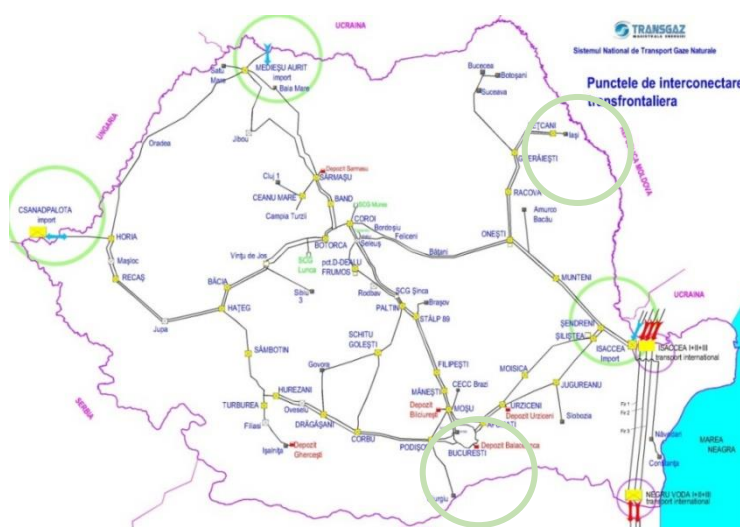


Figura 4 - Punctele de interconectare transfrontalieră ale SNT

3.2.2 Investiții realizate în sem I 2017 versus Investiții programate 2017

Situația realizărilor pe obiectivele în derulare, din cadrul Programului de modernizare și dezvoltare la finele semestrului I 2017, se prezintă astfel:

Modernizări și automatizări noduri tehnologice

Stadiul lucrărilor pentru cele 18 noduri tehnologice cuprinse în anexa 1, se prezintă astfel:

- 2 noduri tehnologice au fost finalizat (Sâmbotin, Mănești);
- 2 noduri tehnologice sunt în execuție (Moșu, Ceanu Mare);
- 2 noduri tehnologice sunt sistate din lipsa AC sau situație teren (Racova, și Filipești);
- 9 noduri tehnologice sunt în curs de proiectare alimentare cu energie electrică și automatizări (Drăgășani, Băcia, Recaş, Moisica, Schitu Golești, Corbu, Bogata 3, Lăzărești și Filipești Târg);
- 1 nod tehnologic în proiectare pentru montare GLPG (Schitu Golești);
- 2 noduri tehnologice unde urmează a se monta gazcromatografe (Horia, Corbu) sunt în curs de elaborare referatele de necesitate și specificațiile tehnice.

Sistem de detecție gaz și fum în hala turbocompresoare la STC Șinca

Întocmirea unei informări către Departamentul Accesare Fonduri Europene și Relații Internaționale, în vederea solicitării acordului CE pentru instalarea sistemului de detecție gaz și fum programat, deoarece modernizarea STC Șinca a fost realizată cu fonduri europene și este necesară obținerea unui aviz de la Comisia Europeană (CE).

Sistem comandă achiziții date (Anexa 2)

Finalizarea lucrărilor de implementare a sistemului de transmitere date de la SMG Giurgiu și reluarea pentru a treia oară procedura de achiziție a lucrărilor de împrejmuire a robinetului R53 Sarmisegetusa iar la împrejmuirea NT Feliceni se fac demersuri pentru actualizarea Autorizației de Construire. Pentru restul lucrărilor cuprinse în anexa 2 nu au fost transmise referate de necesitate și specificații tehnice, sau teme de proiectare.

Conducta de transport gaze Ø32" Crevedia–Podișor

Promovarea și avizarea unui nou proiect de întregire a conductei în această zonă, având în vedere hotărârea Curții de Apel Ploiești, care a admis apelul reclamantului Apostolache Laurențiu, fapt pentru care SNTGN TRANSGAZ SA Mediaș a fost obligată să demonteze o porțiune din conducta de transport gaze naturale. Lucrarea se referă la reîntregirea conductei în zona proprietarului Apostolache pe o lungime de cca. 300 m. În prezent, a fost aprovizionat materialul tubular, urmând ca lucrările să fie executate de către Sucursala Mediaș. Este în derulare litigiul cu proprietarul terenului. Precizăm că traseul proiectat se află în culoarul conductelor CONPET Ploiești (există avizul de la CONPET Ploiești), prin urmare nu se încarcă suplimentar terenul cu sarcini.

Interconectarea conductei Ø10" Gănești–Ungheni cu conducta Ø 24" Vest III (Band–Băcia) la Gănești, jud. Mureș

Rezilierea contractul inițial încheiat cu SC BAT Mediaș ca urmare a intrării în insolvență a constructorului. Este necesară refacerea documentației tehnice conform noilor condiții din teren și reluarea procedurii de achiziție.

Conducta de transport gaze Ø16" Vaslui–Iași (tronson Vaslui–Mogoșești)

Realizarea și punerea în funcțiune a conductei până la km. 58+247. De la km. 58+247 sunt neexecutați cca. 1.700 m din firul conductei, deoarece traseul conductei traversează o zonă împădurită pentru care încă nu s-a obținut avizul ROMSILVA. După obținerea avizului, se propune continuarea lucrărilor și întregirea firului conductei până la km 69+000.

Conducta de transport gaze Ø28" Gănești-Ildrifaia-Coroi

Montarea și astuparea a 20,5 km până în prezent. Lucrările de execuție contractate sunt în derulare din totalul de 21 km de fir conductă. Au mai rămas de executat 2 subtraversări de drumuri, montarea GLPG la NT Coroi, reîntregirea firului conductei și probele de presiune.

Conducta de transport gaze Ø16" Vaslui-Lețcani (Mogoșești-Lețcani)

Finalizarea și recepționarea Lucrărilor de execuție a firului conductei. Mai sunt de executat lucrările de montare GLPG Crâng și devierea conductei între calea ferată CF 610 și drumul național DN 28, după care se poate executa cuplarea în NT Lețcani.

Subtraversare râu Mureș cu conducta Ø20" Fântânele-Arad, zona Fântânele

Finalizarea și recepționarea parțială a Lucrărilor de execuție și cuplărilor la SNT. Au mai rămas de executat lucrările de demontare a vechii traversări aeriene programate a se finaliza în 14.07.2017

Deviere conducta Ø12" Moinești-Dărmănești, zona Dărmăneasca

Finalizarea și recepționarea Lucrărilor de execuție contractate. Datorită problemelor cu proprietarii de terenuri s-a decis mutarea punctului de cuplare a conductei cu 200 m, în aval față de zona cu probleme. Lucrările de cuplare au fost executate, iar pentru cei 200 m de conductă neînlocuită, au fost deschise acțiuni în instanță pentru 3 proprietari din cauza cărora nu a putut fi respectată documentația tehnică și Autorizația de Construire. După finalizarea acțiunilor în instanță, se vor relua lucrările de înlocuire a porțiunii de conductă nefinalizată.

Lucrări privind punerea în siguranță a conductelor Ø28" Platou Izvor Sinaia-Filipești, zona Talea-Breaza (etapa II)

Predarea amplasamentului către constructorul IMI Baia Mare, lucrările de execuție fiind în derulare.

Conducta de racord Ø10" SRM Luduș

Finalizarea și recepționarea Lucrărilor de execuție.

Conducta de transport gaze Ø12" Negru Vodă-Techirghiol, etapa II (tronson Pecineaga-Techirghiol)

Contractarea Lucrărilor de execuție. Ordinul de Începere se va emite numai după contractarea serviciilor de supraveghere arheologică.

Conducta de transport gaze Ø20" Plătărești-Bălăceanca

Refacere devizului general al proiectului, având în vedere că Transgaz va pune la dispoziție 12.600 m de țeavă achiziționată. De asemenea se fac demersuri pentru reînnoirea Autorizației de Construire.

Conducta de racord Ø 28" SRM SIDEX Galați

Derularea Lucrărilor de execuție.

Conducta de transport gaze Ø24" Mașloc-Recaș, etapa I (partea II-zona fond forestier)

Lucrările de execuție pe tronsonul de pădure în lungime de 6 km nu au fost contractate, deoarece nu a fost obținut avizul ROMSILVA pentru traversarea zonei de fond forestier, aviz necesar la eliberarea Autorizației de Construire.

Conducta de transport gaze Ø28" Moșu-Buciumeni

Finalizarea și avizarea în CTE a Documentația tehnică. Este obținută Autorizația de Construire pe jud. Dâmbovița (în baza notificărilor transmise către proprietari), dar pentru obținerea Autorizației de Construire pe județul Ilfov, Primăria Buftea (Primar Ghe. Pistol) solicită acordul proprietarilor în formă legalizată, nefiind de acord cu textul de lege care prevede eliberarea Autorizației de Construire în baza notificărilor către proprietari, fără altă formalitate prealabilă.

Conducta de transport gaze Ø10" Câmpulung Moldovenesc–Vatra Dornei (tr. C. Moldovenesc–Pojorâta)
Obținerea pentru 9,2 km a Autorizației de construire, din care s-au executat 8,2 km. Pentru diferența de 1 km s-a încheiat un nou contract în luna iunie, s-a predat amplasamentul urmând a se emite Ordinul de Începere cu data de 17.07.2017.
Conducta de transport gaze Ø10" Câmpulung Moldovenesc–Vatra Dornei (tr. Pojorâta–Vatra Dornei)
Obținerea avizului ROMSILVA pentru zonele forestiere proprietate de stat și depunerea documentației la Garda Forestieră Suceava. După obținerea avizului de la Garda Forestieră, deoarece suprafețele afectate sunt mai mari de 10 ha, se vor iniția demersurile necesare obținerii unei Hotărâri de Guvern pentru scoaterea din fond forestier a suprafețelor necesare construirii conductei. Tronsonul Pojorâta–Vatra Dornei, reprezintă etapa II a construcției conductei Ø10" Câmpulung Moldovenesc–Vatra Dornei în lungime de 35 km. Acest tronson, în lungime de 25,8 km, traversează un teren aparținând Direcției Silvice Iași, care până la această dată nu a eliberat avizul ROMSILVA, necesar eliberării Autorizației de construire.
Conducta de transport gaze Ø20" Craiova–Segarcea–Băilești–Calafat, etapa I, tronson Craiova– Segarcea
Derularea lucrărilor de elaborare a documentației tehnice.
Conducta de transport gaze Ø 20" Sărmășel–Baia Mare–Satu Mare, zona Sucutard
Contractarea Lucrărilor de execuție, inițial cu SC CONDMAG Brașov; datorită unor probleme ale constructorului, contractul a fost reziliat și este în prezent în curs de refacere proiectul tehnic urmând a se relua procedura de achiziție.
Montare gară de primire godevil (provizoriu) DN 800 mm pe conducta Ø 32" Bățani-Onești, zona Bogdănești
Derularea lucrărilor de execuție.
Sistematizare conducte în zona Nodului Tehnologic Moșu
Contractarea Lucrărilor de execuție, predarea amplasamentului, urmând a se emite Ordinul de Începere cu data de 17.07.2017.
Modernizarea alimentării cu gaze naturale a municipiului Ploiești
Contractarea Lucrărilor de execuție în luna Iunie, predarea amplasamentului și emiterea Ordinului de Începere a lucrărilor.
Înlocuire subtraversare CF cu conducta de transport gaze naturale Turburea–Ișalnița Fir III, zona Florești
Finalizarea Lucrărilor de execuție.
Lucrări privind punerea în siguranță a conductei Ø20" Schitu Golești–Govora, zona Budești jud. Vâlcea
Finalizarea/recepționarea parțială a Lucrărilor de execuție. Mai sunt de executat lucrările de cuplare sub presiune.
Punerea în siguranță a conductei Ø32" Șendreni-Siliștea-București, zona Scorțaru Vechi–Comăneasca
Derularea procedurii de achiziție a lucrărilor de execuție.

Devierea conductei de transport gaze Ø16" Mogoșești-Lețcani între CF 610 și DN 28, în zona de intersecție a conductei cu CF 613 (Lețcani-Dorohoi)
Derularea procedurii de achiziție pentru lucrările de subtraversare a doua linii CF și a unui drum național. Lucrările de montaj a 1600 ml fir conductă, se va executa de către Sucursala Mediaș cu materialul tubular achiziționat.
Devierea conductei de transport gaze Ø14" Tisăuți - Bucecea, zona Salcea
Elaborarea în curs a documentației tehnice. Sunt probleme în obținerea Autorizației de Construire deoarece primăria Salcea consideră convențiile încheiate incomplete (nu sunt trecute sumele datorate proprietarilor și perioada de execuție).
Devierea conductei de transport gaze Ø28" Bățani-Onești, la traversarea pârâu Valea Roșie în zona Bixad
Elaborarea în curs a documentației tehnice. Sunt probleme în obținerea avizului Gărzii Forestiere Bixad pentru terenul scos din circuit forestier, aviz necesar eliberării Autorizației de Construire.
Montare gară de primire godevil DN 500 pe conducta Șendreni-Albești
Derularea procedurii de achiziție a lucrărilor de execuție.
Subtraversare râu Olt cu conducta Ø12" Drăgășani-Caracal (racord alimentare cu gaze a mun. Caracal)
Elaborarea în curs a documentației tehnice.
Refacerea subtraversării pârâului Vulcănița cu conductele Ø28" Paltin-Vârf Diham și Ø20" STC Șinca - Stâlp 89, punctele 1,2,3 și 4 Vulcănița
Derularea procedurii de achiziție a lucrărilor de execuție.
Montarea gării de primire/lansare godevil la Posada pentru conductele Ø20" Stâlp 89-Posada și Ø20" Posada-Moșu
Derularea procedurii de achiziție a lucrărilor de execuție.
Punerea în siguranță a traversării aeriene a pârâului Horoiala cu conducta Ø16" racord alimentare cu gaze a SRM Vaslui, tr. Bârlad-SRM Vaslui, km 18+260 al conductei
Contractarea Lucrărilor de execuție în luna Iunie, predarea amplasamentului și emiterea Ordinului de Începere a lucrărilor.
Reabilitare conductă Ø20" Hurezani-Hățeg, jud. Gorj și Hunedoara: Lucrări de construcții (împrejmuiți la robinete, la cuplări racorduri și la descărcătoare de presiune)
Derularea procedurii de achiziție a lucrărilor de execuție.
Reabilitare conductă Ø20" Hurezani-Hățeg, jud. Hunedoara: subtraversare DN 66
Derularea procedurii de achiziție a lucrărilor de execuție.
Dezvoltarea capacității de transport a SNT în vederea asigurării fluxului de gaze naturale pe direcția România - Republica Moldova
Elaborare în curs a documentației tehnice.
Dezvoltarea pe teritoriul României a SNT pe coridorul Bulgaria-România-Ungaria-Austria (Proiect BRUA)
Demararea procedurii de achiziție a grupurilor de comprimare și serviciilor de identificare și cartare a zonelor sensibile din punct de vedere al biodiversității.
Servicii arheologice
Derulare procedurii de achiziție.

Lucrări de construcții și instalații de suprafață pentru stații de reglare măsurare

- SRM Ișalnița—contract încheiat se reactualizează Autorizația de Construire;
- SRM Sângeorgiu de Mureș—în procedură de achiziție;
- SRM Lot 3—este în derulare contractul de achiziție a SRM-urilor;
- relocarea, redimensionarea și adaptarea la teren a instalației tehnologice de la SRM Câlnic la SRM Drăgănești Olt, Jud. Olt în derulare;
- relocarea, redimensionarea și adaptarea la teren a instalației tehnologice de la SRM SUPERCOM Afumați la SRM Dragomirești—în procedură de achiziție;
- înlocuirea instalațiilor tehnologice la SRM Timișoara I—contractat, predat amplasament;
- modernizare SRM IZVIN—în proiectare;
- modernizare SRM Chișineu Cris—în proiectare;
- modernizare și adaptare la teren SRM Suceava—în derulare;
- modernizare SRM Bârcea—în derulare;
- SRM Cămpina (PETROUTILAJ P. Cămpina)—în proiectare;
- adaptare la teren (11 SRM-uri)—în licitație SRM-urile Fălticeni și Dej II, restul în proiectare;
- adaptare la teren și racord alimentare cu gaze naturale a SRM Cornățel—se execută prin Sucursala Mediaș;
- modernizare și relocare SRM Bistrița—în proiectare;
- SRM Clinceni—eficientizarea sistemului de măsură prin completarea instalației tehnologice cu elemente/echipamente corespunzătoare—în proiectare;
- SRM Fântânele (Mureș)—lucrarea este finalizată și recepționată;
- SRM Oradea I—lucrările de execuție au fost finalizate și recepționate.

Stații de protecție catodică

Finalizarea și recepționarea stației de protecție catodică de pe conducta Turburea—Turceni și a SPC-ul Merfulești.

Lucrări aferente tehnologiei informației și telecomunicații

Derularea lucrărilor la rețeaua electrică aferentă echipamentelor TI/TC și circuit redundant la ET Mediaș. Realizările semestrului I reprezintă contravaloarea achizițiilor de tehnică de calcul, softuri și echipamente.

Lucrări de construcții și instalații de suprafață pentru instalații de odorizare

Derularea contractelor.

Lucrări la conductele de transport gaze naturale aflate în exploatare situate în zone de risc incident

- lucrări privind punerea în siguranță a conductei Ø20" Hurezani—București (fir I), zona Momotești—în derulare;
- lucrări privind punerea în siguranță traversare aeriană pârau Ațintiș cu conducta DN 500 Ozd - Câmpia Turzii, în zona Ațintiș—lucrările de punere în siguranță a traversării sunt finalizate și recepționate parțial, urmând a se executa lucrările de cuplare de către Sucursala Mediaș;
- lucrări privind punerea în siguranță Racord de alimentare cu gaze naturale Ø10" SRM Breaza – lucrările nu au fost demarate din cauza proprietarilor de teren care nu permit accesul în teren;
- lucrări privind punerea în siguranță a conductei de transport gaze naturale Ø8" Cornățel—Avrig, zona Avrig—nu au fost demarată achiziția lucrărilor, în prezent se poartă discuții cu proprietarul remizei construite fără avizul Transgaz, în vederea demolării;
- lucrări privind punerea în siguranță a racordului de alimentare cu gaze naturale a SRM Răcăciuni, zona popas turistic Dumbrava—nu au fost demarată achiziția lucrărilor, în prezent se poartă discuții cu proprietarul clădirilor construite fără avizul Transgaz pentru reglementarea situației;

- lucrări privind punerea în siguranță a racordului de alimentare cu gaze naturale a SRM Brăila, zona Ferma Agricolă—nu au fost demarată achiziția lucrărilor, în prezent se poartă discuții cu proprietarul clădirilor construite fără avizul Transgaz pentru reglementarea situației;
- lucrări privind punerea în siguranță a racordului de alimentare cu gaze naturale a SRM Vaslui, zona Râpa Albastră—în proiectare;
- punerea în siguranță a conductei Ø10" Frasin-Spătărești, zona Spătărești—în proiectare;
- punerea în siguranță a conductei Ø8" Ocna Mureș-Aiud, zona Decea—în proiectare;
- punerea în siguranță a conductei Ø12" Agârbiciu-Sibiu, zona Slimnic—în proiectare;
- punerea în siguranță traversare aeriană peste râu Valea Șerpilor cu conductele Ø24", Ø28" Șinca - Paltin și Ø20" STC Șinca - Stâlp 89, zona Șinca Nouă – în proiectare.

Racorduri, rețele și instalații termice la sedii administrative și SRM-uri

Achiziționarea celor 20 de centrale termice și 19 convectoare, urmând a se instala în sedii administrative și clădirile SRM-urilor planificate. Celelalte obiective din cadrul anexei sunt în proiectare.

Sedii administrative și baze de producție la E.T.

Derulare procedurii de achiziție a lucrărilor de modernizare a clădirii Sectorului Cluj. Celelalte obiective din cadrul anexei sunt în proiectare.

Sisteme de securitate și supraveghere

Derularea procedurii de achiziție.

Lucrări de acces la SNT

Derularea lucrărilor de execuție a racordului și SRM-ului pentru localitatea Banca, jud. Vaslui. Realizările la semestrul I reprezintă contravaloarea lucrărilor de execuție a racordurilor și SRM-urilor pentru SC Cramele Recaş și SC SCANDIC DISTILLERIES

Se întâmpină încă greutăți în realizarea unor obiective de investiții cum ar fi:

- la **conducta de transport gaze naturale Ø 10" Câmpulung Moldovenesc–Vatra Dornei**, continuarea lucrărilor în domeniul silvic pe tronsonul proiectat de la Pojorâta la Vatra Dornei în lungime de 26,47 km, este condiționată de obținerea avizului ROMSILVA, necesar obținerii Autorizației de Construire, care până la această dată nu a fost emis;
- la **conducta de transport gaze Ø16" Vaslui–Iași (tronson Vaslui–Mogoșești)**—lucrările de execuție sunt sistate datorită problemelor întâmpinate în obținerea avizului ROMSILVA pentru terenurile aflate în fond forestier, aviz necesar eliberării Autorizației de Construire.

În vederea soluționării problemelor apărute pe parcursul derulării execuției lucrărilor și a realizării obiectivelor programate s-au luat următoarele măsuri:

- pentru proprietarii care nu și-au dat acordul pentru accesul în teren al constructorilor s-au deschis acțiuni în instanță; în cazurile în care nici pe cale judecătorească nu s-a ajuns la un consens s-au efectuat demersuri pentru demararea procedurilor pentru expropriere;
- în unele zone mai dificile, din punct de vedere al obținerii acordurilor de la proprietarii de terenuri sau la solicitarea administrațiilor locale, s-a luat decizia de reproiectare a traseului conductei sau a soluțiilor tehnice de realizare a construcției;
- pentru zonele din fond forestier pentru care nu s-a obținut avizul ROMSILVA, în urma modificării legislației în domeniu, urmează a fi reluate discuțiile în vederea soluționării divergențelor apărute la traversarea acestor zone.

Precizăm că majoritatea obiectivelor de investiții la care nu au fost înregistrate realizări sunt în fază de proiectare sau achiziție.

De asemenea, pentru o serie de obiective aflate în fază de proiectare se întâmpină dificultăți în obținerea acordurilor de la proprietarii de terenuri, fapt pentru care nu pot fi obținute autorizațiile de construcție.

3.2.3 Proiecte strategice de dezvoltare a SNT

În considerarea respectării cerințelor Directivei Europene CE/73/2009 art.22., privind obligativitatea elaborării **Programelor de Dezvoltare pe 10 Ani** pentru toți operatorii sistemelor de transport gaze naturale din Uniunea Europeană, SNTGN Transgaz SA Mediaș, în calitate de operator tehnic al Sistemului Național de Transport gaze naturale din România a elaborat **Planul de Dezvoltare al sistemului de transport gaze naturale în perioada 2017-2026** prin actualizarea și completarea **Planului de Dezvoltare al sistemului de transport gaze naturale în perioada 2014-2023**.

Documentul prezintă direcțiile de dezvoltare ale rețelei românești de transport gaze naturale și proiectele majore pe care compania intenționează să le implementeze în următorii 10 ani, în scopul atingerii unui grad maxim de transparență în ceea ce privește dezvoltarea sistemului național de transport gaze naturale și posibilitatea actorilor de pe piață la o informare din timp asupra capacităților de transport existente și planificate, astfel încât, prin consultări publice, deciziile privind investițiile în rețeaua de transport gaze naturale să răspundă cerințelor pieței.

Planul de Dezvoltare al Sistemului Național de Transport (SNT) gaze naturale în perioada 2017– 2026 elaborat în conformitate cu prevederile **art. 125 alin.6 din Legea nr.123/2012 a energiei electrice și a gazelor naturale**, cu obiectivele stabilite în draftul Strategiei Energetice a României 2016–2030 cu perspectiva anului 2050, răspunde cerințelor politicii energetice europene privind:

- asigurarea siguranței în aprovizionarea cu gaze naturale;
- creșterea gradului de interconectare al rețelei naționale de transport gaze naturale la rețeaua europeană;
- creșterea flexibilității rețelei naționale de transport gaze naturale;
- liberalizarea pieței gazelor naturale;
- integrarea pieței de gaze naturale la nivelul Uniunii Europene.

TRANSGAZ este membru al ENTSG (Rețeaua europeană a operatorilor de sisteme de transport gaze naturale), organism în cadrul căruia compania cooperează cu toți operatorii de transport și de sistem ai Uniunii Europene în scopul creării unui cadru de reglementare comun și a unei strategii și viziuni comune de dezvoltare la nivelul Uniunii Europene în vederea creării pieței energetice integrate.

În acest context, la elaborarea Planului de Dezvoltare a Sistemului Național de Transport gaze naturale în perioada 2017–2026 s-a avut în vedere coordonarea cu TYNDP, GRIP și planurile de dezvoltare pe 10 ani ale celorlalți operatori din regiune.

Proiectele de dezvoltare descrise în plan de dezvoltare au fost identificate în urma unor analize și evaluări detaliate desfășurate de companie în anul 2014 și au în vedere ultimele evoluții ale tendințelor și scenariilor de aprovizionare de pe piața europeană a gazelor naturale.

O dezvoltare durabilă a infrastructurii de transport gaze naturale din România, presupune un amplu program investițional care să permită alinierea SNT la cerințele de transport și operare ale rețelei europene de transport gaze naturale.

În contextul geopoliticii și geostrategiei traseelor energetice europene, România beneficiază de avantajele localizării geografice pe coridoare importante de transport și acces la resursele majore de gaze naturale

recent descoperite în Marea Neagră, aspect ce conduce la necesitatea valorificării eficiente a acestor oportunități.

Prin **Planul de dezvoltare al sistemului național de transport gaze naturale pe următorii 10 ani**, Transgaz, propune proiecte majore de investiții pentru dezvoltarea strategică și durabilă a infrastructurii de transport gaze naturale din România și conformitatea acestora cu cerințele reglementărilor europene în domeniu.

Orientarea operatorilor sistemelor de transport gaze naturale din țările învecinate spre crearea de noi capacități de transport transfrontalier sau amplificarea celor existente denotă în mod clar preocuparea pentru o creștere semnificativă a gradului de interconectare într-o zonă a Europei în care încă mai sunt multe de realizat pentru o piață perfect integrată.

Planul de dezvoltare al Sistemului Național de Transport gaze naturale pe următorii 10 ani a fost aprobat de ANRE prin Decizia nr. 910/22.06.2017 și este postat pe site-ul companiei.

În tot acest tablou, **România** este țara cu piața cea mai dezvoltată și, mai ales, cu cea mai mică dependență de gaze naturale din import. Adăugând în acest peisaj, pe lângă poziția geostrategică favorabilă, recent descoperitele resurse din Marea Neagră precum și potențialul viitor creat de gazele de șist, România ar putea juca în mod evident un rol definitoriu în regiune.

În acest context infrastructura de transport gaze naturale devine probabil factorul cel mai important, iar **Transgaz** se află actualmente în fața unei provocări majore: **dezvoltarea-în cel mai scurt timp posibil -a unor culoare de transport gaze naturale care să asigure atât gradul necesar de interconectivitate la nivel european cât și potențial suficient de transport gaze naturale pentru valorificarea resurselor pe piața autohtonă și pe cea regională.**

Având în vedere potențialul estimat al rezervelor de gaze naturale din Marea Neagră, pentru a asigura transportul volumelor preluate din producția off-shore, necesare consumului intern și, în cazul unor volume excedentare, pentru asigurarea exportului acestora pe piețele Uniunii Europene și către Republica Moldova, **SNTGN TRANSGAZ S.A** intenționează să implementeze, în următorii ani, un plan ambițios de dezvoltare al infrastructurii de transport gaze naturale de circa 1,6 miliarde euro, care să contribuie la dezvoltarea unui coridor energetic regional.

Astfel proiectele propuse în **Planul de Dezvoltare al Sistemului Național de Transport Gaze Naturale 2017–2026** sunt:

1. Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale pe Coridorul Bulgaria–România–Ungaria–Austria;
2. Dezvoltarea pe teritoriul României a Coridorului Sudic de Transport pentru preluarea gazelor naturale de la țărmul Mării Negre;
3. Interconectarea sistemului național de transport gaze naturale cu conducta de transport internațional gaze naturale T1 și reverse flow Isaccea;
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;
5. Amplificarea coridorului bidirecțional de transport gaze naturale Bulgaria–Romania–Ungaria–Austria (BRUA faza 3);
6. Proiect privind noi dezvoltări ale SNT în scopul preluării gazelor din Marea Neagră;
7. Interconectarea România–Serbia;
8. Modernizare SMG Isaccea 1 și SMG Negru Vodă 1.

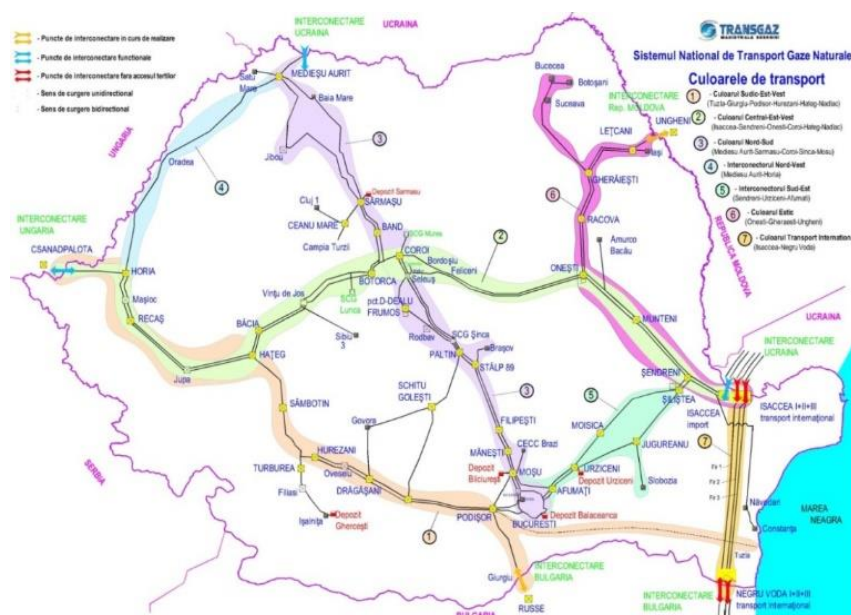


Figura 5- Culoarele de transport gaze naturale din SNT

1.Dezvoltarea pe teritoriul României a sistemului național de transport pe coridorul Bulgaria-România-Ungaria-Austria

Proiectul vizează crearea unei capacități de transport gaze naturale între punctele de interconectare existente între sistemul românesc și cel al Ungariei, respectiv al Bulgariei.

În acest scop este necesară construcția unei conducte în lungime aproximativă de **529 km** pe traseul **Podișor-Corbu-Hațeg-Horia** și a **3 stații noi de comprimare**, la **Jupa**, **Bibești** și **Podișor**.

Valoarea totală estimată a investiției este de **547,4 milioane Euro**, iar **termenul estimat de finalizare este anul 2020**.

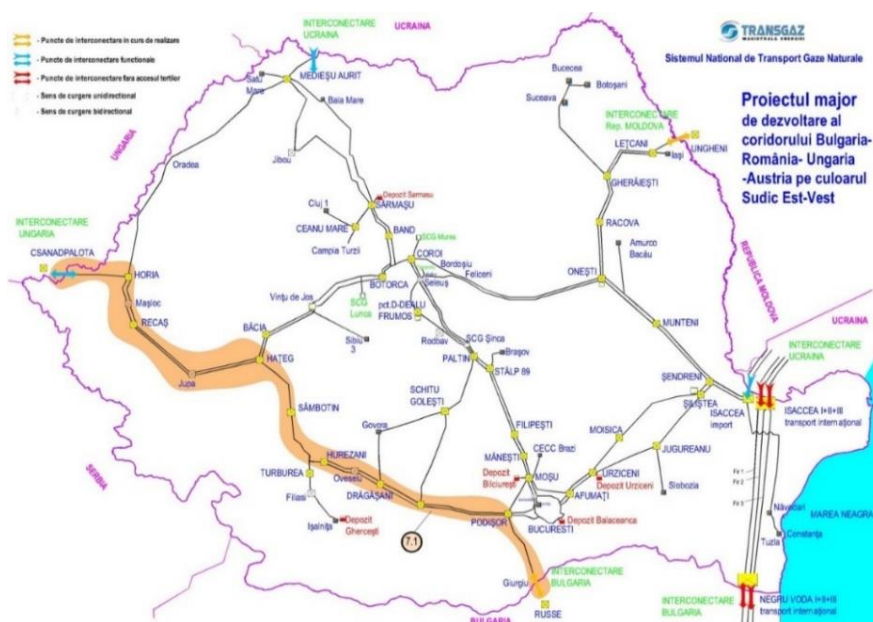


Figura 6 - Coridorul BRUA

Transgaz are în vedere dezvoltarea etapizată a Proiectului BRUA:

Etapa I

- conductă de transport gaze naturale Podișor-Recaș 32" x 63 bar în lungime de aprox. 479 km;
- trei stații de comprimare gaze naturale (SC Podișor, SC Bibești și SC Jupa) fiecare stație fiind echipată cu două agregate de comprimare, cu posibilitatea de asigurare a fluxului bidirecțional de gaze.

La finalizarea Etapei I se vor asigura următoarele capacități de transport:

- pe direcția Ungaria: 1,75 miliarde m³/an;
- pe direcția Bulgaria: 1,5 miliarde m³/an.

Etapa II

- conductă de transport gaze naturale Recaș-Horia 32" x 63 bar în lungime de aprox 50 km;
- amplificarea celor trei stații de comprimare gaze naturale (SC Podișor, SC Bibești și SC Jupa) prin montarea unui agregat de comprimare suplimentar în fiecare stație;
- amplificare stației de măsurare gaze naturale SMG Horia.

La finalizarea Etapei II se vor asigura următoarele capacități de transport:

- pe direcția Ungaria: 4,4 miliarde m³/an;
- pe direcția Bulgaria: 1,5 miliarde m³/an.

Calendarul actualizat de dezvoltare al proiectului

Etape de dezvoltare	Stadiu/Data estimată de finalizare
Studiu de prefezabilitate	Finalizat
Studiu de fezabilitate	Finalizat
Obținere Acord de mediu	Finalizat
Documentații tehnice pentru obținere autorizații de construire	Finalizate atât pentru conductă cât și pentru stații de comprimare
Obținerea autorizațiilor de construire	Februarie 2017 pentru conductă Februarie 2017 pentru stațiile de comprimare
Luarea deciziei finale de investiție Etapa 1	Anul 2016
Construcție Etapa 1	Noiembrie 2019
Punere în funcțiune Etapa 1	Decembrie 2019
Începere operare Etapa 1	Decembrie 2019
Luarea deciziei finale de investiție Etapa 2	Decembrie 2018/februarie 2019*
Construcție Etapa 2	Anul 2020*
Punere în funcțiune Etapa 2	Anul 2020*
Începere operare Etapa 2	Anul 2020*

* Finalizarea Etapei 2 va depinde de finalizarea cu succes a procedurii de Open Season

Data preconizată de finalizare: 2019 pentru Etapa 1, respectiv 2020 pentru Etapa 2

Valoarea estimată: 547,4 milioane Euro, defalcată astfel:

- Etapa 1: 478,6 mil Euro;
- Etapa 2: 68,8 mil Euro.

Încadrare proiect în planuri internaționale

- **Proiect PCI (prima listă):** 7.1.5;
- **Proiect PCI (a doua listă) :**
Etapa I: 6.24.2
Etapa II: 6.24.7

Coridor prioritar: Interconexiunile de gaz pe coridorul nord-sud din Europa Centrală și din Europa de Sud-Est («NSI EastGas»)

Stadiul actual

Obținerea avizelor și autorizațiilor necesare demarării lucrărilor de execuție

Urmare a parcurgerii cu succes a procedurii de mediu în conformitate cu legislația specifică, în luna decembrie 2016, Agenția Națională pentru Protecția Mediului a emis Acordul de Mediu pentru Proiectul BRUA (Faza 1 și Faza 2).

De asemenea, având la bază documentația tehnică depusă, în luna februarie 2017 a fost obținută Autorizația de Construire emisă de către Ministerul Energiei pentru Faza 1 a proiectului, act care autorizează executarea lucrărilor de construire atât pentru conductă cât și pentru stațiile de comprimare.

În data de 19 Decembrie 2016, Transgaz a depus dosarul de candidatură pentru proiectul BRUA Faza 1 la Autoritatea Competentă pentru Proiecte de Interes Comun (ACPIC) din cadrul Ministerului Energiei, în vederea emiterii deciziei exhaustive (conform Regulamentului UE nr. 347/2013). Decizia exhaustivă reprezintă decizia sau ansamblul deciziilor luate de ACPIC care stabilește dacă inițiatorului unui proiect i se acordă sau nu autorizarea pentru construcția infrastructurii energetice pentru realizarea proiectului. Autoritatea Competentă pentru Proiecte de Interes Comun este responsabilă cu facilitarea și coordonarea procedurii de autorizare a Proiectelor de Interes Comun. Dosarul de candidatură a fost acceptat de ACPIC la sfârșitul lunii februarie 2017.

Finalizarea documentelor de proiectare

Proiectul tehnic pentru firul linear a fost elaborat și finalizat de către Transgaz, prin Departamentul de Proiectare și Cercetare.

Proiectul tehnic pentru stațiile de comprimare a fost finalizat în luna iunie 2017 de către Gornicze Biuro Projektow PANGAZ Sp. z.o.o.

Proiectele tehnice vor sta la baza achiziționării lucrărilor de execuție atât pentru firul liniar cât și pentru stațiile de comprimare

Achiziția de materiale și echipamente cu ciclu lung de fabricație

În luna decembrie 2016 au fost lansate pe platforma Sistemului Electronic de Achiziții Publice (SEAP) procedurile de achiziție pentru următoarele materiale și echipamente:

- Material tubular și curbe;
- Robinete;
- Agregate de comprimare;
- Îmbinări electroizolante.

La sfârșitul semestrului I 2017, cele patru proceduri de achiziție menționate mai sus sunt în faza de evaluare a ofertelor depuse.

Achiziția lucrărilor de execuție

În luna mai 2017 au fost lansate pe platforma Sistemului Electronic de Achiziții Publice (SEAP) procedurile de achiziție pentru:

- Lucrările de execuție ale firului liniar;
- Lucrările de automatizare și securizare a conductei.

În prezent aceste proceduri se află în faza de clarificări a documentației de atribuire, clarificări solicitate de potențialii ofertanți înainte de depunerea ofertelor. Termenul limită de depunere a ofertelor este 28 iulie 2017.

În paralel, în cadrul Transgaz se desfășoară procesul de finalizare a documentației de atribuire pentru execuția stațiilor de comprimare.

Finantarea proiectului

Pentru finanțarea proiectării celor trei stații de comprimare aferente Proiectului BRUA, SNTGN Transgaz SA a semnat cu Agenția Executivă pentru Inovare și Rețele (INEA), Department C- Mecanismul Conectarea Europei (CEF), Contractul de finanțare pentru un grant în valoare de 1.519.342 Euro reprezentând 50 % din valoarea eligibilă a costurilor estimate de proiectare a stațiilor de comprimare.

De asemenea în data de 9 septembrie 2016, la Budapesta, Transgaz și Comisia Europeană reprezentată prin The Innovation and Networks Executive Agency (INEA) au semnat Acordul de finanțare prin care Transgaz primește un grant nerambursabil în valoare de 179,32 mil.Euro pentru implementarea Proiectului BRUA Faza 1.

În vederea obținerii finanțării proiectului, Transgaz, împreună cu consultanți externi au realizat o evaluare suplimentară a impactului de mediu precum și diverse planuri de management care să răspundă cerințelor și Standardelor de Performanță Socială și de Mediu ale Instituțiilor Financiare Internaționale (IFI).

2. Dezvoltarea pe teritoriul României a coridorului sudic de transport pentru preluarea gazelor din Marea Neagră (conducta Tuzla – Podișor)

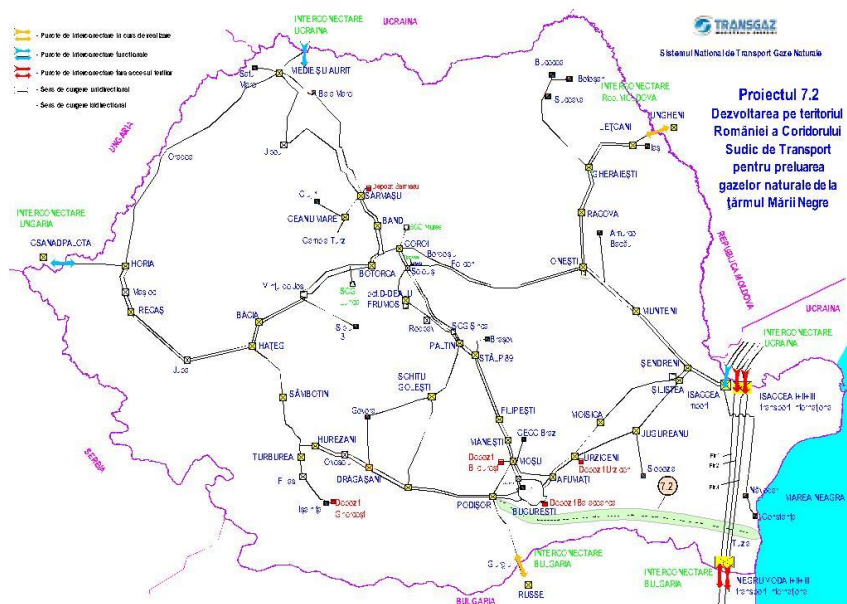


Figura 7 - Coridorul sudic Marea Neagră - Podișor

Obiectivul major al acestei investiții constă în crearea unei infrastructuri de transport care să facă legătura între gazele naturale disponibile la țărmul Mării Negre și coridorul BULGARIA–ROMÂNIA–UNGARIA–

AUSTRIA, astfel asigurându-se posibilitatea dirijării gazelor spre Bulgaria și Ungaria prin interconectările existente Giurgiu–Ruse (cu Bulgaria) și Nădlac–Szeged (cu Ungaria).

De asemenea, această conductă se va interconecta cu actuala conductă internațională de transport gaze naturale T1.

Calendarul actualizat de dezvoltare al proiectului

Etape de dezvoltare	Stadiu/Data estimată de finalizare
Studiu de fezabilitate	Finalizat
Studiu de impact asupra mediului	Finalizat
Documentație tehnică pentru obținere autorizații de construire	Decembrie 2017
Obținerea autorizațiilor de construire	Februarie 2018
Luarea deciziei finale de investiție Etapa 1	Martie 2018
Construcție	Anul 2018
Punere în funcțiune/ începere operare	Anul 2020

Data preconizată de finalizare: 2020

Termenele de finalizare depind de graficele de realizare a proiectelor offshore din amonte. Transgaz nu a luat încă o Decizie Finală de Investiție (FID) pentru acest proiect.

Valoarea estimată: 278,3 milioane Euro.

Încadrare proiect în planuri internaționale

- **Proiect PCI (a doua lista): 6.24.8**

Coridor prioritar: Interconexiunile de gaz pe coridorul nord-sud din Europa Centrală și din Europa de Sud-Est («NSI East Gas»)

Stadiul actual:

Studiul de fezabilitate a fost finalizat în luna ianuarie 2016. În cadrul studiului de fezabilitate a fost selectat traseul conductei și au fost realizate studiile topografice, geotehnice și hidrologice. De asemenea în cadrul studiului de fezabilitate au fost demarate următoarele activități:

- identificarea proprietarilor de-a lungul traseului conductei;
- procedura privind autorizarea executării lucrărilor de construcții, prin obținerea Certificatelor de Urbanism.

Procedura de evaluare a impactului de mediu se află în etapa de Depunere a notificării și de evaluare inițială a acesteia.

Menționăm că Proiectul „Dezvoltarea pe teritoriul României a Coridorului Sudic de Transport pentru preluarea gazelor naturale de la țărmul Mării Negre” promovat de Transgaz a fost inclus pe lista actualizată a Proiectelor de Interes Comun publicată pe site-ul Comisiei în data de 18.11.2015. Calendarul estimativ de dezvoltare al proiectului urmează să fie revizuit în baza noilor grafice de realizare a proiectelor offshore din amonte.

3. Interconectarea Sistemului Național de Transport cu conducta de transport internațional al gazelor naturale T1 și reverse flow Isaccea

Acest proiect este deosebit de important deoarece:

- prin implementarea sa se creează un culoar de transport între piețele din Grecia, Bulgaria, România și Ucraina, în condițiile în care se realizează și noua interconectare între Grecia și Bulgaria;
- contractul de transport aferent capacității conductei Tranzit 1 a expirat la 1 octombrie 2016; începând cu anul gazier 2016–2017 capacitatea de transport a conductei Tranzit 1 se comercializează pe bază de licitații, conform codului european privind mecanisme de alocare a capacităților în punctele de interconectare transfrontalieră și a Ordinului ANRE nr. 34/2016;
- se vor putea asigura fluxuri fizice reversibile în punctul Negru Vodă 1, conform cerințelor regulamentului (UE) nr. 994/2010;
- proiectul devine necesar și în contextul preluării în sistemul românesc de transport a gazelor naturale recent descoperite în Marea Neagră, pentru valorificarea acestora pe piața românească și pe piețele regionale.

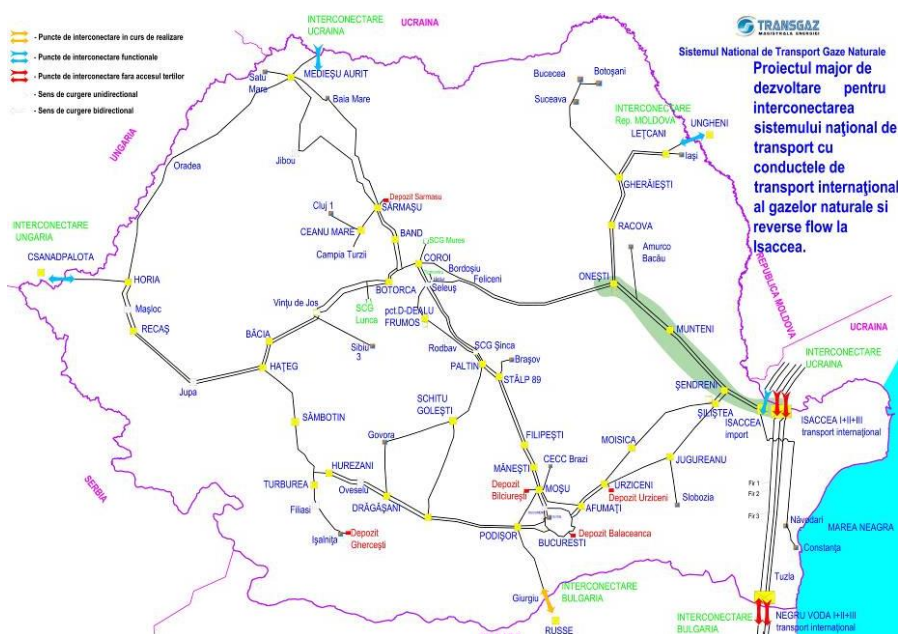


Figura 8 - Interconectare SNT cu Tranzit 1 la Isaccea

Descrierea proiectului:

Proiectul va consta în următoarele:

- modernizarea și amplificarea stației de comprimare Siliștea;
- modernizarea și amplificarea stației de comprimare Onești;
- interconectare SMG Isaccea 1(SNT cu Tranzit1);
- reabilitarea tronsoanelor de conductă Cosmești – Onești (66,2 km) și Siliștea - Șendreni (11,3 km).

Calendarul estimativ de dezvoltare al proiectului:

Stadiu/ Etapă de dezvoltare	Stadiu/ Data estimată de finalizare
Studiu de fezabilitate	Finalizat
Studiu de impact asupra mediului	În elaborare
Documentație tehnică pentru obținerea autorizațiilor de construire	Noiembrie 2017
Obținerea autorizațiilor de construire	Noiembrie 2017
Luarea deciziei finale de investiție	Decembrie 2017
Construcție	Anul 2017
Punere în funcțiune/începere operare	Anul 2019

Termen de finalizare: 2019
Valoarea estimată: 65 milioane EURO
Defalcarea costurilor:

Modernizare și amplificare SC Siliștea	27,5 mil Euro
Modernizare și amplificare SC Onești	27,5 mil Euro
Modificări SMG Isaccea	1 mil Euro
Reabilitare tronsoane conductă	9 mil Euro
TOTAL	65 mil Euro

Menționăm faptul că acest proiect a fost inclus în ediția 2017 a TYNDP și face parte și din cea de a doua listă a **proiectelor de interes comun la nivelul Uniunii Europene cu nr. PCI 6.15, parte a Coridorului prioritar NSI EAST.**

Având în vedere modificările aduse soluției tehnice s-a solicitat acceptul Comisiei Europene pentru actualizarea fișei tehnice a proiectului.

În ceea ce privește finanțarea, Transgaz intenționează accesarea unor finanțări nerambursabile din fonduri europene.

4. Dezvoltări ale SNT în zona de Nord-Est a României în scopul îmbunătățirii aprovizionării cu gaze naturale a zonei precum și a asigurării capacității de transport spre Republica Moldova

Având în vedere necesitatea îmbunătățirii alimentării cu gaze naturale a regiunii de nord-est a României și ținând seama de perspectiva oferită de noua conductă de interconectare dintre România și Republica Moldova (Iași-Ungheni), de a oferi capacități de transport spre/dinspre Republica Moldova, sunt necesare o serie de dezvoltări în sistemul românesc de transport gaze naturale astfel încât să poată fi asigurați parametri tehnici adecvați cerințelor de consum din regiunile vizate.

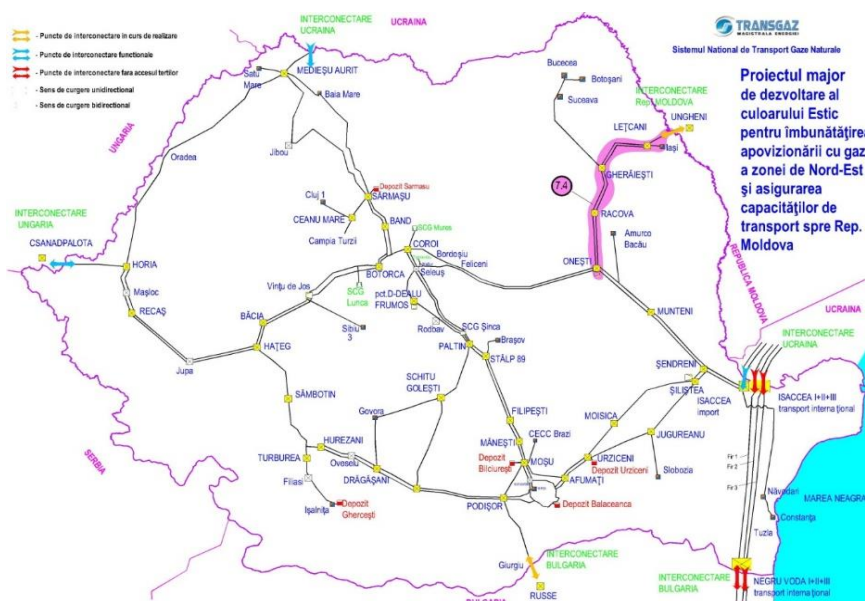


Figura 9 - Dezvoltări ale SNT în zona de Nord – Est a României

Descrierea proiectului:

În scopul eficientizării atât a procesului de implementare cât și al obținerii de finanțări în cadrul programelor puse la dispoziție din fonduri europene de dezvoltare regională, proiectul constă în realizarea următoarelor obiective:

- construirea unei conducte de transport gaze naturale noi DN 700, Pn 55 bar, pe direcția Onești – Gherăești în lungime de 104 km. Traseul acestei conducte va fi paralel în mare parte cu conductele existente DN 500 Onești–Gherăești;
- construirea unei conducte noi de transport gaze naturale DN 700, Pn 55 bar, pe direcția Gherăești–Letcani în lungime de 61 km. Această conductă va înlocui conducta existentă DN 400 Gherăești–lași pe tronsonul Gherăești–Letcani;
- construirea unei Stații de comprimare gaze noi la Onești, având o putere instalată de 6 MW, 2 compresoare de câte 3 MW, unul activ și unul de rezervă;
- construirea unei Stații de comprimare gaze noi la Gherăești, având o putere instalată de 4 MW, 2 compresoare de câte 2 MW, unul activ și unul de rezervă.

Calendarul de dezvoltare al proiectului

Etape de dezvoltare	Stadiu/Data estimată de finalizare
Studiu de soluție	Finalizat
Studiu de fezabilitate	Actualizat si transmis Jaspers
Finalizarea Proiectului tehnic pentru conducte	În elaborare
Finalizarea Proiectului tehnic pentru Stațiile de Comprimare	În elaborare
Obținerea autorizațiilor de construire conducte	2017
Obținerea autorizațiilor de construire stații de comprimare	2017
Construcție	2018 - 2019

Etape de dezvoltare	Stadiu/Data estimată de finalizare
Punere în funcțiune/ începere operare	2019

Data preconizată de finalizare: 2019

Valoarea estimată: 131,7 milioane EURO, defalcată astfel:

Conducta de transport gaze naturale Onești-Gherăiești	59,8 mil.Euro
Conducta de transport gaze natural Gherăiești-Lețcani	33,8 mil.Euro
Stație de comprimare Onești	19,8 mil.Euro
Stație de comprimare Gherăiești	18,3 mil. Euro
TOTAL	131,7mil Euro

Încadrare proiect în planuri internaționale

Proiectul îndeplinește criteriile de eligibilitate ale Programului Operațional Infrastructură Mare (POIM) Axa prioritară (AP) 8-Obiectivul Strategic (OS) 8.2, program derulat de Autoritatea de Management din cadrul Ministerului Fondurilor Europene.Prin acest program, AP8-„*Sisteme inteligente si sustenabile de transport al energiei electrice și gazelor naturale*” are o alocare financiară de aprox. 55 mil EURO).

Stadiul actual

Studiul de fezabilitate a fost finalizat în luna ianuarie 2016. În cadrul studiului de fezabilitate au fost realizate următoarele lucrări:

- studiile topografice, geotehnice și hidrologice;
- identificarea proprietarilor de-a lungul traseului conductei;
- procedura privind autorizarea executării lucrărilor de construcții, prin obținerea Certificatelor de Urbanism și o parte din avize.

Procedura de evaluare a impactului de mediu a fost finalizată și **acordul de mediu a fost obținut**.

În prezent, în cadrul Departamentului de Proiectare și Cercetare al Transgaz, **se elaborează Proiectul Tehnic** pentru conducta de transport gaze naturale. Progresul înregistrat în cadrul Proiectului Tehnic este de aproximativ 65%.

Pentru proiectarea și execuția Stațiilor de Comprimare este în curs de **elaborare Caietul de Sarcini**.

5 Amplificarea coridorului biditecțional de transport gaze naturale Bulgaria–România–Ungaria–Austria (BRUA faza 3)

În ipoteza în care capacitățile de transport necesare valorificării gazelor naturale din Marea Neagră pe piețele central-vest europene depășesc potențialul de transport al coridorului BRUA faza 2 TRANSGAZ a planificat dezvoltarea **coridorului central** care urmărește practic traseul unor conducte din sistemul actual dar care actualmente funcționează la parametri tehnici neadecvați pentru o arteră magistrală.

Descrierea proiectului:

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.

Dezvoltarea acestui culoar de transport gaze naturale presupune următoarele:

- reabilitarea unor conducte existente ce aparțin SNT;

- înlocuirea unor conducte existente ce aparțin SNT cu conducte noi sau construirea unor conducte noi instalate în paralel cu conductele existente;
- dezvoltarea a 4 sau 5 stații noi de comprimare cu o putere totală instalată de aprox. 66-82,5MW.

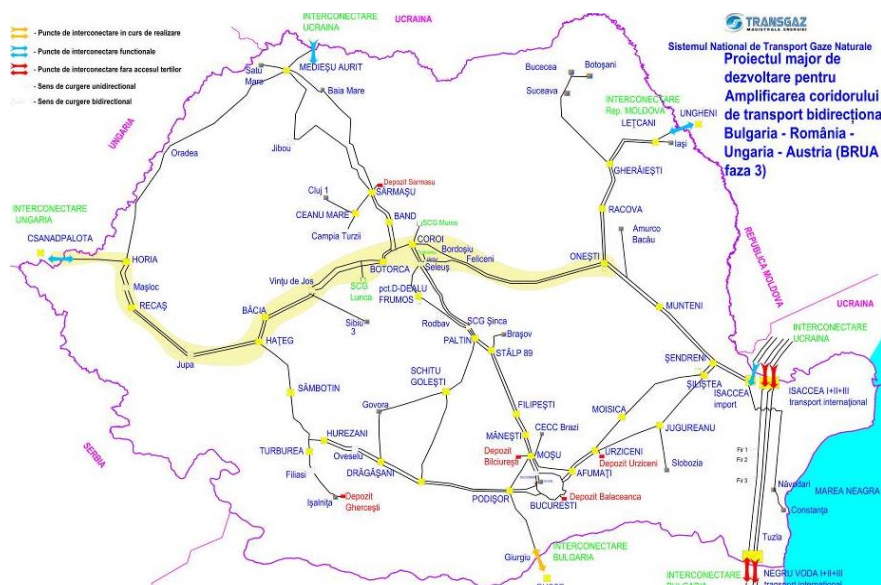


Figura 10 - Dezvoltare BRUA faza 3

În prezent Transgaz a elaborat studiul de fezabilitate privind dezvoltarea **acestui culoar** de transport gaze naturale, iar în vederea optimizării și eficientizării atât a procesului de implementare, cât și a posibilităților de atragere a unor finanțări nerambursabile, **culoarul** a fost împărțit în două proiecte prin a căror implementare urmând a se atinge obiectivele stabilite pentru realizarea acestui culoar de transport gaze naturale.

Cele două proiecte sunt:

1. Asigurarea curgerii reversibile pe interconectarea România–Ungaria:

- **Proiect PCI:** 6.25.3.
- **Coridor prioritar:** NSI EAST

Proiectul va consta în următoarele:

- Conductă nouă de transport gaze naturale Băcia–Hătege–Horia–Nădlac în lungime de aproximativ 280 km;
- Doua stații noi de comprimare gaze naturale amplasate de-a lungul traseului.

2. Dezvoltarea SNT între Onești și Băcia:

- **Proiect PCI:** 6.25.3.
- **Coridor prioritar:** NSI EAST

Proiectul va consta în următoarele:

- 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.

Proiectele de mai sus au fost comasate pe lista actualizată (Lista 2/2015) a **proiectelor de interes comun** publicată în luna noiembrie 2015 ca și anexă la Regulamentul 347/2013 fiind incluse la poziția **6.25.3** sub denumirea "**Amplificarea coridorului de transport bidirecțional Bulgaria–Romania– Ungaria–Austria (BRUA faza 3)**".

Data preconizată de finalizare: 2023

Valoarea estimată: 530 milioane Euro.

Stadiul proiectului

Până în prezent a fost **finalizat studiul de pre-fezabilitate**.

SNTGN Transgaz SA va demara studiul de fezabilitate în momentul în care vor exista date și informații suplimentare din partea concesiionarilor de perimetre din Marea Neagră (confirmări privind cererile de capacitate, perioada aproximativă privind disponibilitatea gazelor la țărmul Mării Negre, etc.).

Menționăm că acest proiect promovat de Transgaz a fost inclus pe lista actualizată a Proiectelor de Interes Comun publicată pe site-ul Comisiei în data de 18.11.2015.

6. Proiect privind noi dezvoltări ale SNT în scopul preluării gazelor de la țărmul Mării Negre – proiect nou

Având în vedere zăcămintele de gaze naturale descoperite în Marea Neagră în ultima perioadă, Transgaz intenționează extinderea SNT cu scopul creării unui punct suplimentar de preluare a gazelor naturale provenite din perimetrele de exploatare submarine ale Mării Negre.

Acest proiect a devenit necesar ca urmare a discuțiilor avute/inițiate de Transgaz pe parcursul anului 2015 cu titulari de licențe de explorare și exploatare a perimetrelor din Marea Neagră.

Transgaz a finalizat studiul de prefezabilitate pentru o conductă de transport în lungime de aproximativ 25 km și diametru Dn 500, de la țărmul Mării Negre până la conducta existentă de transport internațional T1. În cadrul studiului au fost analizate două trasee ale conductei de transport gaze naturale, precum și diferite diametre ale acestora în funcție de capacitatea de transport.

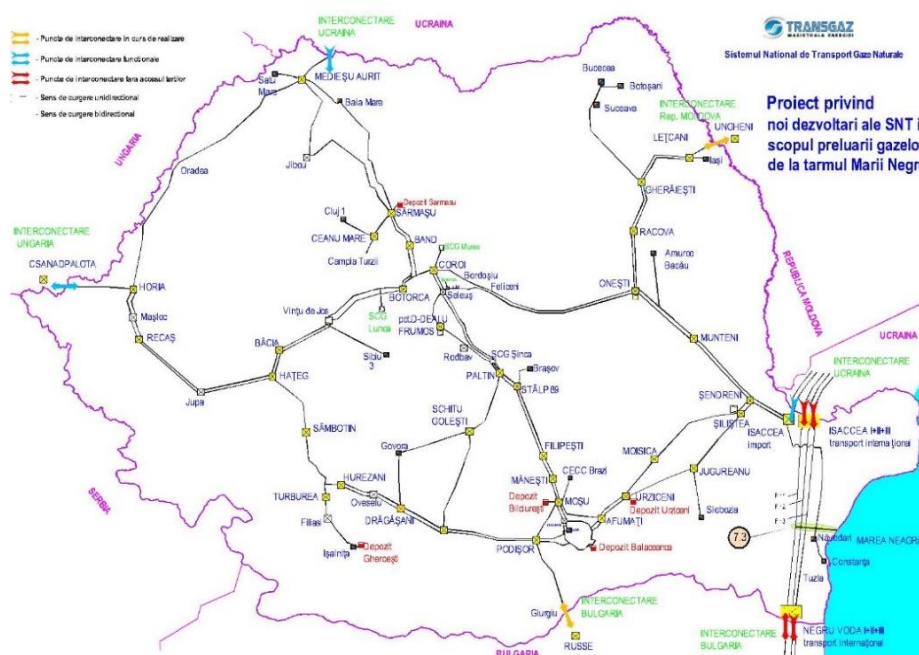


Figura 11 - Dezvoltări ale SNT la Marea Neagră

Calendarul estimativ de dezvoltare al proiectului:

Etape de dezvoltare	Stadiu/ Data estimată de finalizare
Studiu de prefezabilitate	Finalizat
Studiu de fezabilitate	Finalizat
Documentație tehnică pentru obținerea autorizațiilor de construire	Octombrie 2017
Obținerea autorizațiilor de construire	Octombrie 2017
Luarea deciziei finale de investiție	Octombrie 2017
Construcție	Trim III 2019
Punere în funcțiune/începere operare	Trim III 2019

Termen estimat de finalizare: 2019, acesta depinzând de graficele de realizare a proiectelor offshore din amonte.

Valoarea estimată a investiției: 9 milioane Euro.

7. Interconectarea România–Serbia–interconectarea sistemului național de transport gaze naturale cu sistemul similar de transport gaze naturale din Serbia–proiect nou

Pentru creșterea gradului de asigurare a securității energetice în regiune, România va semna în cursul lunii iulie 2017 un Memorandum de înțelegere cu Serbia pentru construirea unei conducte de interconectare. Varianta analizată de export gaze naturale spre Serbia este de preluare a gazelor naturale din viitoarea conductă BRUA (faza I, II și III). Cel mai apropiat punct al conductei BRUA de granița dintre România și Serbia este localitatea Mokrin, zona Arad.

Proiectul "Interconectarea sistemului național de transport gaze naturale cu sistemul similar de transport gaze naturale din Serbia" constă în construirea unei conducte de interconectare a sistemului național de transport gaze naturale cu sistemul similar de transport gaze naturale din Serbia pe direcția Arad – Mokrin în lungime de aproximativ 80 km.

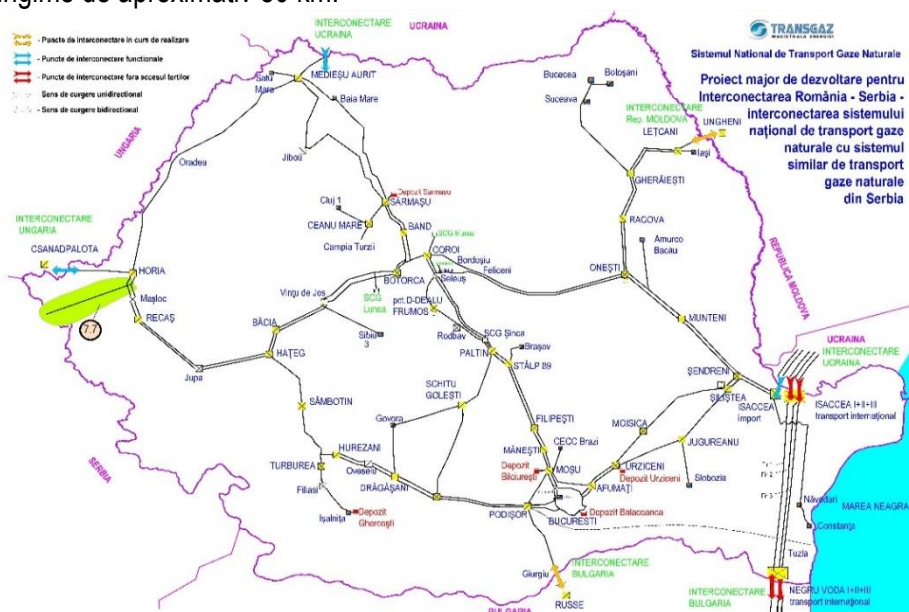


Figura 12. Interconectarea SNT cu Serbia pe direcția Arad - Mokrin

Descrierea proiectului:

Proiectul va consta în următoarele:

- construirea unei conducte noi de interconectare pe direcția Arad – Mokrin în lungime de aprox. 80 km din care aprox. 74 km pe teritoriul României și 6 km pe teritoriul Serbiei cu următoarele caracteristici:
 - ✓ presiunea în conducta BRUA zona Arad : 47 bar (PN BRUA–63 bar);
 - ✓ diametrul Conduței de interconectare : 500 mm;
 - ✓ capacitate transport: max. 1 mld Smc/an (115 000 Smc/h), presiune în Mokrin: 42 bar;
 - ✓ capacitate transport: max. 1,6 mld Smc/an (183 000 Smc/h), presiune în Mokrin: 35 bar.
- construirea unei stații de măsurare gaze naturale (poate fi amplasată pe teritoriul României sau al Serbiei).

Calendarul estimat de dezvoltare al proiectului

Etape de dezvoltare	Stadiu/ Data estimată de finalizare
Studiu de fezabilitate	2019
Proiectare	2020
Documentație tehnică pentru obținerea autorizațiilor de construire și obținere Autorizație de Construire	2021
Documentație de licitație și achiziție	2022
Construcție	2023 - 2025
Punere în funcțiune/începere operare	2026

Termen estimat de finalizare : 2026

Valoarea totală estimată a investiției : 43 milioane EURO (25 Euro/inch-m) din care :

- 37 mil EURO conducta pe teritoriul României;
- 3 mil EURO conducta pe teritoriul Serbiei;
- 3 mil EURO stația de măsurare gaze (poate fi amplasată pe teritoriul României sau al Serbiei).

Menționăm că exportul de gaze naturale spre Serbia se va realiza după finalizarea proiectului BRUA.

În situația în care gaze naturale vor fi preluate din Serbia spre România, acestea pot fi direcționate la consum în zona Timișoara–Arad, prin conducta DN 600 Horia–Mașloc–Recaș (25 bar), la presiuni mai mici decât în conducta BRUA.

7.8 Modernizare SMG Isaccea 1 și SMG Negru Vodă 1 – proiect nou

În vederea creșterii gradului de asigurare a securității energetice în regiune au fost semnate următoarele Acorduri de Interconectare:

- **Acordul de Interconectare pentru Punctul de Interconectare Isaccea 1**, încheiat cu PJSC Ukrtransgaz, Ucraina, în data de 19.07.2016;
- **Acordul de Interconectare pentru Punctul de Interconectare Negru Vodă 1**, încheiat cu Bulgartransgaz, Bulgaria, în data de 19.05.2016.

Printre acțiunile prevăzute în aceste Acorduri se numără și modernizarea stațiilor de măsurare gaze naturale din cele două puncte de interconectare.

Proiectul "Modernizare SMG Isaccea 1 și SMG Negru Vodă 1" constă în construirea a două stații noi de măsurare gaze naturale în incintele existente ale Stațiilor de Măsurare.

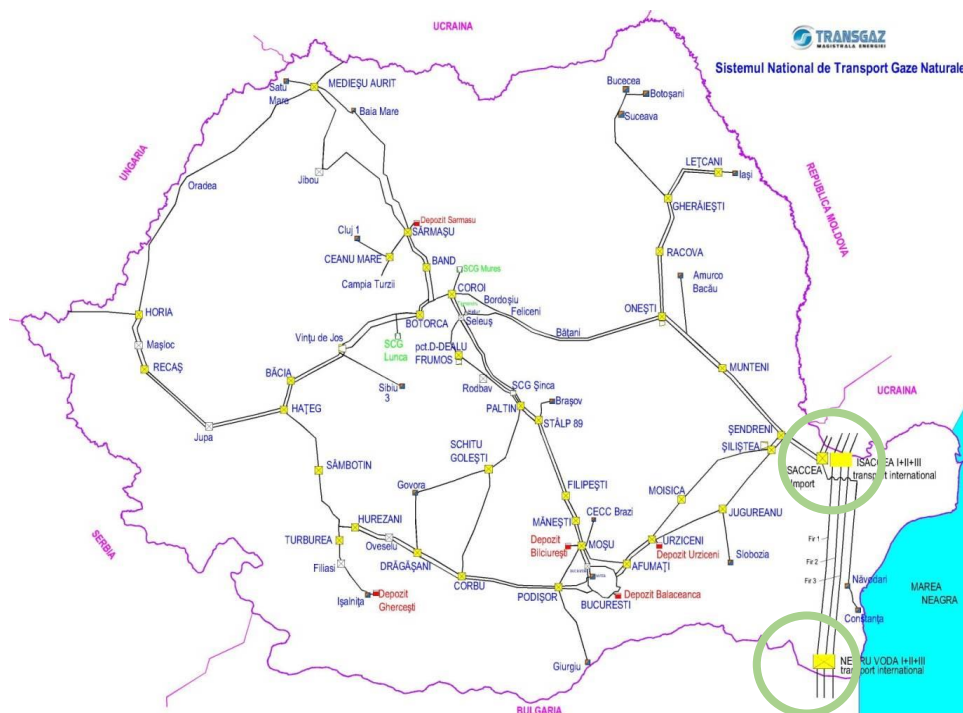


Figura 13- Modernizare SMG Isaccea 1 și Negru Vodă 1

Descrierea proiectului:

1. Stație de măsurare SMG Isaccea 1

Stația de Măsurare modernizată va fi dotată cu instalație de separare/filtrare și instalație de măsurare:

- separarea/filtrarea este asigurată de o baterie de separare/filtrare; finețea de filtrare va fi de 10-12 microni;
- instalația de măsurări va fi compusă din mai multe linii de măsurare paralele (în operare și în rezervă) echipate cu contoare cu ultrasunete în scopul măsurării cantităților de gaze naturale livrate, fiecare linie fiind echipată identic cu trei sisteme de măsurare independente (Pay, Check și Verificare); sistemele independente Pay și Check vor utiliza contoare cu ultrasunete dual, iar sistemele de Verificare vor utiliza un contor cu ultrasunete simplu.

Numărul liniilor de măsurare este suficient pentru a permite măsurarea cantităților de gaze naturale ce vor fi livrate prin SMG. Numărul de linii în operare va depinde de cantitățile de gaze naturale ce urmează a fi vehiculate prin SMG. Pentru verificarea menținerii trasabilității contoarelor cu ultrasunete de pe liniile de măsurare, se vor înseria periodic cu o linie de măsurare de referință echipată cu contor cu turbină. În cazul în care unul dintre sisteme nu mai corespunde standardelor și/sau limitelor de eroare stabilite, linia de măsurare respectivă se va închide și se va retrage din operarea normală până la remedierea cauzelor care au produs aceste disfuncționalități.

Volumele rezultate din măsurarea independentă a sistemelor Pay, Check și Verificare vor fi monitorizate continuu.

2. Stația de măsurare SMG Negru Vodă 1

Stația de Măsurare modernizată va fi dotată cu instalație de separare/filtrare și instalație de măsurare

- Separarea/filtrarea este asigurată de o baterie de separare/filtrare. Finețea de filtrare va fi de 10-12 microni.
- Instalația de măsurare va fi compusă din mai multe linii de măsurare paralele (în operare și în rezervă) echipate cu contoare cu ultrasunete în scopul măsurării cantităților de gaze naturale livrate, fiecare linie fiind echipată identic cu două sisteme de măsurare independente (Pay și Check). Sistemele independente Pay și Check vor utiliza contoare cu ultrasunete dual.

Numărul liniilor de măsurare este suficient pentru a permite măsurarea cantităților de gaze naturale ce vor fi livrate prin SMG. Numărul de linii în operare, va depinde de cantitățile de gaze naturale ce urmează a fi vehiculate prin SMG. Pentru verificarea menținerii trasabilității contoarelor cu ultrasunete de pe liniile de măsurări, se vor înseria periodic cu o linie de măsurare de referință echipată cu contor cu turbină. În cazul în care unul dintre sisteme nu mai corespunde standardelor și/sau limitelor de eroare stabilite, linia de măsurare respectivă se va închide și se va retrage din operarea normală până la remedierea cauzelor care au produs aceste disfuncționalități.

Volumele rezultate din măsurarea independentă a sistemelor Pay și Check vor fi monitorizate continuu.

Termen estimat de finalizare : 2019

Valoarea totală estimată a investiției : 13,9 milioane EURO din care :

- 7,1 mil EURO modernizare SMG Isaccea 1;
- 6,8 mil EURO modernizare SMG Negru Vodă 1.

Abilitatea Transgaz de a executa acest program de investiții, depinde în mod semnificativ de direcțiile de acțiune ale strategiei energetice naționale pe termen lung precum și de sprijinul acționarului majoritar, Statul Român, mai cu seamă când acest program, urmărește pe de o parte, valorificarea unor resurse economice esențiale pentru bunăstarea României în viitorul apropiat și îndepărtat iar pe de altă parte, creșterea încrederii investitorilor străini în abilitatea României de a crea condiții propice de dezvoltare și atragere a investițiilor străine.

3.3 Analiza activității corporative

3.3.1 Activitatea pe piața de capital

SNTGN TRANSGAZ SA, companie dinamică și capabilă a-și alinia activitatea la cerințele contextului actual intern și internațional în care funcționează, a reușit să performeze și pe piața de capital, ocupând **în primele 6 luni ale anului 2017, în Top 10 tranzacționare la Bursa de Valori București, locul 5 în funcție de valoarea tranzacționată și locul 4 după numărul de tranzacții.**

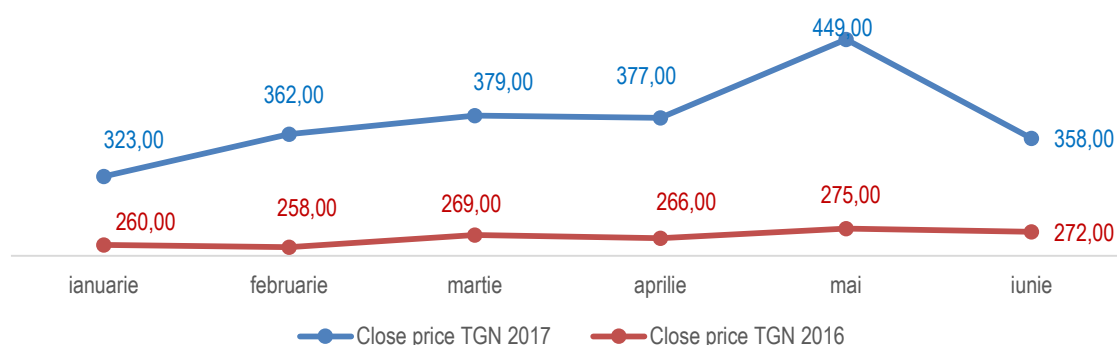
Acțiunea TGN, este o acțiune de portofoliu, atractivă, datorită obiectului de activitate al companiei, statutului de monopol deținut de Transgaz în transportul gazelor naturale, poziției companiei pe piața energetică națională și internațională, profilului financiar robust și capacității societății de a genera performanțe, veniturilor stabile și predictibile, politicii de dividende atractive. Pentru anul 2016 a fost aprobat în ședința AGOA din data de 27.04.2017 un dividend brut pe acțiune în valoare de 46,33 lei în condițiile aplicării cotei de 90,00473 din profitul contabil rămas după deducerea impozitului pe profit, în baza OG nr.64/2001 și a

precizărilor aprobate prin OMFP nr.144/2005, iar prin Memorandumul de Guvern aprobat în 27 ianuarie 2017, au fost mandatați reprezentanții statului în Adunarea Generală a Acționarilor/Consiliului de Administrație, după caz, pentru a hotărî repartizarea unei cote de minim 90% din profitul net realizat al anului 2016 sub formă de dividende.

Acțiunea TGN

În primele 6 luni ale anului 2017 acțiunea TGN a urmat un trend ascendent, cu excepția ultimei perioade a lunii iunie când, în data de 26.06.2017, aceasta a înregistrat o depreciere de 13%. Astfel, în ultima zi de tranzacționare a lunii ianuarie 2017 prețul de închidere al acțiunii TGN a fost de 323,00 lei/acțiune, cu 24% mai mult decât la sfârșitul lunii ianuarie 2016. Apoi, în cursul lunii februarie prețul de închidere al acțiunii TGN a avut valori oscilante, înregistrând la sfârșitul lunii februarie 2017, pe fondul publicării rezultatelor financiare anuale preliminate pentru anul 2016, valoarea de 362,00 lei/acțiune. Ulterior, pe parcursul lunii martie aceasta și-a continuat trendul ascendent, ajungând la data de 31.03.2017, la valoarea de 379,00 lei/acțiune, cu 41% mai mult față de perioada similară a anului precedent. În cursul lunii aprilie 2017 acțiunea TGN a staționat în jurul valorii de 379 lei/acțiune, după care începând cu luna mai aceasta s-a apreciat constant **atingând în data de 06.06.2017 valoarea de 459 lei/acțiune, maximul istoric de la listare până în prezent.**

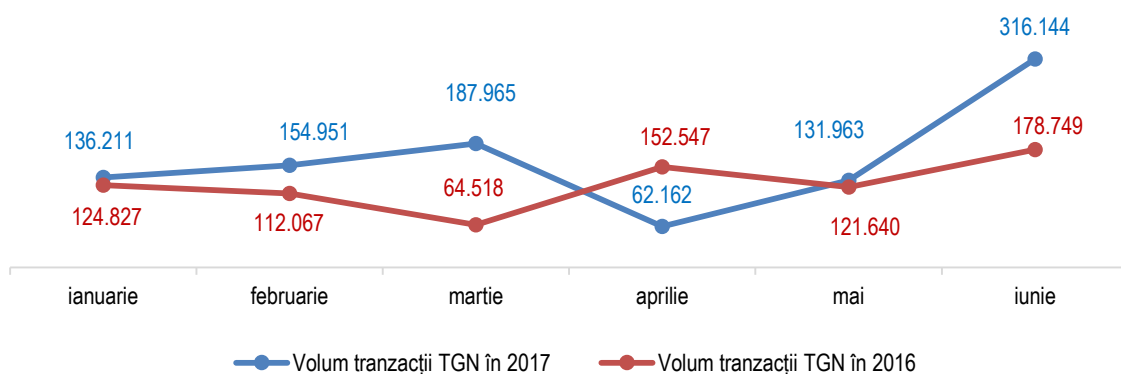
Valorile mari înregistrate de acțiunea TGN s-au datorat în principal următorilor factori: creșterii cu 18% a profitului brut pe anul 2016 comparativ cu realizările anului 2015, anunțul privind plata unui dividend brut pe acțiune aferent anului financiar 2016 în valoare de 46,33 lei, prin aplicarea unei cote de 90,00473% din profitul contabil rămas după deducerea impozitului pe profit și publicarea informării privind distribuirea de dividende din rezerve și din rezultatul reportat la data de 31.12.2016. Ulterior, pe fondul neaprobării în ședința din data de 19.06.2017 de către Adunarea Generală a Acționarilor SNTGN Transgaz SA a distribuirii de dividende suplimentare precum și a descărcării cu valoarea dividendului a acțiunii TGN după data de înregistrare pentru plata dividendelor din 27.06.2017, acțiunea TGN a înregistrat o depreciere constantă, ajungând astfel, la sfârșitul semestrului I 2017 la prețul de 358 lei/acțiune, valoare net superioară valorii de 272 lei/acțiune, înregistrată de aceasta la sfârșitul semestrului I 2016.



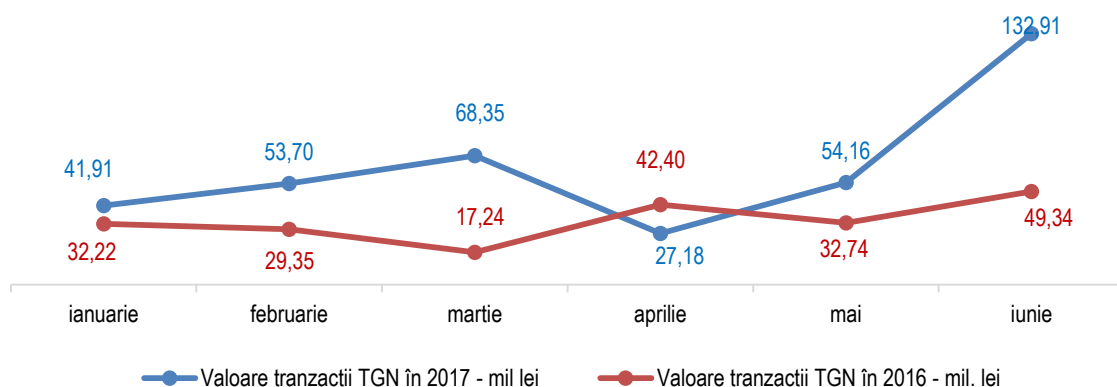
Grafic 39 - Prețul mediu de închidere al acțiunii TGN în sem I 2017 vs sem I 2016

Volumele tranzacționate dar și valorile tranzacțiilor au înregistrat în perioada încheiată la 30 iunie 2017 creșteri datorate în principal valorii ridicate a dividendului acordat acționarilor pentru anul financiar 2016.

Comparativ cu primul semestru al anului 2016, volumele tranzacționate dar și valorile tranzacțiilor din perioada încheiată la 30 iunie 2017 au înregistrat valori net superioare, cu excepția lunii aprilie când acestea au scăzut semnificativ, în așteptarea de către investitori a aprobării situațiilor financiare anuale și a valorii dividendului aferent anului financiar 2016.

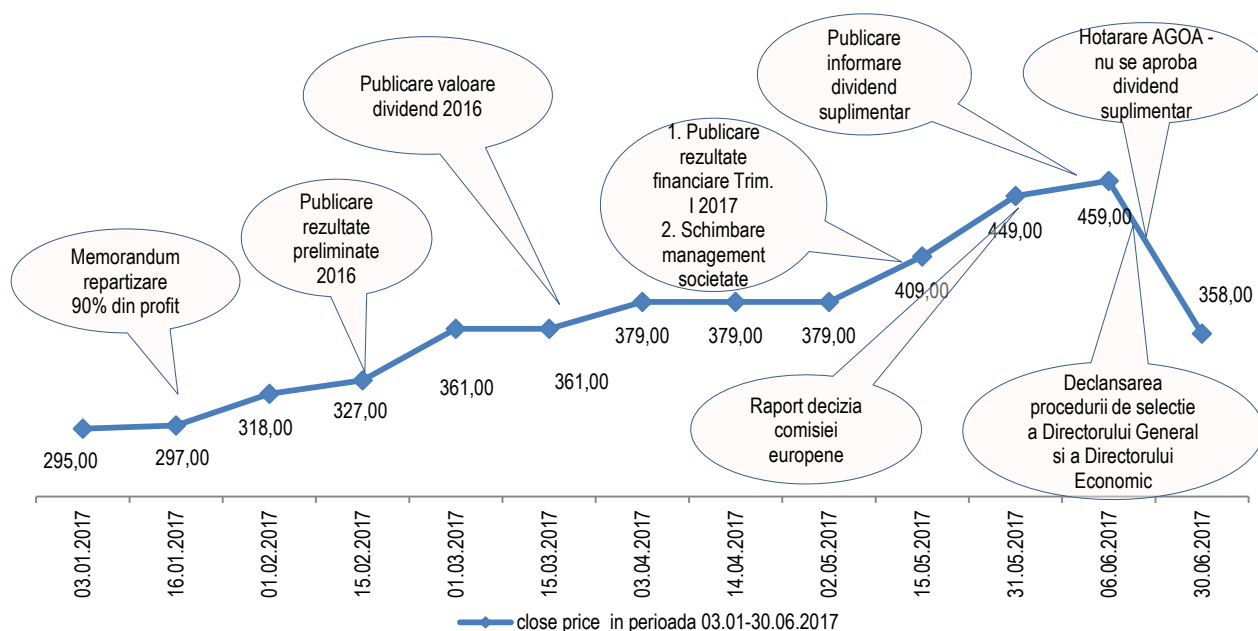


Grafic 40 – Volum tranzacții TGN în sem I 2017 vs sem I 2016



Grafic 41 – Valoare tranzacții TGN în sem I 2017 vs. Sem I 2016

Principalele evenimente corporative care au influențat prețul acțiunii în semestrul I 2017



Grafic 42 – Principalele evenimente corporative care au influențat prețul acțiunii în semestrul I 2017

Indicatorii bursieri: P/BV, EPS, PER, DIVY

Data	P/BV	PER*	DIVY	EPS
30.06.2017	1,10	7,09	12,94	50,50
30.06.2016	0,90	6,55	10,15	41,51

*valori raportate la data de 31 decembrie 2016, respectiv 31 decembrie 2015

unde,

P/BV–(Price to book value)–Raportul dintre prețul de piață al acțiunilor și valoarea contabilă a acestora – exprimă acoperirea valorii contabile a unei acțiuni pe seama cotației acesteia. (Capitaluri proprii/nr.de acțiuni).

PER–(Price to earnings ratio) P/E–Prețul acțiunii/profit pe acțiune–exprimă durata de recuperare a unei investiții într-o acțiune (prețul plătit pe acțiune) din profiturile obținute de emitent (EPS). Cu cât indicele este mai mic (iar perioada de recuperare este mai redusă), cu atât este mai bine pentru investitori;

Randamentului dividendelor (DIVY)–Valoarea dividendului/Prețul acțiunii;

EPS–Earnings per share–Profitul pe acțiune (profitul net/număr de acțiuni)–măsoară partea din profit ce revine pentru fiecare acțiune, acesta a înregistrat o creștere semnificativă datorită creșterii profitului net.

În perioada încheiată la 30 iunie 2017, cei patru indicatorii bursieri P/BV (raportul prețului pe valoarea contabilă a unei acțiuni), PER (prețul acțiunii/profitul pe acțiune), randamentul dividendelor (DIVY) precum și EPS (profitul pe acțiunea TGN) au înregistrat creșteri comparativ cu aceeași perioadă a anului 2016. Creșterea randamentului dividendelor (DIVY) este datorată creșterii cotei aplicate la repartizarea profitului societății sub formă de dividende, de la o cotă de 65,01977% în anul 2016 la cota de 90,00473% din profitul contabil rămas după deducerea impozitului pe profit în anul 2017.

Compania		P/E	P/BV	EV/EBITDA
Enagas	Spania	13,0	2,4	10,9
SNAM SpA	Italia	14,6	2,0	12,0
Fluxys	Belgia	32,9	2,5	11,5
Media		20,16	2,3	11,4
Transgaz	Romania	11,1	1,2	5,1
Premium /Discount		45%	48%	55%

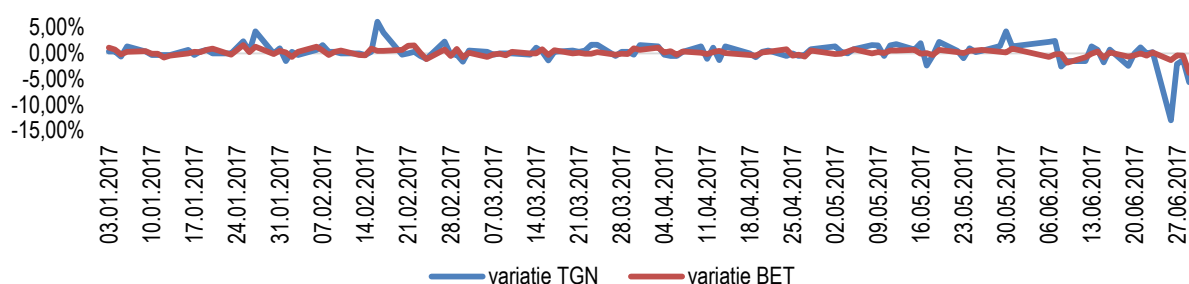
Sursa: Bloomberg 17.07.2017

Tabel 33 - Valoarea indicatorilor bursieri la nivelul Transgaz comparativ cu companii similare din Europa

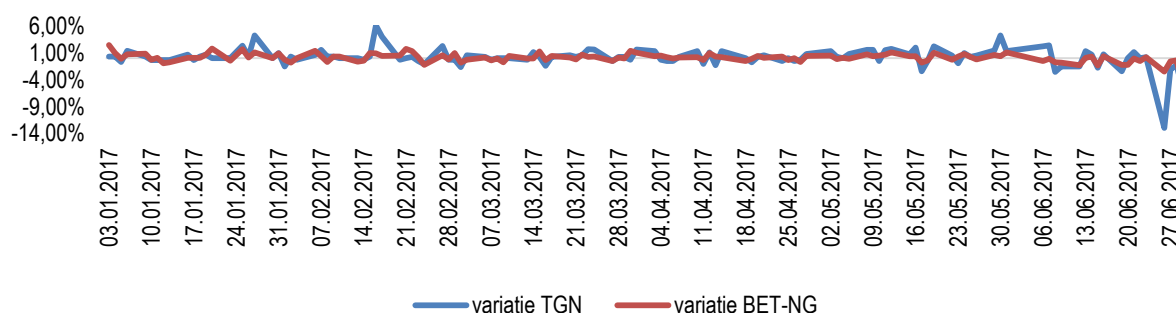
Ponderea TGN în compoziția indicilor bursieri (BET, ROTX, BET-NG, BET-TR, BET-XT, BET-BK)

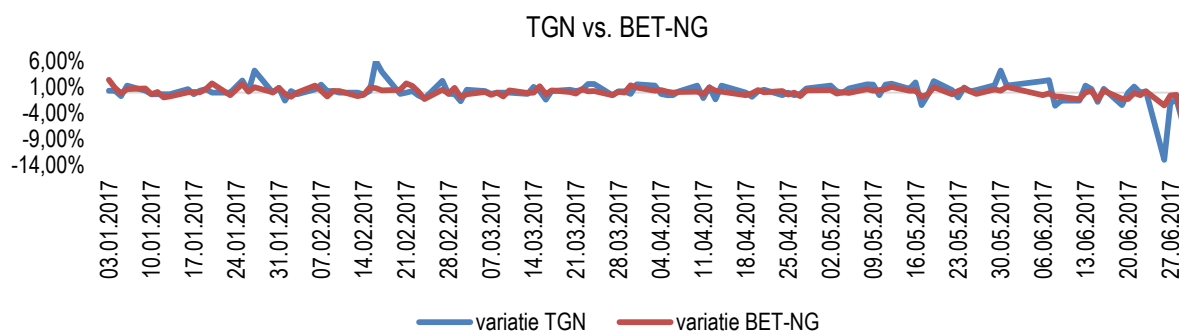
DENUMIRE INDICE BURSIER	Pondere TGN 30.06.2017	Poziție ocupată în componența indicelui
BET (indice de referință al BVB, reprezintă cele mai lichide 10 companii listate la BVB)	6,36%	7
ROTX (indice de preț ponderat cu capitalizarea free floatului și reflectă în timp real mișcarea acțiunilor "blue chip" tranzacționate la BVB)	4,44%	8
BET-NG (indice sectorial/energie-utilități)	13,13%	4
BET-TR (indice tip randament, se raportează la nivelul free-float-ului fiecărei companii componente și limitează la 20% ponderea maximă a unei companii în indice)	6,89%	7
BET-XT (indice blue-chip, reflectă evoluția prețurilor celor mai lichide 25 companii tranzacționate)	5,86%	7
BET-BK (indice de tip benchmark, calculat ca un indice de preț ponderat cu capitalizarea free-floatului celor mai tranzacționate societăți listate pe piața reglementată BVB)	4,46%	17

TGN vs. BET



TGN vs. BET-NG

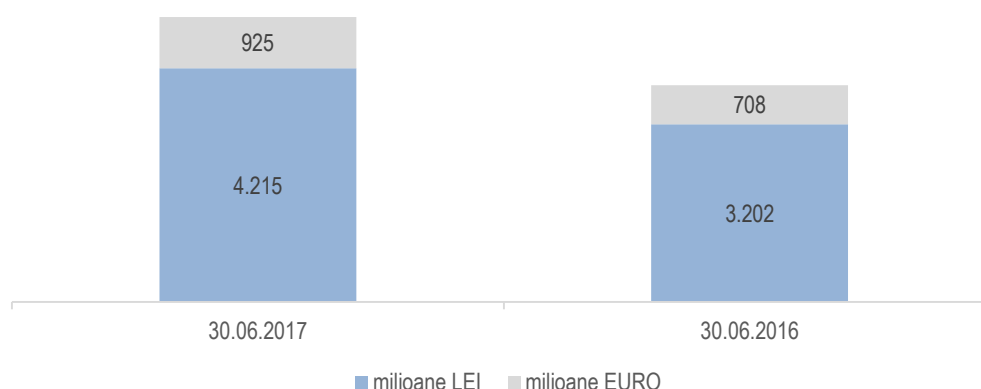




Capitalizarea bursieră

Monedă	Anul 2017		Anul 2016	
	03.01.2017	30.06.2017	04.01.2016	30.06.2016
LEI	3.473.283.980	4.215.036.152	3.237.807.100	3.202.485.568
EURO	768.850.909	925.588.211	716.820.629	708.357.790
Curs Euro/BNR	4,5175	4,5539	4,5169	4,5210

Capitalizarea bursieră a societății la data de 30.06.2017 a fost de 4,21 miliarde lei (925 mil. euro) respectiv cu 1.012 milioane lei (~ 217 milioane euro) peste nivelul înregistrat la 30.06.2016.



Grafic 43 – Evoluția capitalizării bursiere a Transgaz în sem I 2017 vs sem I 2016

Structura acționariatului

Urmare a OUG nr. 1/04.01.2017 pentru stabilirea unor măsuri în domeniul administrației publice centrale și pentru modificarea și completarea unor acte normative, a fost înființat Ministerul Economiei, prin reorganizarea Ministerului Economiei, Comerțului și Relațiilor cu Mediul de Afaceri. Astfel, la data de 02.03.2017 a fost înregistrată la Depozitarul Central S.A. modificarea datelor de identificare ale titularului de cont Statul Român prin Ministerul Economiei, Comerțului și Relațiilor cu Mediul de Afaceri în Statul Român prin Ministerul Economiei.

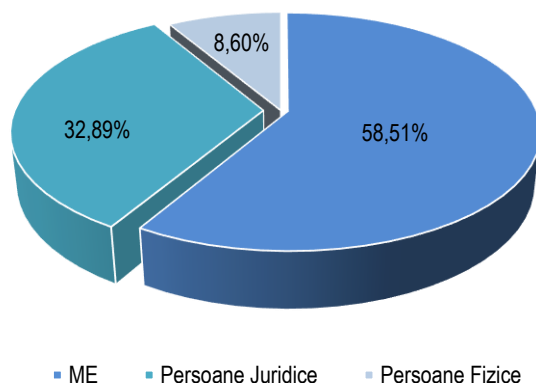
Structura acționariatului Transgaz la data de 27.06.2017 se prezintă astfel:

Denumire acționar	Număr acțiuni	Procent %
Statul Român reprezentat de Ministerul Economiei	6.888.840	58,5097
Free float - Alți acționari, din care:	4.885.004	41,4903
- persoane fizice	1.012.243	8,5974
- persoane juridice	3.872.761	32,8929
Total	11.773.844	100,00

Tabel 34 – Structura Acționariatului Transgaz

Capitalul social al Transgaz la data de 30 iunie 2017 este de 117.738.440 lei și este împărțit în 11.773.844 acțiuni nominative, fiecare acțiune având valoarea nominală de 10 lei.

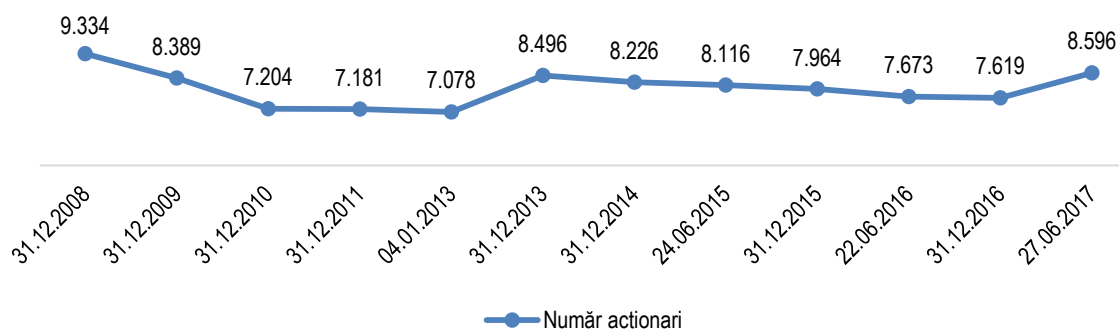
Structura acționariatului TGN la 27 Iunie 2017



Grafic 44 – Structura acționariatului

Evoluția numărului de acționari:

În ceea ce privește **numărul de acționari**, conform registrului acționarilor Transgaz la data de referință de 27.06.2017 sunt înregistrați un număr de 8.596 acționari, cu 923 de acționari mai mulți față de data de 22.06.2016.



Grafic 45– Evoluția numărului de acționari ai Transgaz de la listare și până la 27.06.2017

Politica cu privire la dividend

În anul 2017, propunerea pentru determinarea valorii dividendelor aferente anului financiar 2016 s-a realizat prin aplicarea cotei de 90,00473% la repartizarea profitului sub formă de dividende. Cota de repartizare prevăzută în bugetul de venituri și cheltuieli pe anul 2016 aprobat prin Hotărârea AGOA nr. 1/21.03.2016 a fost de 50% iar prin Memorandum de Guvern au fost mandatați reprezentanții statului în Adunarea Generală a Acționarilor/Consiliului de Administrație, după caz, pentru a hotărî repartizarea unei cote de minim 90% din profitul net realizat al anului 2016 sub formă de dividende/vărsăminte la bugetul de stat.

Astfel, în conformitate cu prevederile Hotărârii nr.1 a Adunării Generale Ordinare a Acționarilor din data de 27.04.2017, publicată în Monitorul Oficial al României, partea IV-a, nr. 1638/15.05.2017 Societatea Națională de Transport Gaze Naturale Transgaz SA efectuează plata dividendelor aferente exercițiului financiar 2016, prin intermediul Depozitarului Central SA și BRD Groupe Societe Generale, agentul de plată desemnat, începând cu data de 18 iulie 2017 (data plății), pentru acționarii înregistrați la data de înregistrare 27 iunie 2017, **valoarea dividendului brut/acțiune fiind de 46,33 lei.**

Comparativ, valoarea dividendului brut aferent anului financiar 2016 este aproape dublă față de valoarea de 27,61 lei/acțiune, aferentă dividendului brut pentru anul financiar 2015, având astfel, un randament de 12,94% din prețul de închidere de la data de 30 iunie 2017.

Intenția Transgaz de achiziționare de acțiuni proprii

Nu este cazul.

Numărul și valoarea nominală a acțiunilor emise de societatea mamă deținute de filiale

Nu este cazul.

Obligațiuni și/sau alte titluri de creanțe

Prin Hotărârea nr. 4 a Adunării Generale Extraordinare a Acționarilor din data de 16 iunie 2015 a fost aprobată declanșarea procedurii privind emisiunea de obligațiuni corporative, negarantate, neconvertibile în acțiuni, în valoare de maximum 500 milioane lei, cu dobândă fixă de maximum 4,5%, cu maturitate de minim 5 ani, pentru finanțarea "Planului de dezvoltare al Sistemului Național de Transport al gazelor al gazelor naturale în perioada 2014-2023".

3.3.2 Fuziuni sau reorganizări semnificative în timpul exercițiului financiar

În semestrul I 2017 nu au avut loc fuzionări sau reorganizări la nivelul companiei.

3.3.3 Guvernanța Corporativă

Guvernanța corporativă se referă la modul în care sunt împărțite drepturile și responsabilitățile între categoriile de participanți la activitatea companiei, cum ar fi consiliul de administrație, managerii, acționarii și alte grupuri de interese, specificând totodată modul cum se iau deciziile privind activitatea companiei, cum se definesc obiectivele strategice, care sunt mijloacele de atingere a lor și cum se monitorizează performanțele economice.

Obiectivele strategice generale și specifice ale activității SNTGN TRANSGAZ SA sunt stabilite în contextul alinierii la cerințele noii politici energetice europene privind siguranța și securitatea energetică, dezvoltarea durabilă și competitivitatea.

În acest context, implementarea și dezvoltarea principiilor guvernanței corporative precum și dezvoltarea practicilor de afaceri responsabile, transparente, devine tot mai mult o necesitate în fundamentarea și aplicarea strategiilor și politicilor de business ale companiilor. Subscriind acestui deziderat, SNTGN TRANSGAZ SA, urmărește și prin **Regulamentul propriu de guvernanță corporativă** să asigure un cadru riguros de dimensionare și reglementare a guvernanței corporative la nivelul companiei.

Regulamentul de guvernanță corporativă al societății a fost avizat de Consiliul de Administrație prin Hotărârea nr.3/18.01.2011 și aprobat de Adunarea Generală a Acționarilor din 2 martie 2011, prin Hotărârea AGA nr.1/2011(art.4).

Documentul are o structură conformă cu cerințele în materie și cuprinde un număr de **9 capitole**, astfel:

-	Cap.1 – Structuri de guvernanță corporativă: Consiliul de Administrație, Comitetele consultative, Conducerea executivă. Atribuțiile conducerii executive sunt stabilite prin Regulamentul de Organizare și Funcționare al Transgaz iar prin Codul de Conduită Profesională se reglementează normele etice de conduită obligatorie pentru toți angajații și se aplică în toate structurile organizatorice și ierarhice ale companiei;
-	Cap.2 – Drepturile deținătorilor de acțiuni: drepturile deținătorilor de acțiuni, tratamentul deținătorilor de acțiuni;
-	Cap.3 – Consiliul de Administrație: rolul și obligațiile Consiliului de Administrație, structura Consiliului de Administrație, numirea membrilor Consiliului de Administrație, remunerarea membrilor Consiliului de Administrație;
-	Cap.4 – Transparența, raportarea financiar, controlul intern și administrarea riscului: transparența și raportarea financiară;
-	Cap.5 – Conflictul de interese și tranzacțiile cu persoane implicate: conflictul de interese; tranzacțiile cu persoane implicate;
-	Cap.6 – Regimul informației corporative;
-	Cap.7 – Responsabilitatea socială;
-	Cap.8 – Sistemul de administrare;
-	Cap.9 – Dispoziții finale.

SNTGN Transgaz SA în calitate de societate listată la BVB în categoria Premium, a adoptat, în mod voluntar, prevederile CGC al BVB și raportează începând cu anul 2010 conformarea totală sau parțială prin **Declarația privind conformarea sau neconformarea cu prevederile Codului de Guvernanță Corporativă (Declarația „aplici sau explici”)**.

În cursul anului 2015, în cadrul proiectului dedicat guvernanței corporative, Bursa de Valori București a rescris Codul de Guvernanță Corporativă al BVB, aflat în vigoare în prima sa formă din anul 2008.

Astfel, în data de **22 septembrie 2015** a fost lansat un **nou Cod de Guvernanță Corporativă** incident companiilor listate pe piața principală. Noul Cod a fost conceput de BVB cu sprijinul Băncii Europene pentru Reconstrucție și Dezvoltare (BERD), ca parte a unui nou cadru de guvernanță corporativă aplicabil din 4 ianuarie 2016, și vizează promovarea unor standarde mai ridicate de guvernanță și transparență a companiilor listate.

În acest sens, societățile vor include o declarație de guvernanță corporativă în raportul anual într-o secțiune distinctă, care va cuprinde o autoevaluare privind modul în care sunt îndeplinite „prevederile care trebuie

respectate”, precum și măsurile adoptate în vederea respectării prevederilor care nu sunt îndeplinite în totalitate. Toate cazurile de nerespectare de către o societate a unei prevederi din secțiunile Codului intitulată “Prevederi care trebuie respectate” vor fi raportate pieței începând cu data de 4 ianuarie 2016, sub forma unui raport curent.

Transgaz se află în deplină conformitate cu majoritatea prevederilor din noul Cod, iar prevederile cu care societatea nu este încă în conformitate, *respectiv A.2., A.6., A.8., C.1., D.1.4., D.2., și D.3.* au fost prezentate explicit într-un raport curent transmis la BVB în luna ianuarie 2016, acesta fiind publicat și pe site-ul companiei la secțiunea: *Informații investitori/Raportări curente/2016.*

În ședința AGOA din 23.06.2016 acționarii Transgaz au aprobat la art.1 noul Regulament de organizare și funcționare al Consiliului de Administrație al SNTGN Transgaz SA, în care au fost incluse și prevederi pentru gestionarea conflictelor de interese, astfel societatea se conformează și prevederilor A.2. și A.6. din noul Cod. Orice conformare ulterioară pe care compania o va realiza în acest sens va fi raportată pieței de capital.

ACTE JURIDICE ÎNCHEIATE ÎN CONDIȚIILE ART.52 ALIN.(1) ȘI ALIN.(6) DIN O.U.G nr.109/30.11.2011

În semestrul I 2017, societatea a încheiat următoarele acte juridice cu societățile în care Statul Român își exercită controlul direct sau indirect și a căror valoare cumulată reprezintă cel puțin echivalentul în lei a 50.000 de euro:

Datele Contractului	Clauze contractuale prevăzute în contract
Părți contractante	Încheiat între SNTGN Transgaz SA și S.N.G.N. ROMGAZ S.A
Data încheierii și natura contractului	Contract nr. 30T/ 2017 (perioada 1 ianuarie 2017–1 aprilie 2017)
Obiectul Contractului	prestarea serviciilor de transport
Valoarea contractului	3.889.872,00 -Valoarea estimată a actului juridic incl TVA (LEI)
Creanțe reciproce	-
Garanții constituite, penalități stipulate	Garanții: Art. 10. (1) În vederea îndeplinirii obligațiilor contractuale, fiecare parte va constitui în favoarea celeilalte părți o garanție în conformitate cu prevederile Codului rețelei. (2) În scopul îndeplinirii obligației prevăzute la alin. (1) din prezentul articol OTS va face dovada ratingului de creditare. UR este scutit de constituirea garanției de plată în favoarea OTS dacă face dovada unui rating de creditare emis de o agenție de rating agreată de ambele părți, echivalent cu cel acordat Transgaz SA. (3) Garanția de plată în sumă de 193.138,91 lei reprezentând 5% din contravaloarea capacității de transport, fermă și întreruptibilă, rezervată pe întreaga durată de valabilitate a contractului, calculată în baza tarifelor reglementate, se va emite sub formă de scrisoare de garanție bancară (model Anexa 4 la prezentul) sau se va constitui în numerar sub formă de cont garantat (depozit colateral) și va fi valabilă 60 de zile calendaristice de la expirarea duratei de valabilitate a contractului. (4) Garanția financiară se va activa de către părți în termen de 48 de ore de la acceptarea și semnarea contractului de transport.

Datele Contractului	Clauze contractuale prevăzute în contract
	(5) OTS are dreptul de a emite pretenții asupra garanției prevăzută în prezentul articol în limita prejudiciului creat dacă UR nu își îndeplinește integral sau parțial obligațiile contractuale, sau le îndeplinește cu întârziere. (6) Anterior emiterii unei pretenții asupra garanției, OTS are obligația de a notifica UR, precizând obligațiile care nu au fost respectate. (7) Notificarea privind executarea garanției va fi transmisă pe fax de către OTS, în termen de 24 ore de la expirarea perioadei prevăzută la art. 13, alin. (1), lit.a). (8) În situația executării garanției parțial sau total, UR are obligația de a reconstitui garanția conform alin.(3) din prezentul articol în termen de 5 zile de la executare. (9) Utilizatorul rețelei este scutit de la solicitarea instrumentului financiar de garanție și în cazul în care achită în avans contravaloarea lunară a capacității rezervate. Penalități: Art.13. (1) Neîndeplinirea obligației de plată a facturilor, în termenul prevăzut la alin. (5) al art. 5/art.51 alin.(5) lit.b) atrage: a) perceperea unei cote a majorărilor de întârziere, calculată asupra valorii neachitate, egală cu nivelul dobânzii de întârziere datorate pentru neplata la termen a obligațiilor bugetare, pentru fiecare zi de întârziere, începând cu a 16-a zi calendaristică de la data emiterii facturii până la achitarea integrală a acesteia, inclusiv ziua plății, sau până la executarea garanției prevăzută în contract, în cazul neîndeplinirii obligației de plată în termen de 15 zile calendaristice de la data scadenței; b) limitarea/întreruperea prestării serviciului de transport al gazelor naturale, cu preaviz de 3 zile calendaristice, începând cu ziua imediat următoare expirării termenului de 15 zile calendaristice prevăzut la lit. a), în cazul neîndeplinirii obligației de plată. (2) În cazul în care data scadenței sau ziua imediat următoare expirării termenului de grație este zi nelucrătoare, termenele prevăzute la alin.(1) se decalează în mod corespunzător. Art. 14. (1) În situația în care, pe parcursul lunii de livrare, UR nu asigură condițiile de calitate a gazelor naturale în punctele de intrare în SNT, cel puțin la nivelul prevăzut în reglementările legale în vigoare, OTS este îndrituit să solicite și să primească o sumă egală cu 0,5% din contravaloarea gazelor naturale, exprimată în unități de energie, predate la intrarea în SNT și care se află în condiții de calitate sub cele prevăzute în reglementările legale în vigoare; contravaloarea gazelor naturale, exprimată în unități de energie, este calculată prin înmulțirea cantității de gaze naturale, exprimată în unități de energie, consemnată în procesul-verbal încheiat la intrarea în SNT, corespunzător perioadei de neasigurare a calității, cu suma fixă unitară pentru acoperirea costurilor de achiziție a gazelor naturale,

Datele Contractului	Clauze contractuale prevăzute în contract
	exprimată în RON/unități de energie, evaluată de AC în perioada respectivă. (2) În cazul în care suma prevăzută la alin. (1) nu acoperă integral prejudiciul înregistrat, OTS are dreptul să solicite și să primească suplimentar daune-interese, până la acoperirea integrală a prejudiciului cauzat, pentru situația în care UR nu își îndeplinește din culpă obligațiile în cauză, precum și orice alte obligații stabilite prin prezentul contract. Art. 15. În cazul în care UR, la cererea OTS, nu cedează voluntar/nu recurge la facilitatea de transfer a capacității rezervată și neutilizată, procedându-se la transferul obligatoriu de capacitate, UR este obligat la plata a 5% din capacitatea transferată, pentru perioada cuprinsă între data transferului obligatoriu de capacitate și aceea a încetării contractului. Art. 16. (1) UR este îndrituit să solicite și să primească: a) o sumă determinată în funcție de tariful pentru livrare sub nominalizare, în conformitate cu prevederile Codului rețelei, în cazul livrării în punctele de ieșire din SNT sub nominalizarea/renominalizarea aprobată; b) o sumă determinată în funcție de tariful pentru neasigurarea capacității rezervate, în conformitate cu prevederile Codului rețelei, în cazul în care OTS nu menține la dispoziția UR întreaga capacitate de transport rezervată de acesta; c) o sumă egală cu 0,5% din contravaloarea gazelor naturale, exprimată în unități de energie, predate la ieșirea din SNT și care se află în condiții de calitate sub cele prevăzute în reglementările legale în vigoare, calculată prin înmulțirea cantității de gaze naturale, exprimată în unități de energie, consemnată în procesul verbal încheiat la ieșirea din SNT, corespunzător perioadei de neasigurare a calității, cu suma fixă unitară pentru acoperirea costurilor de achiziție a gazelor naturale, exprimată în RON/unități de energie, evaluată de AC în perioada respectivă. (2) În cazul în care suma prevăzută la alin. (1) nu acoperă integral prejudiciul înregistrat, UR are dreptul să solicite și să primească suplimentar daune-interese, până la acoperirea integrală a prejudiciului cauzat, pentru situația în care OTS nu își îndeplinește din culpă obligația de prestare a serviciilor de transport al gazelor naturale, precum și orice alte obligații stabilite prin prezentul contract.
Termene și modalități de plată	Art.5. (1) Utilizatorul rețelei va plăti operatorului de transport și de sistem, contravaloarea serviciilor ferme și întreruptibile de transport prestate, calculată în baza tarifelor de transport reglementate. (2) Utilizatorul rețelei va plăti operatorului de transport și de sistem, suplimentar, după caz, tarifele prevăzute în Codul rețelei. (3) Tarifele menționate la alin.(1) și (2) sunt prevăzute în Anexa nr.1. la contract.

Datele Contractului	Clauze contractuale prevăzute în contract
	(4) OTS va transmite UR , până la data de 15 a lunii următoare celei pentru care a prestat serviciul de transport, facturi separate (denumite în continuare "facturi lunare") întocmite pe baza alocărilor finale, respectiv: a) o factură aferentă serviciilor de transport, prestate pentru luna precedentă, stabilită în baza alocărilor finale; b) o factură aferentă dezechilibrelor zilnice finale, înregistrate în luna precedentă, a căror contravaloare a fost calculată în conformitate cu metodologia prevăzută la art. 102² și 102⁴ din Codul rețelei; c) o factură aferentă contravalorii tarifului de depășire a capacității rezervate, calculată în conformitate cu prevederile art. 99, și/sau a contravalorii tarifului pentru neasigurarea capacității rezervate, calculată în conformitate cu prevederile art. 101 din Codul rețelei, după caz; d) o factură aferentă contravalorii capacității suplimentare, calculată în conformitate cu prevederile art.51 din Codul rețelei, rezultată în urma nominalizării de către UR a unei cantități de gaze naturale care depășește capacitatea rezervată de UR într-un punct de intrare/ieșire în/din SNT. (5) Plata contravalorii facturilor emise conform prevederilor din Codul rețelei se face în termen de 15 zile calendaristice de la data emiterii facturilor. În cazul în care data scadenței este zi nelucrătoare, termenul se socotește împlinit în următoarea zi lucrătoare. (6) Obligația de plată este considerată îndeplinită la data intrării sumelor respective totale în contul operatorului de transport și de sistem.
Părți contractante	Încheiat între SNTGN Transgaz SA și S.N.G.N. ROMGAZ S.A
Data încheierii și natura contractului	Contract nr. 51L/ 2016 (perioada 1 ianuarie 2017–1 februarie 2017)
Obiectul Contractului	Prestarea serviciilor trimestriale de transport
Valoarea contractului	610.898,40 -Valoarea estimată a actului juridic incl TVA (LEI)
Creanțe reciproce	-
Garantii constituite, penalitati stipulate	Garanții: Art. 10. (1) În vederea îndeplinirii obligațiilor contractuale, fiecare parte va constitui în favoarea celeilalte părți o garanție în conformitate cu prevederile Codului rețelei. (2) În scopul îndeplinirii obligației prevăzute la alin.(1) din prezentul articol OTS va face dovada ratingului de creditare. UR este scutit de constituirea garanției de plată în favoarea OTS dacă face dovada unui rating de creditare emis de o agenție de rating agreată de ambele părți, echivalent cu cel acordat Transgaz SA. (3) Garanția de plată în sumă de 5% din contravaloarea capacității de transport fermă rezervată pe întreaga durată de valabilitate a contractului, calculată în baza tarifelor reglementate, se va emite sub formă de scrisoare de garanție bancară (model Anexa 3 la prezentul) sau se va constitui în

Datele Contractului	Clauze contractuale prevăzute în contract
	numerar sub formă de cont garantat (depozit colateral) și va fi valabilă 60 de zile calendaristice de la expirarea duratei de valabilitate a contractului. (4) Garanția financiară se va activa de către părți în termen de 48 de ore de la acceptarea și semnarea contractului de transport. (5) OTS are dreptul de a emite pretenții asupra garanției prevăzută în prezentul articol în limita prejudiciului creat dacă UR nu își îndeplinește integral sau parțial obligațiile contractuale, sau le îndeplinește cu întârziere. (6) Anterior emiterii unei pretenții asupra garanției, OTS are obligația de a notifica UR, precizând obligațiile care nu au fost respectate. (7) Notificarea privind executarea garanției va fi transmisă pe fax de către OTS, în termen de 24 ore de la expirarea perioadei prevăzută la art.13, alin.(1), lit.a). (8) În situația executării garanției parțial sau total, UR are obligația de a reconstitui garanția conform alin.(3) din prezentul articol în termen de 5 zile de la executare. Penalități : Art.13. (1) Neîndeplinirea obligației de plată a facturilor, în termenul prevăzut la art. 5 alin. (5) atrage: a) perceperea unei cote a majorărilor de întârziere, calculată asupra valorii neachitate, egală cu nivelul dobânzii datorate pentru neplata la termen a obligațiilor către bugetul de stat, pentru fiecare zi de întârziere, începând cu a 16-a zi calendaristică de la data emiterii facturii până la achitarea integrală a acesteia, inclusiv ziua plății, în cazul neîndeplinirii obligației de plată în 15 zile calendaristice de la data scadenței; b) limitarea/întreruperea prestării serviciului de transport al gazelor naturale, cu preaviz de 3 zile calendaristice, începând cu ziua imediat următoare expirării termenului de 15 zile calendaristice prevăzut la lit.a), în cazul neîndeplinirii obligației de plată. (2) În cazul în care data scadenței sau ziua imediat următoare expirării termenului de grație este zi nelucrătoare, termenele prevăzute la alin. (1) se decalează în mod corespunzător. Art. 14. (1) În situația în care, pe parcursul lunii de livrare, utilizatorul de rețea nu asigură condițiile de calitate a gazelor naturale în punctele de intrare în SNT, cel puțin la nivelul prevăzut în Condițiile tehnice, operatorul sistemului de transport este îndrituit să solicite și să primească o sumă egală cu 0,5 % din contravaloarea gazelor naturale, predate la intrarea în SNT și care se află în condiții de calitate sub cele prevăzute în Condițiile tehnice; contravaloarea acestor gaze naturale, este calculată prin înmulțirea cantității de gaze naturale, exprimată în unități de energie, corespunzător perioadei de facturare, cu suma fixă unitară pentru acoperirea costurilor de achiziție a gazelor naturale, exprimată în lei/unități de energie, evaluată de ANRE în perioada respectivă.

Datele Contractului	Clauze contractuale prevăzute în contract
	(2) În cazul în care suma prevăzută la alin.(1) nu acoperă integral prejudiciul înregistrat, operatorul sistemului de transport are dreptul să solicite și să primească suplimentar daune-interese, până la acoperirea integrală a prejudiciului cauzat, pentru situația în care utilizatorul rețelei nu își îndeplinește din culpă obligațiile în cauză, precum și orice alte obligații stabilite prin prezentul contract. Art. 15. În cazul în care utilizatorul de rețea, la cererea operatorului sistemului de transport, nu cedează voluntar/nu recurge la facilitatea de transfer a capacității rezervată și neutilizată, procedându-se la transferul obligatoriu de capacitate, utilizatorul de rețea este obligat la plata a 5% din capacitatea transferată, pentru perioada cuprinsă între data transferului obligatoriu de capacitate și aceea a încetării contractului. Art. 16. (1) Utilizatorul de rețea este îndrituit să solicite și să primească: a) o sumă determinată în funcție de tariful pentru livrare sub nominalizare, în conformitate cu prevederile Codului rețelei, în cazul livrării în punctele de ieșire din SNT sub nominalizarea/renominalizarea aprobată; b) o sumă determinată în funcție de tariful pentru livrare sub capacitatea rezervată, în conformitate cu prevederile Codului rețelei, în cazul în care operatorul sistemului de transport nu menține la dispoziția utilizatorului rețelei întreaga capacitate de transport rezervată de acesta; c) o sumă egală cu 0,5 % din contravaloarea gazelor naturale, predate la ieșirea din SNT și care se află în condiții de calitate sub cele prevăzute în Condițiile tehnice, calculată prin înmulțirea cantității de gaze naturale, corespunzător perioadei de facturare, cu suma fixă unitară pentru acoperirea costurilor de achiziție a gazelor naturale, exprimată în lei/unități de energie, evaluată de ANRE în perioada respectivă. (2) În cazul în care suma prevăzută la alin (1) nu acoperă integral prejudiciul înregistrat, utilizatorul de rețea are dreptul să solicite și să primească suplimentar daune-interese, până la acoperirea integrală a prejudiciului cauzat, pentru situația în care operatorul sistemului de transport nu își îndeplinește din culpă obligația de prestare a serviciilor de transport al gazelor naturale, precum și orice alte obligații stabilite prin prezentul contract.
Termene și modalități de plată	Art.5. (1) Utilizatorul rețelei va plăti operatorului de transport și de sistem, contravaloarea serviciilor ferme și întreruptibile de transport prestate, calculată în baza tarifelor de transport reglementate. (2) Utilizatorul rețelei va plăti operatorului de transport și de sistem, suplimentar, după caz, tarifele prevăzute în Codul rețelei. (3) Tarifele menționate la alin. (1) și (2) sunt prevăzute în Anexa nr.1. la contract.

Datele Contractului	Clauze contractuale prevăzute în contract
	(4) OTS va transmite UR , până la data de 15 a lunii următoare celei pentru care a prestat serviciul de transport, facturi separate (denumite în continuare "facturi lunare") întocmite pe baza alocărilor finale, respectiv: a) o factură aferentă serviciilor de transport, prestate pentru luna precedentă, stabilită în baza alocărilor finale; b) o factură aferentă dezechilibrelor zilnice finale, înregistrate în luna precedentă, a căror contravaloare a fost calculată în conformitate cu metodologia prevăzută la art. 102² și 102⁴ din Codul rețelei; c) o factură aferentă contravalorii tarifului de depășire a capacității rezervate, calculată în conformitate cu prevederile art. 99, și/sau a contravalorii tarifului pentru neasigurarea capacității rezervate, calculată în conformitate cu prevederile art. 101 din Codul rețelei, după caz; d) o factură aferentă contravalorii capacității suplimentare, calculată în conformitate cu prevederile art. 51 din Codul rețelei, rezultată în urma nominalizării de către UR a unei cantități de gaze naturale care depășește capacitatea rezervată de UR într-un punct de intrare/ieșire în/din SNT. (5) Plata contravalorii facturilor emise conform prevederilor din Codul rețelei se face în termen de 15 zile calendaristice de la data emiterii facturilor. În cazul în care data scadenței este zi nelucrătoare, termenul se socotește împlinit în următoarea zi lucrătoare. (6) Obligația de plată este considerată îndeplinită la data intrării sumelor respective totale în contul operatorului de transport și de sistem.
Părți contractante	Încheiat între SNTGN Transgaz SA și S.N.G.N. "ROMGAZ" S.A. Mediaș – SUCURSALA Ploiești
Data încheierii și natura contractului	Contract nr. 15757 /2017 (perioada 01.04.2017–31.03.2018)
Obiectul Contractului	prestarea serviciilor de înmagazinare subterană a gazelor naturale
Valoarea contractului	7.212.860,14 lei -Valoarea estimată a actului juridic fără TVA (LEI)
Creanțe reciproce	-
Garanții constituite, penalități stipulate	Garanții: Art. 15. (1) La data încheierii prezentului contract părțile decid dacă pot să își prezinte reciproc unul sau mai multe instrumente de garantare a propriilor obligații, convenite de către acestea, astfel: a) garanții financiare; b) garanții reale, cu excepția gazelor naturale înmagazinate. (2) Garanția prevăzută la alin. (1) este destinată realizării obligațiilor contractuale ale părților, în cazul neîndeplinirii din culpă a acestora. Valoarea acestei garanții va fi egală cu 5% din contravaloarea serviciilor prestate prin prezentul contract. (3) În cazul executării garanției constituite în condițiile alin. (1), partea în cauză este obligată să reconstituie garanția depusă, în termen de 7 zile calendaristice de la executare.

Datele Contractului	Clauze contractuale prevăzute în contract
	Art. 16. Dacă părțile constituie garanții reale, contractele de garanție vor fi perfectate o dată cu semnarea prezentului contract. Penalități: Art. 24. (1) În situația în care prestatorul nu își îndeplinește obligația de prestare a serviciilor de înmagazinare subterană a gazelor naturale, conform programului convenit prin prezentul contract, precum și orice alte obligații stabilite prin prezentul contract, beneficiarul este îndrituit să solicite și să primească daune-interese, corespunzător prejudiciului cauzat. 2) Neîndeplinirea obligației de plată a contravalorii serviciilor de înmagazinare subterană a gazelor naturale, prevăzută la art. 10 alin. (2), atrage: a) perceperea de majorări de întârziere, calculate asupra valorii neachitate, în cotă egală cu nivelul dobânzilor datorate pentru neplata la termen a obligațiilor bugetare, pentru fiecare zi de întârziere, începând cu a 16-a zi calendaristică de la emiterea facturii și până la achitarea integrală a acesteia, inclusiv ziua plății, în cazul neîndeplinirii obligației de plată într-un termen de grație de 15 zile calendaristice de la data scadenței; b) întreruperea prestării serviciilor de injecție/extracție a gazelor naturale în/din depozitele de înmagazinare subterană, cu un preaviz de 3 zile calendaristice, începând cu a 31-a zi calendaristică de la data emiterii facturii; c) executarea garanției constituite conform art. 15, cu o notificare prealabilă, transmisă după expirarea celor 15 zile de grație și cu cel puțin 3 zile înainte de data executării propriu-zise; d) exercitarea dreptului de retenție asupra cantității de gaze naturale înmagazinată. (3) Exercițarea dreptului de executare a garanției, în condițiile prevăzute la art.24 alin. 2 lit. c din prezentul contract, precum, precum și dreptul de de retenție se poate realiza și în cazul neîndeplinirii obligațiilor contractuale ale beneficiarului, altele decât cea prevăzută la alin. (2). (4) În cazul în care angajarea măsurilor prevăzute la alin. (2) și (3) nu este de natură a asigura acoperirea integrală a prejudiciului înregistrat de prestator, beneficiarul va plăti acestuia daune-interese, în conformitate cu prevederile legale în vigoare.

Datele Contractului	Clauze contractuale prevăzute în contract
Termene și modalități de plată	Art.9. Beneficiarul va plăti prestatorului contravaloarea serviciilor de înmagazinare subterană a gazelor naturale, calculată în baza tarifului reglementat pentru serviciile de înmagazinare subterană, prevăzut în anexa nr. 7, în conformitate cu legislația în vigoare. Art.10. (1) Conform formulei și tarifului prevăzut în anexa nr. 7 la prezentul contract, prestatorul va factura lunar beneficiarului, contravaloarea serviciilor de înmagazinare efectuate. Plata contravalorii serviciilor de înmagazinare se va realiza în ordinea scadenței facturilor emise, prin Ordin de plată sau orice alt instrument legal de plată convenit între părți și se consideră efectuată la momentul disponibilizării sumelor în contul prestatorului nr. RO74 RNCB 0205 0448 6013 0001, deschis la BCR-Sucursala Ploiești. (2) Plata contravalorii serviciilor de înmagazinare subterană a gazelor naturale se face lunar în termen de 15 zile calendaristice de la data emiterii facturii de către PRESTATOR. PRESTATORUL va transmite factura emisă în conformitate cu prevederile prezentului contract către BENEFICIAR prin fax/e-mail la data emiterii și ulterior prin poștă. În cazul în care data scadenței este zi nelucrătoare, termenul se socotește împlinit în următoarea zi lucrătoare. (3) Părțile convin ca la sfârșitul ciclului de injecție, respectiv de extracție să se facă regularizarea/revizuirea obligațiilor/drepturilor de plată/încasare aferente rezervării de capacitate în funcție de cantitatea totală de gaze naturale efectiv înmagazinată de către beneficiar.

3.4 Analiza activității financiare

3.4.1 Poziția Financiară

Conform art.1 din OMFP nr. 881/25 iunie 2012 *privind aplicarea de către societățile comerciale ale căror valori mobiliare sunt admise la tranzacționare pe o piață reglementată a Standardelor Internaționale de Raportare Financiară*, începând cu exercițiul financiar al anului 2012, societățile comerciale ale căror valori mobiliare sunt admise la tranzacționare pe o piață reglementată au obligația de a aplica Standardele Internaționale de Raportare Financiară (IFRS) la întocmirea situațiilor financiare anuale individuale.

La 30.06.2017, situația poziției financiare se prezintă astfel:

Denumire indicator	Sem. I 2017	31.12.2016	Dinamica (%)
	mii lei	mii lei	
0	1	2	3=1/2
Imobilizări necorporale	2.522.146	2.583.473	97,63%
Imobilizări corporale	570.341	588.078	96,98%
Active financiare disponibile pentru vânzare	0	0	0%
Creanțe comerciale și alte creanțe	644.643	626.403	102,91%
Active imobilizate	3.737.130	3.797.954	98,4%
Stocuri	81.292	83.715	97,11%
Creanțe comerciale și alte creanțe	313.463	523.488	59,88%
Casa și conturi la bănci	1.538.468	949.293	162,06%
Active circulante –TOTAL	1.933.223	1.556.496	124,2%
TOTAL ACTIV	5.670.353	5.354.450	105,9%
Datorii ce trebuie plătite într-o perioadă de un an	773.981	305.333	253,49%
Datorii ce trebuie plătite într-o perioadă mai mare de un an	1.203.663	1.211.416	99,36%
Total datorii	1.977.644	1.516.749	130,39%
Capitaluri proprii	3.692.709	3.837.701	96,22%
Capital social	117.738	117.738	100,00%
Ajustări ale capitalului social la hiperinflație	441.418	441.418	100,00%
Prime de capital	247.479	247.479	100,00%
Alte rezerve	1.265.797	1.265.797	100,00%
Rezultatul reportat	1.620.277	1.765.269	91,79%
Total capitaluri proprii si datorii	5.670.353	5.354.450	105,90%

Tabel 35 - Situația poziției financiare a societății în sem I 2017 vs 31 decembrie 2016

Imobilizări necorporale

Începând cu anul 2012, Societatea, în conformitate cu procesul de aprobare UE, a început să aplice IFRIC 12. **Angajamente de concesiune a serviciilor**, adoptat de către UE. Domeniul de aplicare al IFRIC 12 cuprinde: infrastructura existentă la momentul semnării acordului de concesiune și de asemenea modernizările și îmbunătățirile aduse sistemului de conducte, care sunt transferate autorității de reglementare la sfârșitul acordului de concesiune.

Societatea are dreptul de a taxa utilizatorii serviciului public și, în consecință, un activ necorporal a fost recunoscut pentru acest drept.

Datorită faptului că Acordul de Concesiune a Serviciilor („ACS”) nu a avut o substanță comercială (i.e. nu a modificat nimic substanțial în modul în care Societatea a operat activele; fluxurile de numerar s-au modificat numai cu plata redevenței, dar, pe de altă parte, tariful de transport a crescut pentru a acoperi redevența), activul necorporal a fost măsurat la valoarea netă rămasă a activelor derecunoscute (clasificate în situațiile financiare ca și imobilizări corporale la data aplicării IFRIC 12).

În consecință, Societatea a continuat să recunoască activul, dar l-a reclasificat ca și activ necorporal. Societatea a testat activele necorporale recunoscute la acea dată fără a identifica depreciere.

Pe măsură ce apar, costurile înlocuirilor sunt trecute pe cheltuială, în timp ce îmbunătățirile activelor utilizate în cadrul ACS sunt recunoscute la valoarea justă.

Activele necorporale sunt amortizate la zero pe parcursul perioadei rămase a acordului de concesiune.

Imobilizările necorporale au scăzut cu 61.327 mii lei comparativ cu 31.12.2016, aceasta fiind determinată în principal de faptul că îmbunătățirile aduse sistemului național de transport nu depășesc cheltuiala cu amortizarea acestora.

Imobilizări corporale

Imobilizările corporale cuprind clădiri auxiliare activelor operaționale, clădiri de birouri, terenuri, active folosite pentru activitatea de tranzit precum și obiective aferente sistemului național de transport preluate cu titlu gratuit.

Imobilizările corporale au înregistrat scădere de 17.737 mii lei comparativ cu 31.12.2016, aceasta fiind determinată în principal de faptul că intrările de imobilizări corporale și reclasificările imobilizărilor nu au depășit cheltuiala cu amortizarea privind imobilizările corporale.

Imobilizări financiare

La sfârșitul primului semestru al anului 2017 valoarea imobilizărilor financiare din bilanțul Societății a fost zero, valoare determinată de provizionarea în proporție de 100% a tuturor participațiilor deținute.

Ponderea cea mai mare a imobilizărilor financiare este reprezentată de participația Transgaz în capitalul social al companiei Nabucco Gas Pipeline Internațional GmbH Viena (NIC), aflată în proces de lichidare în urma deciziei acționarilor de a închide controlat compania. Deși există perspectiva încasării unor sume suplimentare din lichidarea NIC datorită nivelului de incertitudine, investiția Societății în NIC, de 138.544.435 lei a fost provizionată integral la data de 31 decembrie 2014, rămânând neschimbată și la 30 iunie 2017.

Creanțe comerciale și alte creanțe aferente imobilizărilor

Creșterea creanței față de ANRM la 30 iunie 2017 cu suma de 18.240 mii lei, calculată datorită intrării în vigoare a Legii 127/2014 din 5 octombrie 2014, care menționează că în cazul încetării contractului de concesiune din orice motiv, sau la terminarea contractului, investiția efectuată de către operatorul sistemului național de transport se transferă către proprietarul sistemului național de transport sau către un alt concedent în schimbul plății unei compensații egale cu valoarea reglementată rămasă neamortizată stabilită de către ANRE.

Societatea a recunoscut începând cu anul 2014 o creanță aferentă valorii rămase reglementate și un venit în avans. Venitul în avans se recunoaște în contul de profit și pierdere pe durata rămasă a acordului de concesiune.

Creșterea de **18.240 mii lei** față de 31 decembrie 2016 este determinată în principal de actualizarea creanței cu modificările înregistrate în baza de active reglementate.

Stocuri

La 30 iunie 2017 stocurile au înregistrat o scădere de 2.423 mii lei comparativ cu 31 decembrie 2016, în special pe seama utilizării stocului de gaze naturale necesar pentru defășurarea activității de echilibrare

a SNT. Activitatea de echilibrare, desfășurată începând cu 1 decembrie 2015, este reglementată de Ordinul ANRE nr. 160/2015 „privind modificarea și completarea Codului rețelei pentru Sistemul național de transport al gazelor naturale, aprobat prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 16/2013”, care stabilește obligativitatea societății de a asigura desfășurarea activității de echilibrare a sistemului național de transport, în calitate de operator de transport și de sistem.

Creanțe comerciale și alte creanțe

La 30 iunie 2017, soldul creanțelor comerciale și alte creanțe **au scăzut cu 210.026 mii lei** față de 31 decembrie 2016, această creștere fiind determinată în principal de următorii factori:

- **scăderii soldului creanțelor clienți cu 207.879 mii lei** este determinată în special de scăderea soldului creanțelor rezultate din activitatea de transport și tranzit internațional și a creșterii soldului creanțelor neîncasate în semestrul I 2017 față de anul 2016;
- **creșterea avansurilor către furnizori cu 493 mii lei;**
- **înregistrarea subvențiilor primite în sumă de 8.578 mii lei;**
- **creșterea provizioanelor pentru deprecierea creanțelor comerciale și a altor creanțe cu 12.784 mii lei;**
- **creșterea soldului altor creanțe cu 1.566 mii lei**

Casa și conturi la bănci

La 30 iunie 2017 **numerarul societății a crescut cu 589.175 mii lei** comparativ cu sfârșitul anului 2016, această creștere fiind determinată de faptul că disponibilitățile din conturile bancare și casă au crescut cu 157.396 mii lei și cele din conturile de depozite bancare au crescut cu 431.540 mii lei, în conturile echivalente de numerar se înregistrează o creștere de 239 mii lei.

Datorii ce trebuie plătite într-o perioadă de un an

În structura datoriilor ce trebuie plătite într-o perioadă de un an se constată următoarele modificări față de 31 decembrie 2016:

- **creșterea soldului datoriilor comerciale și altor datorii cu 462.801 mii lei** în principal pe seama înregistrării dividendelor cuvenite acționarilor din profitul anului 2016 cu 544.206 mii lei, a scăderii datoriilor comerciale cu 20.274 mii lei, scăderii datoriilor aferente redevențelor cu 22.117 mii lei, a scăderii TVA de plată cu 9.953 mii lei, a scăderii TVA neexigibil cu 29.895 mii lei, a scăderii soldului a altor impozite cu 2.941 mii lei, a scăderii sumelor de plată către angajați cu 4.269 mii lei, a creșterii altor datorii cu 8.046 mii lei;
- **scădere provizionului pentru riscuri și cheltuieli cu 8.588 mii**, pe seama anulării provizionului cu participarea salariaților la profit aferent anului 2016, care este depășit de valoarea calculată și înregistrată pentru semestrul I 2017.
- **creșterea datoriei privind impozitul pe profit curent cu suma de 14.435 mii lei** ca urmare a calculării impozitului pe profit la 30 iunie 2017.

Datorii pe termen lung

Evoluția datoriilor pe termen lung are la bază următoarele cauze:

- **scăderea veniturilor înregistrate și a subvențiilor cu 5.411 mii lei**, scădere determinată în principal de înregistrarea la venituri a părții corespunzătoare perioadei curente a creanței aferentă domeniului public, care este depășită de recalcularea creanței recunoscute ca urmare a modificărilor legislative, prin

care Societatea are dreptul de a recupera valoarea rămasă neamortizată a bunurilor aferente investițiilor realizate în calitate de concesionar al Sistemului Național de Transport;

- **reducerea datoriei privind impozitul pe profit amânat cu 2.343 mii lei** se datorează în principal reducerii diferențelor între baza contabilă și baza fiscală a imobilizărilor corporale și necorporale ale Transgaz.

Transgaz nu mai are angajate împrumuturi la data de 30 iunie 2017.

Capitaluri proprii

Nu s-a modificat capitalul subscris și vărsat. Scăderea rezultatului reportat cu 144.991 mii lei este determinată în special de repartizarea profitului pentru anul 2016, care a depășit profitul aferent semestrului I 2017.

3.4.2 Rezultatul global

Situația rezultatului global la 30 iunie 2017 se prezintă astfel:

Specificație	Realizări Sem. I (mii lei)		Dinamica (%)
	2017	2016	
1	2	3	4=2/3
Venituri din exploatare înainte de echilibrare și de activitatea de construcții conform cu IFRIC12	980.477	870.468	112,64%
Venituri din echilibrare	76.692	22.012	348,41%
Venituri din activitatea de construcții conform cu IFRIC12	17.532	33.671	52,07%
Venituri financiare	21.767	14.625	148,84%
Cheltuieli de exploatare înainte de echilibrare și de activitatea de construcții conform cu IFRIC12	519.977	546.425	95,16%
Cheltuieli de echilibrare	71.913	20.948	343,29%
Costul activelor construite conform cu IFRIC12	17.532	33.671	52,07%
Cheltuieli financiare	8.672	2.921	296,85%
PROFIT BRUT. din care:	478.375	336.810	142,03%
Rezultat din exploatare	465.280	325.107	143,12%
Rezultat financiar	13.095	11.703	111,90%
IMPOZIT PE PROFIT	77.885	55.044	141,50%
PROFIT NET	400.491	281.767	142,14%

Tabel 36 – Situația contului de profit și pierdere în sem I 2017 vs sem I 2016

Veniturile din exploatare

Veniturile activității de exploatare, înainte de echilibrare și de activitatea de construcții conform cu IFRIC12, realizate în semestrul I 2017 se prezintă astfel:

Specificații	Sem. I 2017	Sem. I 2016	Dinamica %
Venituri din activitatea de transport			
- mii lei	774.342	630.318	122,85
- MWh	73.670.134	62.987.973	116,96
- lei/MWh	10,51	10,01	105,04
- mii mc	6.857.186	5.873.039	116,76
- lei/1000 mc	112,92	107,32	105,22
Venituri din activitatea de transport internațional			
- mii lei	174.643	160.728	108,66
Alte venituri din exploatare			
- mii lei	31.492	79.423	39,65
TOTAL VENITURI DIN EXPLOATARE înainte de echilibrare și de activitatea din construcții conform cu IFRIC12	980.477	870.468	112,64

Tabel 37 – Veniturile activității de exploatare realizate în sem I 2017 vs sem I 2016

Cheltuieli de exploatare

Cheltuielile activității de exploatare, înainte de echilibrare și de activitatea din construcții conform cu IFRIC12, realizate în semestrul I 2017 se prezintă astfel:

Nr. Crt	SPECIFICAȚIE	Realizări Sem. I (mii lei)		Dinamica (%)
		2017	2016	
0	1	2	3	4=3/2*100
1.	Amortizare	106.869	103.384	103,37
2.	Indemnizații, salarii, alte cheltuieli de natura salarială și beneficii acordate angajaților	184.475	179.916	102,53
3.	Consum tehnologic, materiale și consumabile utilizate, din care:	51.346	64.362	79,78
	Consum și pierderi tehnologice pe sistemul de transport	36.022	52.226	68,97
	cantitate consum tehnologic MWh	527.817	719.940	73,31
	cantitate consum tehnologic mii mc.	50.281	65.375	76,91
	Materiale auxiliare	11.388	9.570	118,99
	Alte cheltuieli materiale	3.938	2.567	153,40
4.	Cheltuieli cu redevențe	94.899	79.100	119,97
5.	Întreținere și transport, din care	11.055	13.824	79,97
	Lucrări, servicii executate de terți	4.517	7.522	60,05
6.	Impozite și alte sume datorate statului, din care:	34.373	29.852	115,14
	Taxa de acordare licență transport gaze și tranzit internațional	3.753	3.637	103,17
	Impozit pe monopol	28.184	23.179	121,59
	Impozit pe construcții speciale	0	709	X
7.	Cheltuieli cu provizionul pentru riscuri și cheltuieli	-8.588	16.512	X
8.	Alte cheltuieli de exploatare	45.548	59.475	76,58
TOTAL CHELTUIELI DE EXPLOATARE înainte de echilibrare și de activitatea din construcții conform cu IFRIC12		519.977	546.425	95,16

Tabel 38- Cheltuielile activității de exploatare realizate în sem I 2017 vs sem I 2016

3.4.3 Situația fluxurilor de trezorerie

Situația fluxurilor de trezorerie la 30 iunie 2017 este redată mai jos:

Indicator	Exercițiul financiar încheiat la 30 iunie (mii lei)	
	2017	2016
Profit înainte de impozitare	478.375	336.810
<i>Ajustări pentru:</i>		0
Amortizare	106.869	103.384
Câștig/(pierdere) din cedarea de mijloace fixe	-33	83
Provizioane pentru riscuri și cheltuieli	-8.588	16.512
Venituri din taxe de racordare, fonduri nerambursabile și bunuri preluate cu titlu gratuit	-11.179	-8.805
Provizioane pentru deprecierea creanțelor	12.784	26.104
Venituri din dobânzi	-11.512	-11.215
Pierdere / (câștig) din deprecierea stocurilor	1.047	1.202
Pierderi din creanțe		2.263
Efectul variației ratelor de schimb asupra altor elemente decât cele din exploatare	34	-7
Venituri din dreptul de creanță asupra valorii reglementate rămase neamortizată la încetarea acordului de concesiune	-14.923	-14.203
Profit din exploatare înainte de modificările în capitalul circulant	552.864	452.129
(Creștere)/ descreștere creanțe comerciale și alte creanțe	195.455	-27.673
(Creștere)/descreștere stocuri	1.375	-15.206
Creștere/(descreștere) datorii comerciale și alte datorii	-72.778	-47.476
Numerar generat din exploatare	676.917	361.773
Dobânzi plătite	0	0
Dobânzi primite	2.979	2.377
Impozit pe profit plătit	-65.792	-62.617
Intrări de numerar net generat din activitatea de exploatare	614.103	301.533
Flux de trezorerie din activități de investiții		
Plăți pentru achiziția de imobilizări corporale și necorporale	-34.840	-39.583
Încasări din cedarea de imobilizări corporale	136	0
Numerar din taxe de racordare și fonduri nerambursabile	11.051	1.333
Numerar net utilizat în activități de investiții	-23.652	-38.250
Flux de trezorerie din activități de finanțare		
Dividende plătite	-1.277	-660
Rambursări de împrumuturi pe termen lung	0	0
Numerar net utilizat în activități de finanțare	-1.277	-660
Modificarea netă a numerarului și echivalentului de numerar	589.175	262.623
Numerar și echivalent de numerar la început de an	949.293	700.798
Numerar și echivalent de numerar la sfârșit de an	1.538.468	963.421

Tabel 39 - Situația fluxurilor de trezorerie în sem I 2017 vs sem I 2016

Din analiza fluxului de numerar la 30 iunie 2017 se constată o creștere a disponibilităților cu 575.047 mii lei comparativ cu 30 iunie 2016.

Modificările survenite în structura fluxului de numerar pentru **semestrul I 2017 față de semestrul I 2016** sunt:

- fluxul de numerar generat din exploatare este de 614.103 mii lei cu 312.570 mii lei mai mare decât în semestru I 2016;
- fluxul de numerar utilizat în activitatea de investiții este de -23.652 mii lei cu 14.597 mii lei mai mare decât în semestru I 2016;
- fluxul de numerar utilizat în activitatea de finanțare este de -1.277 mii lei cu 616 mii lei mai mic decât în semestru I 2016.

3.4.4 Evaluarea activității privind managementul riscului financiar

Factori de risc financiar

Prin natura activităților efectuate, societatea este expusă unor riscuri variate care includ: **riscul de piață** (inclusiv riscul monetar, riscul de rată a dobânzii privind valoarea justă, riscul de rată a dobânzii privind fluxul de trezorerie și riscul de preț), **riscul de credit** și **riscul de lichiditate**.

Programul societății privind managementul riscului se concentrează asupra imprevizibilității piețelor financiare și caută să minimalizeze potențialele efecte adverse asupra performanțelor financiare ale societății. Societatea nu utilizează instrumente financiare derivate pentru a se proteja de anumite expuneri la risc.

Riscul de piață

Riscul valutar

Societatea este expusă riscului valutar prin expunerile la diferite devize, în special la Euro. Riscul valutar este asociat activelor și obligațiilor recunoscute.

Societatea nu întreprinde acțiuni formale de minimalizare a riscului valutar aferent operațiunilor sale, așadar, societatea nu aplică contabilitatea acoperirii împotriva riscului.

Conducerea consideră totuși că societatea este acoperită în ce privește riscul valutar, având în vedere că vânzările în devize (în special veniturile din transport internațional al gazelor naturale) sunt utilizate pentru stingerea obligațiilor exprimate în devize.

Următorul tabel prezintă sensibilitatea profitului și pierderii, precum și a capitalurilor proprii față de posibilele modificări rezonabile ale cursului de schimb, aplicat la sfârșitul perioadei de raportare, monedei funcționale a societății, cu toate variabilele menținute constante:

	30 iunie 2017	31 decembrie 2016
<i>Impactul asupra profitului și pierderii și a capitalurilor proprii a:</i>		
Aprecierii dolarului SUA cu 10%	133.011	150.839
Deprecierii dolarului SUA cu 10%	(133.011)	(150.839)
Aprecierii Euro cu 10%	49.933.886	36.308.626
Deprecierii Euro cu 10%	(49.933.886)	(36.308.626)

Riscul de preț

Societatea este expusă riscului prețului mărfurilor aferent gazului achiziționat pentru consumul propriu. Dacă prețul gazului ar fi fost cu 5% mai mare/mai mic, profitul net al perioadei ar fi fost mai mic/mai mare cu 1.512.907 lei (decembrie 2016: 3.545.065 lei).

Riscul de rată a dobânzii privind fluxul de trezorerie și valoarea justă

Societatea este expusă riscului ratei dobânzii prin depozitele la bănci. Societatea nu a încheiat nici un fel de angajamente în vederea diminuării riscului.

Pentru expunerea medie a perioadei, dacă ratele dobânzii ar fi fost cu 50 de puncte de bază mai mici/mai mari, cu toate celelalte variabile menținute constante, profitul aferent perioadei și capitalurile proprii ar fi fost cu 2.346.860 lei mai mic/mai mare (decembrie 2016: 2.946.452 lei mai mic/mai mare), ca efect net al modificării ratei dobânzii la depozitele bancare, respectiv al ratei dobânzii la obligațiile cu dobândă variabilă.

Riscul de credit

Riscul de credit este legat în special de numerar și echivalente de numerar și de creanțele comerciale. Societatea a elaborat o serie de politici prin aplicarea cărora se asigură că vânzările de produse și servicii se efectuează către clienți corespunzători.

Valoarea contabilă a creanțelor, netă de provizioanele pentru creanțe incerte, reprezintă valoarea maximă expusă riscului de credit. Riscul de credit al Societății este concentrat pe cei 5 clienți principali, care împreună reprezintă 61% din soldurile de creanțe comerciale la 30 iunie 2017 (31 decembrie 2016 : 71%).

Deși colectarea creanțelor poate fi influențată de factori economici, conducerea consideră că nu există un risc semnificativ de pierdere care să depășească provizioanele deja create.

Numerarul este plasat la instituții financiare, care sunt considerate ca fiind asociate unui risc minim de performanță.

	30 iunie 2017	31 decembrie 2016
Fără rating	4.447.455	5.265.922
BB	495.640.985	335.096.959
BB +	-	4.192.200
BBB-	2.808.409	974.762
BBB	617.549.614	495.423.597
BBB+	417.279.252	107.867.942
A	138.816	139.154
A+	-	-
AA	140.425	193.562
	1.538.004.956	949.154.098

Toate instituțiile financiare sunt prezentate la rating Fitch sau echivalent.

Riscul de lichiditate

Managementul prudent al riscului de lichiditate implică menținerea de numerar suficient și disponibilitatea de fonduri printr-o valoare adecvată a facilităților de credit angajate.

Societatea previzionează fluxurile de trezorerie. Funcția financiară a societății monitorizează continuu cerințele de lichidități ale societății pentru a se asigura că există numerar suficient pentru a răspunde cerințelor

operaționale, menținând în același timp un nivel suficient al facilităților de împrumut neutilizate în orice moment, astfel încât societatea să nu încalce limitele sau acordurile de împrumut (unde e cazul) pentru niciuna din facilitățile sale de împrumut.

Aceste previziuni iau în calcul planurile societății de finanțare a datoriei, respectarea acordurilor, respectarea obiectivelor interne referitoare la indicatorii din bilanțul contabil și, dacă e cazul, a reglementărilor externe sau a dispozițiilor legale – de pildă, restricțiile referitoare la monedă.

Departamentul financiar al societății investește numerarul suplimentar în conturi curente purtătoare de dobândă și în depozite la termen, alegând instrumente cu maturități adecvate sau lichiditate suficientă pentru a oferi cadrul adecvat, stabilit conform prevederilor menționate mai sus.

Tabelul de mai jos prezintă obligațiile la 30 iunie 2017 după maturitatea contractuală rămasă. Sumele prezentate în tabelul scadențelor reprezintă fluxuri de trezorerie contractuale neactualizate.

Analiza maturității datoriilor financiare la 30 iunie 2017:

	Suma totală	mai puțin de 1 an	1-5 ani	peste 5 ani
Datorii comerciale și alte datorii	623.753.023	623.753.023	-	-
	623.753.023	623.753.023		-

Analiza maturității datoriilor financiare la 31 decembrie 2016:

	Suma totală	mai puțin de 1 an	1-5 ani	peste 5 ani
Datorii comerciale și alte datorii	91.358.089	91.324.224	-	-
	91.358.089	91.324.224	-	-

Datoriile comerciale și alte datorii includ datorii comerciale, furnizori de mijloace fixe, dividende de plată, datorii către Ministerul Economiei și alte datorii .

Categorii de instrumente financiare:

Active financiare	30 iunie 2017	31 decembrie 2016
Numerar și echivalente de numerar	361.970.085	204.335.217
Depozite bancare la termen	1.176.497.701	744.958.019
Credite și creanțe	918.888.377	1.115.871.835
Active financiare disponibile pentru vânzare	163.122.672	163.122.672
Provizioane privind activele financiare disponibile pentru vânzare	-163.122.672	-163.122.672
	2.457.356.163	2.065.165.071

Datorii financiare	30 iunie 2017	31 decembrie 2016
Datorii evaluate la valoare justă	-	-
Garanții financiare contracte	13.278.021	4.724.822
Datorii comerciale și alte datorii	610.475.002	86.633.267
	623.753.023	91.358.089

Managementul riscului de capital

Obiectivele societății legate de administrarea capitalului se referă la menținerea capacității societății de a-și continua activitatea cu scopul de a furniza compensații acționarilor și beneficii celorlalte părți interesate și de a menține o structură optimă a capitalului astfel încât să reducă costurile de capital. Nu există cerințe de capital impuse din exterior.

La fel ca și celelalte companii din acest sector, Transgaz monitorizează capitalul pe baza gradului de îndatorare. Acest coeficient este calculat ca datorie netă împărțită la capitalul total.

Datoria netă este calculată ca împrumuturile totale (inclusiv „împrumuturile curente și pe termen lung”, după cum se arată în situația poziției financiare) mai puțin numerarul și echivalentul de numerar. Capitalul total este calculat drept „capitaluri proprii”, după cum se arată în situația poziției financiare plus datoria netă.

În 2017, strategia societății, care a rămas neschimbată din 2016 a fost să mențină gradul de îndatorare cât mai redus posibil pentru a menține semnificativă capacitatea de a împrumuta fonduri pentru viitoare investiții.

Gradul de îndatorare net a fost nul la 30 iunie 2017 și 31 decembrie 2016:

	30 iunie 2017	31 decembrie 2016
Mai puțin: numerar și echivalente de numerar	(1.538.467.787)	(949.293.236)
Poziția netă de numerar	(1.538.467.787)	(949.293.236)

Estimarea valorii juste

Valoarea justă a instrumentelor financiare care sunt tranzacționate pe o piață activă se bazează pe prețurile de piață cotate la sfârșitul perioadei de raportare.

Valoarea justă a instrumentelor financiare care nu sunt tranzacționate pe o piață activă este stabilită prin intermediul tehnicilor de evaluare.

Se consideră că valoarea contabilă minus provizionul pentru deprecierea creanțelor și datoriilor comerciale aproximează valorile juste ale acestora.

Valoarea justă a obligațiilor financiare este estimată prin actualizarea fluxurilor de trezorerie contractuale viitoare utilizând rata curentă de piață a dobânzii disponibilă societății pentru instrumente financiare similare.

4. MANAGEMENTUL SOCIETĂȚII

4.1 Consiliul de Administrație

Administratorii societății la 30.06.2017:

- **STERIAN ION** – *administrator executiv - Director General;*
- **VĂDUVA PETRU ION** – *administrator neexecutiv;*
- **ILIESCU BOGDAN-GEORGE** – *administrator neexecutiv;*
- **CERNOV RADU ȘTEFAN** - *administrator neexecutiv;*
- **RIZOIU ANDREI** - *administrator neexecutiv.*

În semestrul I 2017, au avut loc următoarele modificări în componența Consiliului de Administrație:
Prin Hotărârea nr.1 din 27.04.2017 a Adunării Generale Ordinare a Acționarilor a fost aprobată reînnoirea mandatului următorilor administratori: Domnul Sterian Ion, Domnul Văduva Petru Ion și Iliescu Bogdan George precum și desemnarea acestora ca membrii ai Consiliului de Administrație al SNTGN Transgaz SA. În ședința din data de 16.05.2017, Consiliul de Administrație al SNTGN TRANSGAZ SA a luat act de declarația de renunțare la calitatea de director general a domnului Văduva Petru Ion, și a numit în funcția de director general interimar pe domnul Sterian Ion, totodată a dispus modificarea Regulamentului Intern privind organizarea și funcționarea comitetelor consultative constituite la nivelul Consiliului de Administrație al SNTGN Transgaz SA în sensul rectificării componenței Comitetului consultativ de nominalizare și remunerare, astfel încât, începând cu data de 17.05.2017, acesta se constituie din următorii membrii:

- Domnul Văduva Petru Ion
- Domnul Cernov Radu Ștefan
- Domnul Iliescu Bogdan George

CV-urile administratorilor

CV-urile administratorilor societății se găsesc pe pagina de web a Transgaz www.transgaz.ro

Acorduri/înțelegeri sau legături de familie special

Potrivit informațiilor furnizate de administratori nu există acord de înțelegere sau legătură de familie între persoana respectivă și o altă persoană datorită căreia persoana respectivă a fost numită administrator.

Participarea administratorilor la capitalul Transgaz

Administratorii societății nu dețin acțiuni la capitalul social al companiei.

Litigii sau proceduri administrative

Nu au existat, în ultimii 5 ani, litigii sau proceduri administrative în care să fie implicate conducerea administrativă sau executivă.

4.2 Managementul executiv

Membrii conducerii executive au încheiate contracte individuale de muncă pe perioade nedeterminate. Personalul de conducere și execuție din cadrul Transgaz este numit, angajat și concediat de directorul general.

Conform informațiilor deținute nu există vreun acord, înțelegere sau legătură de familie între persoanele menționate și o altă persoană datorită căreia acestea au fost numite ca membrii ai conducerii executive.

Membrii conducerii executive a companiei ce dețin acțiuni Transgaz sunt prezentați mai jos:

Nume și prenume	Funcția	Număr acțiuni la 27.06.2017	Cota de participare (%)
Rusu Ioan	Director	2.508	0,021301
Duțu Tudor Alexandru	Șef Reprezentantă Transgaz la Chișinău	230	0,001953
Lața Ilie	Director	46	0,000390
Tătaru Ion	Director	25	0,000212
Lupean Marius	Director	20	0,000169
Șai Alexandru	Director	10	0,000084
Comaniță Adela	Director	7	0,000059
Niță Viorel	Director	5	0,000042

Tabel 40- Membrii conducerii executive a Transgaz, care dețin acțiuni la companie la data de 30.06.2017

Conducerea executivă a societății este asigurată de următoarele persoane:

Nr. crt.	Nume și prenume	Funcția	Departament/Direcție
1	Sterian Ion	Director General	
2	Hațegan Gheorghe	Director General adjunct	
3	Târsac Grigore	Director General adjunct	
4	Lupean Marius	Director	Departament Economic
5	Ghidiu Elisabeta	Director	Departament Strategie și Management Corporativ
6	Stroia Marius	Director	Departament Operare
7	Tătaru Ion	Director	Departament Dezvoltare
8	Cosma Florin	Director	Departament Exploatare și Mentenanță
9	Leahu Mihai	Director	Departament Proiectare și Cercetare
10	Achim Viorel Ciprian	Director	Departament Corp Control, Calitate Mediu, Protecție și Securitate
11	Alic Ciprian Octavian	Director	Departament Accesare Fonduri Europene și Relații Internaționale
12	Gruia Daniel	Director	Departament Tehnologia Informației, Comunicații și SCADA
13	Luca Bogdan Avram	Director	Departamentul Achiziții Publice și Contractări
14	Vârdol Florian	Director	Departamentul Juridic
15	Sârbu Ionel	Director	Departament Reglementări și Formalități Terenuri
16	Idu Olga	Director	Direcția Juridică, Avizare și Contencios
17	Mateș Angela	Director	Direcția Organizare Resurse Umane
18	Niculescu Oana	Director	Direcția Strategie Bugetară
19	Mareș Gabriela	Director	Direcția Reglementări și Licențe
20	Fodor Mihai Iuliu	Director	Direcția Buget Finanțe
21	Comăniță Adela	Director	Direcția Contabilitate
22	Deac Sorin Gabriel	Director	Direcția Pregătire, Execuție Lucrări
23	Rău Ioan	Director	Direcția Comercială
24	Șai Alexandru	Director	Direcția Măsurare, Calitate Gaze Naturale
25	Bunea Florin	Director	Dispeceratul Național de Gaze Naturale
26	Banu Larisa	Director Adjunct	Direcția Operator Piață Gaze București
27	Barbu Viorel	Director	Direcția Reabilitare SNT
28	Bolchiș Sorin	Director	Direcția Automatizări și SCADA
29	Tudor Adrian Ionuț	Director Adjunct	Direcția Automatizări și SCADA
30	Moldovan Sebastian Marius	Director Adjunct	Direcția Automatizări și SCADA
31	Ilieș Ovidiu	Director	Direcția Fonduri Europene
32	Petrescu Monica Alexandra	Director	Direcția Achiziții Proiecte Speciale
33	Drusan Nicolae	Director	Direcția Protecție și Securitate
34	Muntean Aurel	Director adjunct	Direcția Măsurare. Calitate Gaze Naturale
35	Pânzar Adela	Director adjunct	Direcția Achiziții Publice
36	Drăghici Aurelian	Director	Direcția Analiză, Verificare și Avizare Proiecte

Nr. crt.	Nume și prenume	Funcția	Departament/Direcție
37	Mihalache Eugen	Șef Reprezentantă	Reprezentantă Transgaz SA Bruxelles
38	Duțu Tudor	Șef Reprezentantă	Reprezentantă Transgaz SA Chișinău
39	Olteanu Mihai Antoniu	Manager Proiect	UMP Marea Neagră
40	Ilie Lața	Director	Sucursala Mediaș
41	Rusu Ioan	Director	Exploatarea Teritorială Mediaș
42	Schmidt Hăineală Eduard	Director	Exploatarea Teritorială Bacău
43	Țandru Marcel	Director	Exploatarea Teritorială Cluj
44	Andrei Romeo	Director	Exploatarea Teritorială Constanța
45	Niță Viorel	Director	Exploatarea Teritorială Craiova
46	Dumitru Nicusor	Director	Exploatarea Teritorială Brăila
47	Cristoloveanu Gheorghe	Director	Exploatarea Teritorială Brașov
48	Gurgu Victor	Director	Exploatarea Teritorială București
49	Bachioș Gheorghe	Director	Exploatarea Teritorială Arad

Tabel 41– Conducerea executivă a SNTGN Transgaz SA

5. ALTE ASPECTE

Lista tuturor entităților în care Transgaz deține participații

- **NABUCCO GAS PIPELINE INTERNATIONAL GmbH**, cu sediul în Viena, companie în care Transgaz deține părți sociale în procent de 17.93 % din capitalul social și care are ca obiect de activitate dezvoltarea proiectului Nabucco.
Lipsa de perspectivă a proiectului Nabucco în contextul deselectării acestuia de către Consorțiul Shah Deniz și a incertitudinii punerii în operă a unor zăcămintele noi de gaze în viitorul previzibil în zona Mării Caspice și a Orientului Mijlociu a determinat asociații Nabucco să ia decizia lichidării companiei de proiect și a Companiilor Naționale Nabucco (NNC-uri), lichidare voluntară și controlată de asociații NIC realizată prin intermediul unui lichidator.
În perioada următoare există perspectiva încasării unor sume suplimentare din lichidarea NIC, însă datorită nivelului de incertitudine, investiția Societății în NIC, de 138.544.435 lei a fost provizionată integral;
- **SC MEBIS SA Bistrita**, cu sediul în Bistrița, (J06/150/1991) în care Transgaz deține 17.47% din capitalul social, având ca obiect de activitate realizarea de structuri metalice și ansamble sudate complexe, ansamble și produse hidraulice, se află în procedură de lichidare, motiv pentru care participația în SC MEBIS SA a fost provizionată în întregime. Transgaz nu are nici un fel de obligații față de SC MEBIS SA;
- **SC “Resial”SA** cu sediul în Alba Iulia (J01/77/1991) în care Transgaz deține 68.16 % din capitalul social, având ca obiect de activitate fabricarea și comercializarea produselor refractare silico aluminoase, a intrat în procedură de lichidare în anul 2006; procedura este desfășurată de un executor judecătoresc numit de instanța de judecată și este în afara controlului Transgaz, motiv pentru care, participația nu este consolidată și este înregistrată la cost mai puțin provizionul pentru depreciere constituit la 100% din cost.
Împrumutul acordat la SC RESIAL SA este provizionat în întregime. Conducerea nu se așteaptă ca Transgaz să recupereze vreo sumă din această participație și nu înregistrează nici un fel de obligații reziduale pentru SC RESIAL SA.

Activitatea privind sponsorizările, ajutoarele financiare conform CCM și parteneriatele încheiate în semestrul I 2017

SPONSORIZĂRI

Ca urmare a art. **XIV**, din **OUG nr. 2/2015**, pentru modificarea și completarea unor acte normative precum și alte măsuri, s-a prevăzut ca agenții economici prevăzuți în art. 1 din Ordonanța Guvernului nr. 26/2013 privind întărirea disciplinei financiare la nivelul unor operatori economici la care statul sau unitățile administrativ-teritoriale sunt acționari unici ori majoritari sau dețin direct ori indirect o participație majoritară, aprobată cu completări prin Legea nr. 47/2014, care acordă donații sau sponsorizări în bani, conform legislației în vigoare, respectă la acordarea acestora încadrarea în următoarele plafoane:

- minimum 40% din suma aprobată, în domeniul medical și de sănătate, pentru dotări cu echipamente, servicii, acțiuni sau orice alte activități în legătură cu acest domeniu, inclusiv susținerea unor tratamente sau intervenții medicale ale unor persoane și pentru programe naționale;
- minimum 40% din suma aprobată, în domeniile educație, învățământ, social și sport, pentru dotări cu echipamente, servicii, acțiuni sau orice alte activități în legătură cu aceste domenii, inclusiv programe naționale;
- maxim 20% din suma aprobată, pentru alte acțiuni și activități, inclusiv pentru suplimentarea celor prevăzute la lit. a) și b).

Nivelul cheltuielilor cu sponsorizarea pentru SNTGN Transgaz SA sunt reglementate în BVC pe anul 2017, aprobat prin **HAGOA nr.1/27.04.2017**, în următoarea structură:

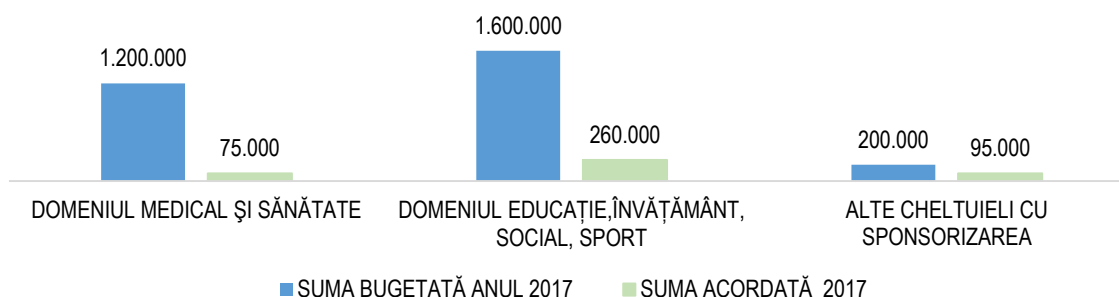
(mii lei)

CATEGORII SPONSORIZĂRI	BVC 2017
Cheltuieli de sponsorizare în domeniul medical și sănătate	1.200
Cheltuieli de sponsorizare în domeniul educație, învățământ, social, sport Din care:	1.600
-pentru cluburile sportive	1.100
Alte cheltuieli de sponsorizare	200
TOTAL	3.000

(lei)

Nr. ctr.	CATEGORII SPONSORIZĂRI	SUMA BUGETATĂ ANUL 2017	SUMA BUGETATĂ PE SEMESTRUL I 2017	SUMA ACORDATĂ PE SEMESTRUL I 2017	SUMA RĂMASĂ PE Sem I 2017	SUMA TOTALĂ RĂMASĂ 2017
0	1	2	3	4	5=3-4	6=2-4
1.	DOMENIUL MEDICAL ȘI SĂNĂTATE	1.200.000	700.000	75.000	625.000	1.125.000
2.	DOMENIUL EDUCAȚIE, ÎNVĂȚĂMÂNT, SOCIAL, SPORT, din care:	1.600.000	900.000	260.000	640.000	1.340.000
	- pentru cluburi sportive	1.100.000	600.000	-	600.000	1.100.000
3.	ALTE CHELTUIELI CU SPONSORIZAREA	200.000	95.000	95.000	0.000	105.000
	TOTAL CHELTUIELI SPONSORIZARE	3.000.000	1.695.000	430.000	1.265.000	2.570.000

Tabel 42- Situația bugetului de sponsorizare 2017 și a sumelor bugetate/acordate până la 30.06.2017



Grafic 46– Situația bugetului de sponsorizare pe anul 2016 și a sumelor bugetate/acordate până la 30.06.2016

În considerarea asigurării unui management responsabil și eficient al activității de acordare sponsorizări și ajutoare financiare, la nivelul SNTGN Transgaz SA:

- a fost elaborat documentul intern intitulat “**Politica companiei de acordare a sponsorizărilor și ajutoarelor financiare în anul 2017**”, document prin care se asigură un cadru eficace de derulare și monitorizare a acestora în conformitate cu reglementările legale și fiscale în vigoare;
- a fost actualizată, în luna decembrie 2014, **procedura de proces PP-51** privind elaborarea documentelor de sponsorizare;
- s-a constituit prin Decizia nr. 258/20.04.2015 a directorului general, **Comisia de analiză a cererilor de sponsorizare**.

În cursul semestrului I al anului 2017, s-au acordat sponsorizări în **domeniile: Medical și sănătate în valoare de 75.000 lei, domeniul Educație-învățământ-social și sport – în valoare de 260.000 lei, iar în domeniul Alte cheltuieli cu sponsorizarea, menționăm că s-au acordat sponsorizări în sumă de 95.000 lei.**

Beneficiari ai sponsorizărilor din domeniul **MEDICAL ȘI SĂNĂTATE:**

Nr. ctr.	BENEFICIAR	SUMA APROBATĂ SEMESTRUL I 2017
0	1	2
1.	Fundația "Dr.Dan Rusu" Medias, jud.Sibiu	3.000
2.	Asociația Handicapaților Neuromotori și Invalizi Mediaș, jud.Sibiu	2.000
3.	Primăria Corbu, jud. Olt	50.000
4.	Asociația "Casa Tuturor", București	10.000
5.	Asociația "Autism, Terapie, Sport și Arte", București	10.000
TOTAL SPONSORIZĂRI ACORDATE		75.000

Beneficiari ai sponsorizărilor din domeniul **EDUCAȚIE, ÎNVĂȚĂMÂNT, SOCIAL ȘI SPORT:**

Nr. ctr.	BENEFICIAR	SUMA APROBATĂ SEMESTRUL I 2017
0	1	2
1.	Școala Gimnazială "Grigore Geamănu" Turcinești, jud.Gorj	20.000
2.	Asociația pt.Educație "TEOFOR", București	10.000
3.	Asociația ASPES, București	20.000

Nr. ctr.	BENEFICIAR	SUMA APROBATĂ SEMESTRUL I 2017
4.	Direcția Municp.pt.Cultură, Sport, Turism și Tineret Mediaș, jud.Sibiu	40.000
5.	Fundația ".M.Keynes Cluj Napoca", jud.Cluj	70.000
6.	Fundația Internațională "OMENIA ", București	10.000
7.	Fundația ASE, București	20.000
8.	Institutul "Eudoxiu Hurmuzachi pentru Românii de Pretutindeni", București	40.000
9.	Asociația Culturală Potcoava, jud.Olt	5.000
10.	Asociația "Young Leaders Club", București	20.000
11.	Asociația "Camera de Comerț Americană în România", București	5.000
TOTAL SPONSORIZĂRI ACORDATE		260.000

Beneficiari ai sponsorizărilor din domeniul **ALTE CHELTUIELI:**

Nr. ctr.	BENEFICIAR	SUMA APROBATĂ SEMESTRUL I 2017
0	1	2
1.	Asociația "Marea Lojă Națională din România", București	25.000
2.	Asociația "Marea Lojă Națională din România", București	25.000
3.	Parohia "Sfântul Dumitru", Iazu Nou, jud.Iași	5.000
4.	Mănăstirea "Buna Vestire", Bolintin Vale, jud.Giurgiu	20.000
5.	Primăria Gușoeni, jud.Vâlcea	20.000
TOTAL SPONSORIZĂRI ACORDATE		95.000

AJUTOARE FINANCIARE ACORDATE CONFORM CCM

La nivelul **SNTGN TRANSGAZ SA Mediaș**, acordarea de ajutoare financiare salariaților este reglementată prin **procedura de proces PP-52** și se derulează prin **Serviciul Administrativ și Activități Corporative** care instrumentează cererile de ajutor social (financiar) primite din partea angajaților (în conformitate cu prevederile CCM în vigoare) și le supune spre aprobare Consiliului de Administrație.

În cursul **semestrului I** al anului 2017 au fost instrumentate un număr de 28 cereri de acordare de ajutor financiar în sumă totală de **191.899,69 lei**, și anume:

(lei)

Nr. crt.	NUMELE SI PRENUMELE	SUMA SOLICITATĂ
1.	Mitrică Marin	15.000
2.	Cioban Aurelia Livia	4.273
3.	Mudure Ioan	1.442
4.	Crețu Vasile	1.440
5.	Sima Laurențiu Eugen	0
6.	Busuioc Lidia Anneliese	2.600
7.	Ciobanu Ion	16.000
8.	Babinsky Robert-Hans	1.200
9.	Muntean Adina Lavinia	4.000
10.	Alexe Monica Alina	4.266

Nr. crt.	NUMELE SI PRENUMELE	SUMA SOLICITATĂ
11.	Kis Arpad	0
12.	Matei Alexandru Adrian	7.400
13.	Vasilescu Constantin Florin	1.482
14.	Canahai Adam Lucian Grigore	1.650
15.	Glogovețan Rodica	1.300
16.	Glogovețan Rodica	1.200
17.	Stoica Crișan	0
18.	Dragomir Ioan Teodor	0
19.	Mușcheru Răducu Costel	9.496,20
20.	Molnar Liliana Denisa	3.600
21.	Muntean Aurel	32.950
22.	Sălcudean Daniel	2.075
23.	Togan Andrei Paul	3.479
24.	Deleanu Mihail	0
25.	Lascu Sergiu Aurelian	3.231,49
26.	Bodea Sorin Nicolae	6.750
27.	Bachioș Gheorghe	55.895
28.	Nicoară Gelu Petru	11.170
TOTAL		191.899,69

Până la data de **31 iunie 2017** nu s-a supus spre analiză și aprobare Consiliului de Administrație nici o cerere de acordare de ajutor social.

Cererile de acordare de ajutor social depuse în cursul anului 2016, cuprinse în tabelul de mai sus, între nr. crt. 1 și 10 inclusiv, în sumă de 50.221 lei, nu au putut fi prezentate spre analiză și aprobare Consiliului de administrație din data de 20 decembrie 2016, din cauza faptului că nu s-a finalizat instrumentarea acestora. Ca urmare vor fi prezentate spre analiză și aprobare Consiliului de Administrație în cursul anului 2017.

Dosarul de acordare de ajutor social al d-lui Sima Laurențiu Eugen a fost închis ca urmare a faptului că nu s-au depus documentele justificative (facturi, chitanțe, etc.) solicitate în conformitate art. 12 din HCA nr. 1/2009.

Cererea de acordare de ajutor social al d-lui Dragomir Ioan–Teodor, se află în analiza Direcției Juridice în vederea acordării vizei juridice, ca urmare a decesului salariatului.

La data întocmirii prezentului raport un număr de **3** cereri de ajutor social sunt în curs de instrumentare.

Cererile de acordare de ajutor social în care nu este specificată suma solicitată, din tabelul de mai sus, nu îndeplinesc condițiile prevăzute în paragraful 2, art. 12 din HCA nr. 1/2009 și ca atare sunt în curs de instrumentare în vederea clarificării situației.

Situația ajutoarelor sociale solicitate/acordate în semestrul I al anului 2017 comparativ cu semestrul I a anului 2016 se prezintă astfel:

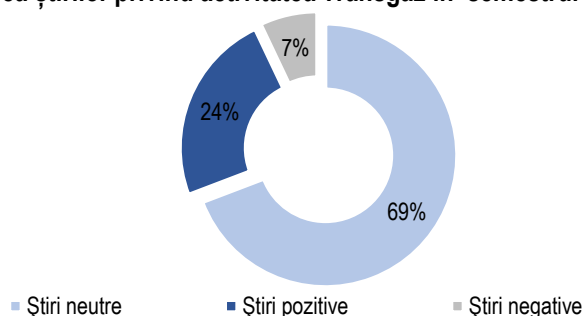
Nr. crt.	Categorie	Solicitate Sem. I		Acordate Sem. I	
		2017	2016	2017	2016
1.	Ajutoare sociale	28	18	0	0

Monitorizarea infografică a știrilor privind activitatea Transgaz în semestrul I 2017

În urma monitorizării știrilor privind activitatea Transgaz, apărute pe canalele media în semestrul I 2017 menționăm că în acest an au fost în număr de 102 din care:

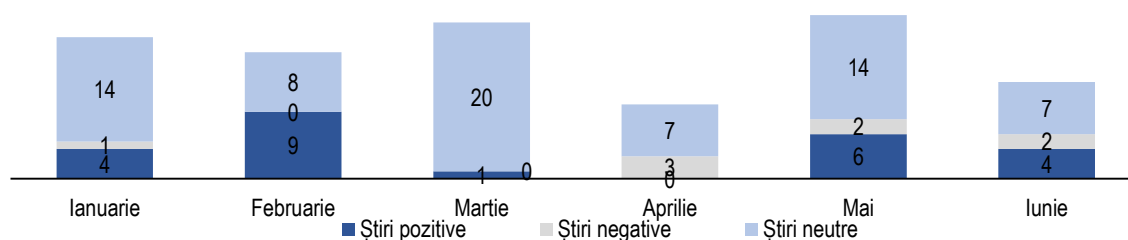
Nr. crt.	Categorie știri	Semestrul I		%	Procent	
		2017	2016		2017	2016
1.	Știri neutre	70	86	-19	69%	53%
2.	Știri pozitive	24	64	-63	24%	40%
3.	Știri negative	8	12	-33	7%	7%
	Total știri	102	162	-37	100%	100%

Ponderea știrilor privind activitatea Transgaz în semestrul I 2017



Grafic 47 - Ponderea știrilor pozitive, neutre, negative privind activitatea Transgaz în semestrul I 2017

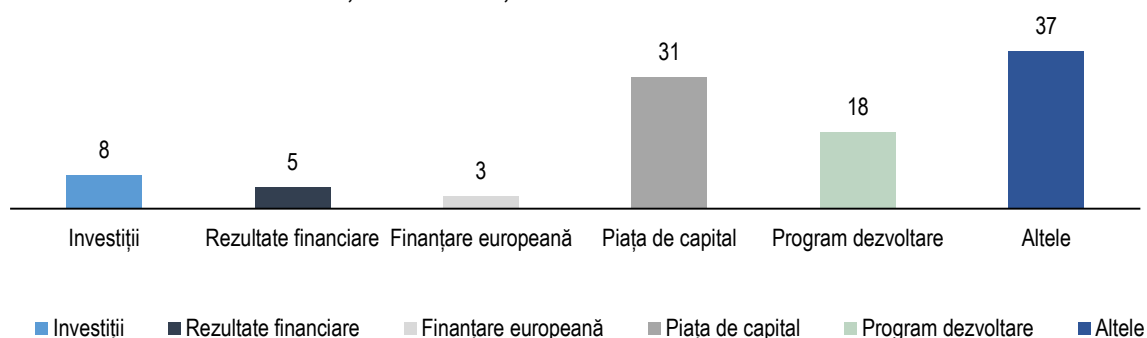
Distribuția pe luni în semestrul I 2017 a referirilor media pozitive, neutre, negative apărute este următoarea:



Grafic 48 - Distribuția știrilor pozitive, neutre, negative privind activitatea Transgaz în semestrul I 2017

Distribuția totală pe semestrul I 2017 a referirilor apărute funcție de tema abordată, investiții, rezultate financiare, finanțare europeană, piața de capital, program de dezvoltare se prezintă astfel:

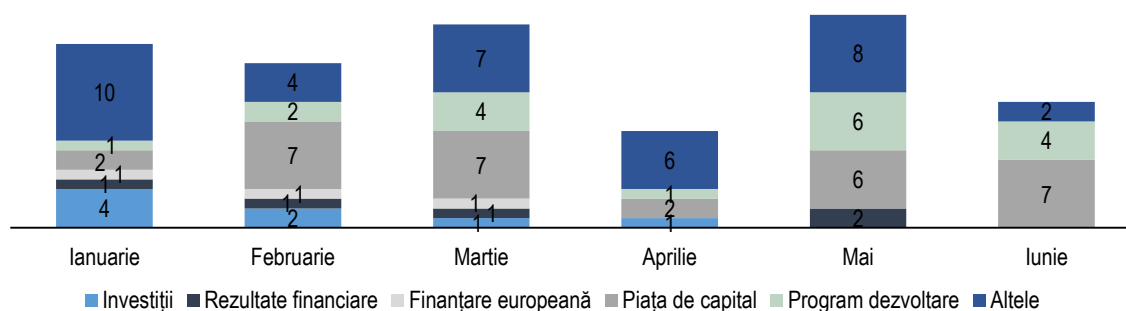
Monitorizarea știrilor în funcție de tema abordată la data de 30.06.2017



Grafic 49- Monitorizarea știrilor funcție de tema abordată în sem I 2017

Distribuția pe luni în semestrul I 2017 a referirilor apărute funcție de tema abordată se prezintă astfel:

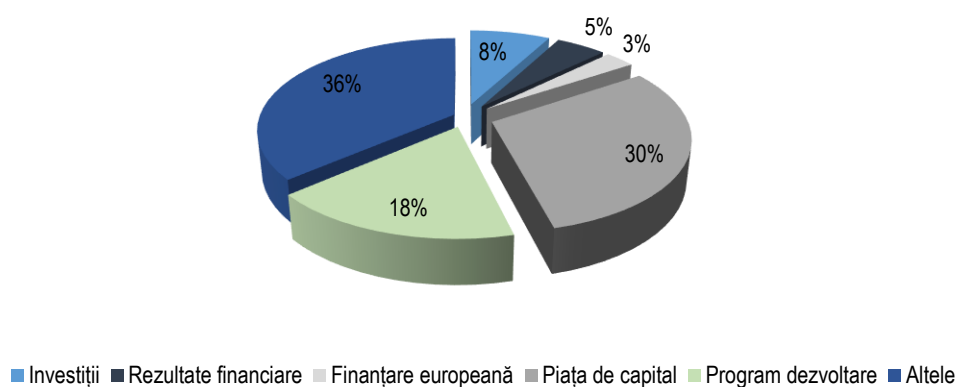
Monitorizarea știrilor în funcție de tema abordată pe luni



Grafic 50 - Monitorizarea lunară a știrilor funcție de tema abordată în sem I 2017

Ponderea referirilor apărute semestrul I 2017 funcție de tema abordată se prezintă astfel:

Monitorizarea știrilor funcție de tema abordată



Grafic 51 - Ponderea știrilor funcție de tema abordată în sem I 2017

Revizuirea ratingului Transgaz

În data de 24 iunie 2015 Standard&Poor's Ratings Services a îmbunătățit rating-ul Transgaz SA Mediaș de la „BB” la „BB+” **cu perspectivă stabilă**.

Decizia agenției de evaluare financiară de a îmbunătăți rating-ul Transgaz recunoaște succesul eforturilor echipei de management de a îmbunătăți și moderniza activitatea operațională și transparența instituțională, a programului de investiții al societății.

În același timp, agenția de rating a recunoscut progresele înregistrate în activitatea autorității de reglementare și a stabilizării cadrului de reglementare.

Printre punctele pozitive menționate în analiza Standard&Poor's se numără:

- îmbunătățirea predictibilității și transparenței activității de reglementare pentru serviciile de transport gaze naturale din România, prin menținerea neschimbată a cadrului actual până la sfârșitul actualei perioade de reglementare;
- predictibilitatea cash flow-ului cel puțin până în anul 2017, la sfârșitul perioadei de reglementare;
- creșterea procentului tarifelor de rezervare a capacității la 50%;
- obținerea sporurilor de eficiență pentru cinci ani și asigurarea de remunerare mai mare pentru investițiile noi ca urmare a recunoașterii veniturilor nerealizate din perioada de reglementare anterioară;
- creșterea investițiilor pe termen mediu și lung începând cu a doua jumătate a anului 2015.

Perspectiva stabilă reflectă opinia Standard&Poor's conform căreia, cadrul de reglementare s-a îmbunătățit, rămâne predictibil și transparent, iar Transgaz va putea obține astfel rezultate operaționale și financiare solide în următorii doi sau trei ani.

În raport se menționează de asemenea că o creștere cu două trepte a ratingului României poate determina o îmbunătățire a ratingului companiei în condițiile în care atât profilul de creditare al companiei cât și sprijinul guvernamental rămân neschimbate.

În vederea optimizării activității managementul companiei va acționa în continuare cu maximă responsabilitate și va utiliza în mod eficient metode și tehnici de management modern, adecvate pentru optimizarea tuturor proceselor și activităților desfășurate de societate.

ION STERIAN – Administrator executiv - Director general

PETRU ION VĂDUVA – Administrator neexecutiv

RADU ȘTEFAN CERNOV –Administrator neexecutiv

BOGDAN GEORGE ILIESCU - Administrator neexecutiv

ANDREI RIZOIU - Administrator neexecutiv

Grafic 1 - Cantități de gaze naturale vehiculate și transportate și consum tehnologic.....	8
Grafic 2 – Evoluția a cantităților de gaze naturale vehiculate și transportate și a consumului tehnologic.....	8
Grafic 3 –Ponderea consumului tehnologic în tota gaze vehiculate în sem I 2017 vs sem I 2016	8
Grafic 4 – Evoluția consumului tehnologic realizat vs programat sem I 2017.....	8
Grafic 5– Nivelul reducerii consumului tehnologic –realizat vs programat sem I 2017	9
Grafic 6 - Cantitățile de gaze naturale vehiculate în SNT în sem I 2017, pe surse de proveniență (mii mc)	9
Grafic 7- Cantități de gaze naturale vehiculate în SNT în sem I 2017 – realizat vs programat (mil.mc).....	9
Grafic 8 - Cantitățile de gaze naturale transportate la consumatori direcți și distribuții în SNT	10
Grafic 9- Cantitățile de gaze naturale destinate înmagazinării în sem I 2017 realizari vs program (mil mc).....	10
Grafic 10–Structura veniturilor din exploatare în sem I 2017 vs sem I 2016.....	11
Grafic 15–Evoluția principalilor indicatori economico-financiari în sem I 2017 vs sem I 2016 – mii lei.....	13
Grafic 17–Evoluția indicatorilor de profitabilitate în sem I 2017 vs sem I 2016.....	15
Grafic 18–Evoluția indicatorilor de lichiditate în sem I 2017 vs sem I 2016	15
Grafic 19–Evoluția indicatorilor de gestiune în sem I 2017 vs sem I 2016	15
Grafic 20 - Nivelul de realizare al Programului reparații, reabilitare și asigurarea mentenanței SNT în sem I 2017 pe capitole Program	16
Grafic 21- Gradul de realizare al Programului reparații, reabilitare și asigurarea mentenanței SNT în sem I 2017 pe capitole Program	16
Grafic 22– Program PMDI 2017 vs Realizări PMDI în sem I 2017	19
Grafic 23– Realizări sem I 2017 vs total program 2017 ale PMDI pe capitol.....	19
Grafic 24– Nivelul cumulat de realizare al indicatorilor standard de performanță în sem I 2017	30
Grafic 25 – Nivelul de realizare al indicatorilor de performanță pentru calculul componente variabile a remunerației la 30 iunie 2017	30
Grafic 26 - Ponderea principalilor utilizatori ai SNT în sem I 2017	42
Grafic 27- Rezultate financiare Sem.I 2017 vs Sem.I 2016 (mii lei)	47
Grafic 28 - Rezultate financiare Sem.I 2017 vs Sem.I 2016 (%)	47
Grafic 29 – Realizat vs. Buget sem I 2017 (mii lei).....	49
Grafic 30– Realizat vs. Buget sem I 2017 (%).....	50
Grafic 31– Realizări sem I 2017 vs realizări sem I 2016, BVC sem I 2017.....	51
Grafic 32– Numărul lucrărilor de proiectare abordate și avizate în CTE Transgaz în sem I 2017	53
Grafic 33 – Evoluția numărului lucrărilor de proiectare abordate și avizate în CTE Transgaz în perioada ianuarie-iunie 2016.....	54
Grafic 34– Realizari Program de Proiectare și Cercetare sem I 2017	55
Grafic 35– Grad de realizare a Programelor de Proiectare și Cercetare sem I 2017	55
Grafic 36 - Situația procedurilor de achiziții sem I 2017.....	56
Grafic 37- Situația achizițiilor directe sem I 2017.....	58
Grafic 38 – Evoluție implementarea recomandări 2017.....	59
Grafic 39 - Evoluția numărului de angajați în sem I 2017 vs anul 2016.....	60
Grafic 40- Evoluția structurii personalului pe categorii de studii în sem I 2017 vs sem I 2017	62
Grafic 41 - Structura și numărul cauzelor litigioase în care a fost implicată societatea în sem I 2017 vs sem I 2016.....	65
Grafic 42 – Evoluția gardului de implementare al SCI/M.....	71
Grafic 43 - Ponderea standardelor implementate la 31.12.2016	73
Grafic 44 - Prețul mediu de închidere al acțiunii TGN în sem I 2017 vs sem I 2015.....	113
Grafic 45 – Volum tranzacții TGN în sem I 2017 vs sem I 2015	114
Grafic 46 –Valoare tranzacții TGN în sem I 2017 vs. Sem I 2015	114
Grafic 47 – Principalele evenimente corporative care au influențat prețul acțiunii în semestrul I 2017	114
Grafic 48 – Evoluția capitalizării bursiere a Transgaz în sem I 2017 vs sem I 2016.....	117
Grafic 49 – Structura acționariatului	118
Grafic 50– Evoluția numărului de acționari ai Transgaz de la listare și până la 27.06.2017	118
Grafic 51– Situația bugetului de sponsorizare pe anul 2016 și a sumelor bugetate/acordate până la 30.06.2016..	144
Grafic 52- Ponderea știrilor pozitive, neutre, negative privind activitatea Transgaz în semestrul I 2017	147
Grafic 53 - Distribuția știrilor pozitive, neutre, negative privind activitatea Transgaz în semestrul I 2017.....	147

Grafic 54- Monitorizarea știrilor funcție de tema abordată în sem I 2017	148
Grafic 55 - Monitorizarea lunară a știrilor funcție de tema abordată în sem I 2017	148
Grafic 56 - Ponderea știrilor funcție de tema abordată în sem I 2017	148

Tabel 1– Structura Acționariatului Transgaz la 27.06.2017	7
Tabel 2 - Evoluția cantităților de gaze naturale vehiculate și transportate și a consumului tehnologic	7
Tabel 3 - Cantitățile de gaze naturale cu titlu de consum tehnologic realizate vs programate în sem I 2017	8
Tabel 4 - Cantitățile de gaze naturale vehiculate prin SNT în sem I 2017 față de cele programate (mii mc)	9
Tabel 5 - Cantitățile de gaze naturale transportate la consumatori direcți și distribuții în SNT în sem I 2017 realizat (include și cantitatea aferentă injectiei) vs program (mii mc)	10
Tabel 6- Cantitățile de gaze naturale destinate înmagazinării în sem I 2017 realizari vs program (mii mc)	10
Tabel 8 – Evoluția indicatorilor de performanță operațională în sem I 2017 vs sem I 2016.....	12
Tabel 9 –Evoluția principalilor indicatori economico-financiari în sem I 2017 vs sem I 2016.....	13
Tabel 10 - Evoluția indicatorilor de profitabilitate, lichiditate, risc și gestiune în sem I 2017 vs sem I 2016.....	14
Tabel 11 - Realizarea Programului reparații, reabilitare și asigurarea mentenanței SNT în sem I 2017	16
Tabel 12- Realizarea Programului de investiții în sem I 2017.....	18
Tabel 13-Situația cheltuielilor totale pentru investiții (mii lei)- sem I 2017.....	24
Tabel 14 -Surse de finanțare a investițiilor (mii lei) 2017.....	24
Tabel 15 – Gradul de realizare al indicatorilor standard de performanță la 30 iunie 2017.....	29
Tabel 16– Nivelul de realizare al indicatorilor standard de performanță pentru sem I 2017	29
Tabel 17– Gradul de realizare al indicatorilor de performanță pentru calculul componente variabile a remunerației pentru sem I 2017.....	30
Tabel 18 – Gradul de realizare al indicatorilor de performanță ai serviciului de transport gaze naturale pentru anul 2016.....	31
Tabel 19- Pprincipalii utilizatori ai SNT la 30 iunie 2017.....	41
Tabel 20– Evoluția veniturilor din transportul intern și internațional al gazelor naturale în sem I 2017 vs sem I 2016	46
Tabel 21- Rezultate financiare sem I 2017 vs sem I 2016.....	47
Tabel 22- Cantitatea de gaze naturale facturate sem I 2017 vs sem I 2016	48
Tabel 23- Rezultate financiare semestrul I 2016 vs Buget semestrul I 2017	49
Tabel 24 – Realizări sem I 2017 vs realizări sem I 2016, BVC sem I 2017 (%).....	51
Tabel 25 - Situația contractelor încheiate prin proceduri de achiziție în sem I 2017	57
Tabel 26 - Situația contractelor încheiate prin achiziții directe în perioada 04.01-30.06.2016.....	58
Tabel 27 - Obiectivele serviciului audit intern	60
Tabel 28 – Evoluția numărului de angajați în semestrul I 2017	61
Tabel 29– Evoluția structurii personalului pe categorii de studii în sem I 2017 vs sem I 2017	62
Tabel 30- Implementarea Standardelor de control intern managerial la SNTGN Transgaz SA la 30.06.2017	72
Tabel 31- Măsuri stabilite pentru implementarea standardelor PI	73
Tabel 32– Principalele componente ale SNT la 30.06.2017.....	87
Tabel 33– Principalele componente ale SNT la 30.06.2017, din perspectiva duratei de funcționare	88
Tabel 34 - Valoarea indicatorilor bursieri la nivelul Transgaz comparativ cu companii similare din Europa	115
Tabel 35 – Structura Acționariatului Transgaz.....	118
Tabel 36 -Situația poziției financiare a societății în sem I 2017 vs 31 decembrie 2016	130
Tabel 37 – Situația contului de profit și pierdere în sem I 2017 vs sem I 2016.....	133
Tabel 38 – Veniturile activității de exploatare realizate în sem I 2017 vs sem I 2016.....	134
Tabel 39- Cheltuielile activității de exploatare realizate în sem I 2017 vs sem I 2016	134
Tabel 40 - Situația fluxurilor de trezorerie în sem I 2017 vs sem I 2016.....	135
Tabel 41- Membrii conducerii executive a Transgaz, care dețin acțiuni la companiela data de 30.06.2017	140
Tabel 42– Conducerea executivă a SNTGN Transgaz SA.....	142
Tabel 43– Situația bugetului de sponsorizare 2017 și a sumelor bugetate/acordate până la 30.06.2017.....	143
Figura 1 –Indicatori de performanță.....	28
Figura 2- Conducele de transport.....	45

<i>Figura 3- Harta Sistemului Național de Transport Gaze Naturale</i>	<i>87</i>
<i>Figura 4 - Punctele de interconectare transfrontalieră ale SNT.....</i>	<i>89</i>
<i>Figura 5- Culoarele de transport gaze naturale din SNT</i>	<i>98</i>
<i>Figura 6 - Coridorul BRUA</i>	<i>98</i>
<i>Figura 7 - Coridorul sudic Marea Neagră - Podișor.....</i>	<i>101</i>
<i>Figura 8 - Interconectare SNT ci Tranzit I la Isaccea</i>	<i>103</i>
<i>Figura 9 - Dezvoltări ale SNT în zona de Nord – Est a României</i>	<i>105</i>
<i>Figura 10 - Dezvoltare BRUA faza 3.....</i>	<i>107</i>
<i>Figura 11 - Dezvoltări ale SNT la Marea Neagră</i>	<i>108</i>
<i>Figura 12. Interconectarea SNT cu Serbia pe direcția Arad - Mokrín.....</i>	<i>109</i>
<i>Figura 13- Modernizare SMG Isaccea 1 și Negru Vodă 1</i>	<i>111</i>

**SOCIETATEA NAȚIONALĂ DE TRANSPORT GAZE NATURALE
„TRANSGAZ” S.A.**

**SITUAȚII FINANCIARE INTERIMARE PENTRU PERIOADA DE ȘASE
LUNI ÎNCHEIATĂ LA 30 Iunie 2017 (NEAUDITATE)**

**ÎNTOCMITE ÎN CONFORMITATE CU
STANDARDELE INTERNAȚIONALE DE RAPORTARE FINANCIARĂ
ADOPTATE DE UNIUNEA EUROPEANĂ**

SITUAȚII FINANCIARE INTERIMARE

CUPRINS

PAGINA

Situația interimară a poziției financiare	1 - 2
Situația interimară a rezultatului global	3
Situația interimară a modificărilor capitalurilor proprii	4
Situația interimară a fluxurilor de trezorerie	5
Note la situațiile financiare interimare	6 - 66

SITUAȚIA INTERIMARĂ A POZIȚIEI FINANCIARE
(exprimată în lei, dacă nu se specifică contrariul)



	<u>Nota</u>	<u>30 iunie 2017</u> <u>(neauditat)</u>	<u>31 decembrie 2016</u>
ACTIV			
Active imobilizate			
Imobilizări necorporale	9	2.522.146.040	2.583.472.652
Imobilizări corporale	7	570.341.051	588.078.005
Active financiare disponibile pentru vânzare	10	-	-
Creanțe comerciale și alte creanțe	12	<u>644.642.635</u>	<u>626.403.203</u>
		3.737.129.726	3.797.953.860
Active circulante			
Stocuri	11	81.292.621	83.714.634
Creanțe comerciale și alte creanțe	12	313.462.702	523.488.266
Numerar și echivalent de numerar	13	<u>1.538.467.787</u>	<u>949.293.236</u>
		1.933.223.110	1.556.496.136
Total activ		5.670.352.836	5.354.449.996
CAPITALURI PROPRII ȘI DATORII			
Capitaluri proprii			
Capital social	14	117.738.440	117.738.440
Ajustări ale capitalului social la hiperinflație	14	441.418.396	441.418.396
Primă de emisiune	14	247.478.865	247.478.865
Alte rezerve	15	1.265.796.861	1.265.796.861
Rezultatul reportat	15	<u>1.620.277.240</u>	<u>1.765.268.873</u>
		3.692.709.802	3.837.701.435
Datorii pe termen lung			
Provizion pentru beneficiile angajaților	21	109.128.058	109.128.058
Venituri înregistrate în avans	17	1.031.209.023	1.036.619.965
Impozit amânat de plată	18	<u>63.325.541</u>	<u>65.668.155</u>
		1.203.662.622	1.211.416.178

Notele alăturate de la 1 la 32 sunt parte integrantă din aceste situații financiare

SITUAȚIA INTERIMARĂ A POZIȚIEI FINANCIARE
(exprimată în lei, dacă nu se specifică contrariul)



	<u>Nota</u>	<u>30 iunie 2017</u> <u>(neauditat)</u>	<u>31 decembrie 2016</u>
Datorii curente			
Datorii comerciale și alte datorii	19	713.911.516	251.110.230
Provizion pentru riscuri și cheltuieli	20	6.791.188	15.379.511
Impozit curent de plată	18	48.519.846	34.084.780
Provizion pentru beneficiile angajaților	21	<u>4.757.862</u>	<u>4.757.862</u>
		<u>773.980.412</u>	<u>305.332.383</u>
Total datorii		<u>1.977.643.034</u>	<u>1.516.748.561</u>
Total capitaluri proprii și datorii		<u>5.670.352.836</u>	<u>5.354.449.996</u>

Avizate și semnate în numele Consiliului de Administrație la data de 10 August 2017 de către:

Președinte de ședință
Petru Ion Văduva

Director General
Ion Sterian

Director Departament Economic
Marius Lupean

SITUAȚIA INTERIMARĂ A REZULTATULUI GLOBAL
(exprimată în lei, dacă nu se specifică contrariul)



		Perioada de șase luni încheiată la <u>30 iunie 2017</u> (neauditat)	Perioada de șase luni încheiată la <u>30 iunie 2016</u> (neauditat)
	<u>Nota</u>		
Venituri din activitatea de transport intern		774.342.254	630.318.247
Venituri din activitatea de transport internațional		174.642.830	160.727.757
Alte venituri	22	<u>31.492.238</u>	<u>79.422.567</u>
Venituri din exploatare înainte de echilibrare și de activitatea de construcții conform cu IFRIC12		980.477.322	870.468.571
Amortizare	7, 9	(106.869.486)	(103.384.256)
Cheltuieli cu angajații	24	(184.475.413)	(179.915.930)
Consum tehnologic, materiale și consumabile utilizate		(51.346.118)	(64.362.448)
Cheltuieli cu redevențe		(94.898.509)	(79.100.122)
Întreținere și transport		(11.054.976)	(13.824.044)
Impozite și alte sume datorate statului		(34.372.663)	(29.852.315)
Venituri/ (Cheltuieli) cu provizioane pentru riscuri și cheltuieli		8.588.323	(16.511.542)
Alte cheltuieli de exploatare	23	<u>(45.547.836)</u>	<u>(59.474.536)</u>
Profit din exploatare înainte de echilibrare și de activitatea de construcții conform cu IFRIC12		460.500.644	324.043.378
Venituri din activitatea de echilibrare		76.691.831	22.012.034
Cheltuieli cu gazele de echilibrare		(71.912.519)	(20.948.122)
Venituri din activitatea de construcții conform cu IFRIC12	32	17.531.795	33.671.167
Costul activelor construite conform cu IFRIC12	32	<u>(17.531.795)</u>	<u>(33.671.167)</u>
Profit din exploatare		465.279.956	325.107.290
Venituri financiare	25	21.767.336	14.624.562
Cheltuieli financiare	25	<u>(8.671.971)</u>	<u>(2.921.371)</u>
Venituri financiare, net		<u>13.095.365</u>	<u>11.703.191</u>
Profit înainte de impozitare		478.375.321	336.810.481
Cheltuiala cu impozitul pe profit	18	<u>(77.884.762)</u>	<u>(55.043.643)</u>
Profit net aferent perioadei		<u>400.490.559</u>	<u>281.766.838</u>
Rezultatul pe acțiune, de bază și diluat (exprimat în lei pe acțiune)	28	34,02	23,93
Rezultatul global total aferent perioadei		<u>400.490.559</u>	<u>281.766.838</u>

Președinte de ședință
Petru Ion Văduva

Director General
Ion Sterian

Director Departament Economic
Marius Lupean

Notele alăturate de la 1 la 32 sunt parte integrantă din aceste situații financiare

SITUAȚIA INTERIMARĂ A MODIFICĂRIILOR CAPITALURILOR PROPRII
(exprimată în lei, dacă nu se specifică contrariul)



	<u>Nota</u>	<u>Capital social</u>	<u>Ajustări ale capitalului social</u>	<u>Primă de emisiune</u>	<u>Alte rezerve</u>	<u>Rezultatul reportat</u>	<u>Total capitaluri proprii</u>
Sold la 1 ianuarie 2016		<u>117.738.440</u>	<u>441.418.396</u>	<u>247.478.865</u>	<u>1.265.796.861</u>	<u>1.496.805.410</u>	<u>3.569.237.972</u>
Profit net aferent perioadei, raportat						281.766.838	281.766.838
Tranzacții cu acționarii:							
Dividende aferente anului 2015	15	-	-	-	-	(325.075.833)	(325.075.833)
Sold la 30 iunie 2016 (neauditat)		<u>117.738.440</u>	<u>441.418.396</u>	<u>247.478.865</u>	<u>1.265.796.861</u>	<u>1.453.496.415</u>	<u>3.525.928.977</u>
Profit net aferent perioadei, raportat		-	-	-	-	312.798.092	312.798.092
Câștigul/(pierderea) actuarială aferentă perioadei		-	-	-	-	(1.025.634)	(1.025.634)
Tranzacții cu acționarii:							
Dividende aferente anului 2015		-	-	-	-	-	-
Sold la 31 decembrie 2016		<u>117.738.440</u>	<u>441.418.396</u>	<u>247.478.865</u>	<u>1.265.796.861</u>	<u>1.765.268.873</u>	<u>3.837.701.435</u>
Profit net aferent perioadei		-	-	-	-	400.490.559	400.490.559
Tranzacții cu acționarii:							
Dividende aferente anului 2016	15	-	-	-	-	(545.482.192)	(545.482.192)
Sold la 30 iunie 2017 (neauditat)		<u>117.738.440</u>	<u>441.418.396</u>	<u>247.478.865</u>	<u>1.265.796.861</u>	<u>1.620.277.240</u>	<u>3.692.709.802</u>

Președinte de ședință
 Petru Ion Văduva

Director General
 Ion Sterian

Director Departament Economic
 Marius Lupean

Notele alăturate de la 1 la 32 sunt parte integrantă din aceste situații financiare

SITUAȚIA INTERIMARĂ A FLUXURILOR DE TREZORERIE
(exprimată în lei, dacă nu se specifică contrariul)



	<u>Nota</u>	Perioada de șase luni încheiată la <u>30 iunie 2017</u> (neauditat)	Perioada de șase luni încheiată la <u>30 iunie 2016</u> (neauditat)
Numerar generat din exploatare	26	676.916.578	361.772.984
Dobânzi primite		2.979.078	2.376.871
Impozit pe profit plătit		<u>(65.792.310)</u>	<u>(62.616.707)</u>
Intrări de numerar net generat din activitatea de exploatare		614.103.346	301.533.148
Flux de trezorerie din activități de investiții			
Plăți pentru achiziția de imobilizări corporale și necorporale		(34.839.524)	(39.582.528)
Încasări din cedarea de imobilizări corporale		136.220	-
Numerar din taxe de racordare și fonduri nerambursabile		<u>11.051.061</u>	<u>1.332.836</u>
Numerar net utilizat în activități de investiții		(23.652.243)	(38.249.692)
Flux de trezorerie din activități de finanțare			
Dividende plătite		<u>(1.276.552)</u>	<u>(660.081)</u>
Numerar net utilizat în activități de finanțare		(1.276.552)	(660.081)
Modificarea netă a numerarului și echivalentului de numerar		589.174.551	262.623.375
Numerar și echivalent de numerar la început de an	13	949.293.236	700.797.782
Numerar și echivalent de numerar la sfârșit de perioadă	13	1,538.467,787	963.421.157

Președinte de ședință
 Petru Ion Văduva

Director General
 Ion Sterian

Director Departament Economic
 Marius Lupean

Notele alăturate de la 1 la 32 sunt parte integrantă din aceste situații financiare.

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE INTERIMARE
(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)

1. INFORMAȚII GENERALE

Societatea Națională de Transport Gaze Naturale – SNTGN Transgaz SA („Societatea”) are ca activitate principală transportul gazelor naturale. De asemenea, Societatea întreține și exploatează sistemul național de transport al gazelor naturale și desfășoară activități de cercetare și proiectare în domeniul transportului de gaze naturale. La 30 iunie 2017, acționarul majoritar al Societății este Statul român, prin Ministerul Economiei.

Societatea a fost înființată în mai 2000, în urma mai multor reorganizări ale sectorului de gaze din România; predecesora sa a făcut parte din fostul monopol național de gaz SNGN Romgaz SA („Societatea predecesoare”) care a fost reorganizată în baza Hotărârii Guvernului 334/2000.

Sectorul de gaze este reglementat de „Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei” – „ANRE”. Principalele responsabilități ale ANRE sunt următoarele:

- emiterea sau retragerea licențelor pentru companiile care operează în sectorul gazelor naturale;
- publicarea contractelor cadru de vânzare, transport, achiziție și distribuție a gazelor naturale;
- stabilirea criteriilor, cerințelor și procedurilor legate de selecția consumatorilor eligibili;
- stabilirea criteriilor de fixare a prețurilor și a metodelor de calcul pentru sectorul de gaze naturale.

Societatea are sediul social în Piața C.I. Motaș nr. 1, Mediaș, România.

Din ianuarie 2008, Societatea este listată la Bursa de Valori București, la categoria întâi a pieții, sub simbolul TGN.

2. CADRUL OPERAȚIONAL AL SOCIETĂȚII

România

Continuarea de către autoritățile române a reformelor economice reprezintă o necesitate pentru consolidarea cadrului macrofinanciar intern. Se creează astfel premisele gestionării adecvate a unor eventuale evoluții nefavorabile apărute în cazul în care aversiunea ridicată față de risc ar reveni pe piețele financiare internaționale. Performanțele pozitive înregistrate de economia românească trebuie întărite prin aplicarea unui mix consecvent de politici. În acest context putem observa că:

- (i) În ședința din 3 iulie 2017, Consiliul de administrație al Băncii Naționale a României a hotărât menținerea ratei dobânzii de politică monetară la nivelul de 1,75 la sută pe an, continuarea gestionării adecvate a lichidității din sistemul bancar și păstrarea nivelurilor actuale ale ratelor rezervelor minime obligatorii aplicabile pasivelor în lei și în valută ale instituțiilor de credit.

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE INTERIMARE
(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)

2. CADRUL OPERAȚIONAL AL SOCIETĂȚII (CONTINUARE)

- (ii) Potrivit celui mai recent Raport privind inflația publicat de BNR, rata anuală a inflației IPC este proiectată în creștere, atingând 1,6% la sfârșitul anului 2017, 3,1% la finele anului 2018 și 3,4% la orizontul prognozei (trimestrul I 2019).
- (iii) Agenția de rating Moody's a menținut calificativul Baa3 pentru datoria pe termen lung și cel de P-3 pentru datoria pe termen scurt, modificând însă perspectiva la stabilă, de la pozitivă, similar cu nivelul acordat de către celelalte agenții de rating — Standard & Poor's, Fitch și JCRA.

La finalul semestrului I 2017 față de finalul anului 2016 leul s-a depreciat față de EURO („EUR”) cu 0,28% (1 EUR= 4,5539 lei la 30 iunie 2017, 1 EUR = 4,5411 lei la 31 decembrie 2016) și s-a apreciat cu 7,81% față de dolarul SUA („USD”) (1 USD = 3.9915 lei la 30 iunie 2017, 1 USD = 4,3033 lei la 31 decembrie 2016).

La finalul semestrului I 2016 față de finalul anului 2015 leul s-a apreciat față de EURO („EUR”) cu 0,08% (1 EUR= 4,5210 lei la 30 iunie 2016, 1 EUR = 4,5245 lei la 31 decembrie 2015) și cu 2,10% față de dolarul SUA („USD”) (1 USD = 4.0624 lei la 30 iunie 2016, 1 USD = 4,1477 lei la 31 decembrie 2015).

Viitoarea orientare economică a României depinde în mare măsură de eficacitatea măsurilor economice, financiare și monetare luate de guvern, precum și de evoluția fiscală, legală, de reglementare și politică. Conducerea nu poate să estimeze evoluția mediului economic care ar putea avea impact asupra operațiunilor Societății și nici care ar putea fi impactul asupra poziției financiare a Societății.

3. REZUMATUL POLITICILOR CONTABILE SEMNIFICATIVE

Principalele politici contabile aplicate la întocmirea prezentelor situații financiare sunt prezentate în continuare. Aceste politici au fost aplicate în mod consecvent pentru toate exercițiile prezentate, exceptând cazurile în care se specifică contrariul.

3.1 Bazele întocmirii

Situațiile financiare ale Societății au fost întocmite în conformitate cu Standardele Internaționale de Raportare Financiară adoptate de Uniunea Europeană („IFRS UE”). Situațiile financiare au fost întocmite în baza convenției costului istoric, cu excepția activelor financiare disponibile pentru vânzare, care sunt prezentate la valoarea justă.

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE INTERIMARE
(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)

3. REZUMATUL POLITICILOR CONTABILE SEMNIFICATIVE (CONTINUARE)

Întocmirea situațiilor financiare în conformitate cu IFRS UE necesită utilizarea unor estimări contabile critice. De asemenea, solicită conducerii să folosească raționamentul în procesul de aplicare a politicilor contabile ale Societății. Domeniile care presupun un grad mai mare de raționament sau complexitate, sau domeniile în care ipotezele și estimările sunt semnificative pentru situațiile financiare sunt prezentate în Nota 5.

Noi reglementări contabile

(a) Standarde și interpretări care au intrat în vigoare în anul 2016

Următoarele standarde și amendamente ale standardelor existente, emise de Comitetul privind Standardele Internaționale de Contabilitate (International Accounting Standard Board - "IASB") și adoptate de Uniunea Europeană (UE) au intrat în vigoare în perioada curentă:

- Amendamente la IFRS 10 "Situații financiare consolidate", IFRS 12 „Prezentarea intereselor deținute în alte entități” și IAS 28 "Investiții în entități asociate și asocieri în participație"- Societăți de Investiții: Aplicarea excepției de la consolidare – a fost adoptată de UE pe data de 22 septembrie 2016 (aplicabil pentru perioadele financiare începând cu 1 ianuarie 2016);
- Amendamente la IFRS 11 "Asocieri în participație" – Contabilitatea achiziției de interese în asocieri în participație – adoptate de UE pe 24 noiembrie 2015 (aplicabile pentru perioadele anuale începând cu sau după 1 ianuarie 2016);
- Amendamente la IAS 1 "Prezentarea situațiilor financiare" – Inițiativa privind cerințele de prezentare – adoptate de UE pe 18 decembrie 2015 (aplicabile pentru perioadele anuale începând cu sau după 1 ianuarie 2016);
- Amendamente la IAS 16 "Imobilizări corporale" și IAS 38 "Imobilizări necorporale" – Clarificări privind metodele de amortizare acceptabile - adoptate de UE pe 2 decembrie 2015 (aplicabile pentru perioadele anuale începând cu sau după 1 ianuarie 2016);
- Amendamente la IAS 19 "Beneficiile angajaților" – Planuri de beneficii definite: contribuțiile angajaților - adoptate de UE pe 17 decembrie 2014 (aplicabile pentru perioadele anuale începând cu sau după 1 februarie 2015);
- Amendamente la IAS 27 "Situații financiare individuale" - metoda punerii în echivalență în situațiile financiare individuale - adoptate de UE pe 18 decembrie 2015 (aplicabile pentru perioadele anuale începând cu sau după 1 ianuarie 2016);

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE INTERIMARE
(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)

3. REZUMATUL POLITICILOR CONTABILE SEMNIFICATIVE (CONTINUARE)

- Amendamente la diverse standarde "Îmbunătățiri ale IFRS (ciclul 2010-2012)" care rezultă din proiectul anual de îmbunătățire a IFRS (IFRS 2, IFRS 3, IFRS 8, IFRS 13, IAS 16, IAS 24 and IAS 38) cu scopul principal de a elimina inconsecvențele și de a clarifica anumite formulări - adoptate de UE pe 17 decembrie 2014 (aplicabile pentru perioadele anuale începând cu sau după 1 ianuarie 2016);
- Amendamente la diverse standarde "Îmbunătățiri ale IFRS (ciclul 2012-2014)" care rezultă din proiectul anual de îmbunătățire a IFRS (IFRS 5, IFRS 7, IAS 19 și IAS 34) cu scopul principal de a elimina inconsecvențele și de a clarifica anumite formulări - adoptate de UE pe 15 decembrie 2015 (aplicabile pentru perioadele anuale începând cu sau după 1 ianuarie 2016).

(b) Standarde și interpretări emise de IASB și adoptate de UE, dar neintrate în vigoare

La data raportării acestor situații financiare, următoarele standarde, revizuiți și interpretări erau emise de IASB și adoptate de UE, dar nu erau încă intrate în vigoare:

- IFRS 9 "Instrumente Financiare" - adoptate de UE pe 22 noiembrie 2016 (aplicabil pentru perioadele anuale începând cu sau după 1 ianuarie 2018);
- IFRS 15 "Venituri din contractele cu clienții" cu amendamentele ulterioare" și amendamente la IFRS 15 "Data efectivă a IFRS 15" – adoptate de UE pe 22 septembrie 2016 (aplicabil pentru perioadele anuale începând cu sau după 1 ianuarie 2018);

IFRS 9 include cerințe privind instrumentele financiare, referitoare la recunoașterea, clasificarea și evaluarea, pierderile din depreciere, derecunoașterea și contabilitatea de acoperire împotriva riscurilor:

- *Clasificarea și evaluarea:* IFRS 9 introduce o nouă abordare privind clasificarea activelor financiare și cuprinde trei categorii principale de active financiare: măsurate la cost amortizat, la valoare justă prin alte elemente ale rezultatului global, la valoare justă prin contul de profit sau pierdere. Clasificarea pe IFRS 9 este determinată de caracteristicile fluxurilor de numerar și de modelul de business în cadrul căruia este deținut un activ. Această abordare unitară bazată pe principii elimină categoriile de clasificare a activelor financiare din IAS 39: deținute până la scadență, credite și avansuri și active financiare disponibile în vederea vânzării. Noul model va determina de asemenea existența unui singur model de depreciere aplicabil tuturor instrumentelor financiare.

Conform IFRS 9, derivatele încorporate în contracte, în care instrumentul gazdă este un instrument financiar în scopul acestui standard, nu sunt separate, ci întregul instrument hibrid este considerat pentru clasificare.

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE INTERIMARE
(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)

3. REZUMATUL POLITICILOR CONTABILE SEMNIFICATIVE (CONTINUARE)

- *Pierderi din depreciere:* IFRS 9 introduce un model nou privind pierderile din depreciere, bazat pe pierderile așteptate, care va impune recunoașterea mai rapidă a pierderilor așteptate din deprecierea creanțelor. Standardul prevede ca entitățile să înregistreze pierderile din depreciere așteptate aferente creanțelor din momentul recunoașterii inițiale a instrumentelor financiare și totodată să recunoască mult mai repede pierderile din depreciere așteptate pe întreaga durată de viață a acestora.
- *Contabilitatea de acoperire:* IFRS 9 introduce un model semnificativ îmbunătățit privind contabilitatea de acoperire, ce cuprinde cerințe suplimentare de prezentare a informațiilor privind activitatea de administrare a riscurilor. Noul model reprezintă o revizuire semnificativă a principiilor contabilității de acoperire, care permite alinierea tratamentului contabil cu activitățile de administrare a riscurilor.
- *Riscul de credit propriu:* IFRS 9 elimină volatilitatea din contul de profit sau pierdere cauzată de modificarea riscului de credit aferent datoriiilor evaluate la valoare justă. Modificarea cerințelor de contabilizare a acestor datorii presupune că nu vor mai fi recunoscute prin profit sau pierdere câștigurile generate de deteriorarea propriului risc de credit al unei entități.

(c) Standarde și interpretări emise de IASB dar neadoptate încă de UE

La data raportării acestor situații financiare, IFRS așa cum au fost adoptate de UE nu diferă semnificativ de reglementările adoptate de IASB, cu excepția următoarelor standarde, amendamente și interpretări, a căror aplicare nu a fost aprobată încă de UE până la data autorizării acestor situații financiare:

- IFRS 14 “Conturi în avans pentru entitățile reglementate” (aplicabil pentru perioadele anuale începând cu sau după 1 ianuarie 2016) – Comisia Europeană a decis să nu inițieze procesul de adoptare a acestui standard interimar, ci să aștepte emiterea standardului final;
- IFRS 16 „Leasing” (aplicabil pentru perioadele anuale începând cu sau după 1 ianuarie 2019);
- Amendamente la IFRS “Plata pe bază de acțiuni” – Clasificarea și evaluarea tranzacțiilor pe bază de acțiuni (aplicabil pentru perioadele anuale începând cu sau după 1 ianuarie 2018), adoptarea este așteptată în a doua jumătate a anului 2017;
- Amendamente la IFRS 4 “Contracte de Asigurare” - Aplicarea IFRS 9 Instrumente Financiare cu IFRS 4 Contracte de Asigurare (aplicabil pentru perioadele anuale începând cu sau după 1 ianuarie 2018 ori când IFRS 9 “Instrumente Financiare” este aplicat prima dată), adoptarea este așteptată în 2017;

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE INTERIMARE
(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)

3. REZUMATUL POLITICILOR CONTABILE SEMNIFICATIVE (CONTINUARE)

- Amendamente la IFRS 10 “Situatii financiare consolidate” și IAS 28 “Investiții în entități asociate și asocieri în participație” - Vânzarea de sau contribuția cu active între un investitor și entitățile asociate sau asocierile în participație ale acestuia și amendamentele ulterioare (data intrării în vigoare a fost amânată pe perioadă nedeterminată, până când se va finaliza proiectul de cercetare privind metoda punerii în echivalență);
- Amendamente la IFRS 15 “Venituri din contractele cu clienții” - Clarificari la IFRS 15 Venituri din contractele cu clienții (aplicabil pentru perioadele anuale începând cu sau după 1 ianuarie 2018), adoptarea este așteptată în al doilea trimestru al anului 2017;
- Amendamente la IAS 7 “Situatia fluxurilor de numerar” – inițiativa privind cerințele de prezentare (aplicabil pentru perioadele anuale începând cu sau după 1 ianuarie 2017);
- Amendamente la IAS 12 “Impozitul pe profit” – recunoașterea creanței privind impozitul amânat din pierderi nerealizate (aplicabil pentru perioadele anuale începând cu sau după 1 ianuarie 2017);
- Amendamente la IAS 40 „Investiții imobiliare” – transferul investițiilor imobiliare (aplicabil pentru perioadele anuale începând cu sau după 1 ianuarie 2018), adoptarea este așteptată în a doua jumătate a anului 2017;
- Amendamente la diverse standarde ”Îmbunătățiri ale IFRS (ciclul 2014-2016)” care rezultă din proiectul anual de îmbunătățire a IFRS (IFRS 1, IFRS 12 și IAS 28) cu scopul principal de a elimina inconsecvențele și de a clarifica anumite formulări (amendamentele la IFRS 12 sunt aplicabile pentru perioadele anuale începând cu sau după 1 ianuarie 2017, iar amendamentele la IFRS 1 și IAS 28 sunt aplicabile pentru perioadele anuale începând cu sau după 1 ianuarie 2018), adoptarea este așteptată în a doua jumătate a anului 2017;
- IFRIC 22 “Tranzacții în moneda străină și Cotizații” (aplicabil pentru perioadele anuale începând cu sau după 1 ianuarie 2018), adoptarea este așteptată în a doua jumătate a anului 2017.

3.2 Raportarea pe segmente

Raportarea pe segmente de activitate se face într-un mod consecvent cu raportarea internă către principalul factor decizional operațional. Principalul factor decizional operațional, care este responsabil cu alocarea resurselor și evaluarea performanței segmentelor de activitate, a fost identificat ca fiind consiliul de administrație care ia deciziile strategice.

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE INTERIMARE
(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)

3. REZUMATUL POLITICILOR CONTABILE SEMNIFICATIVE (CONTINUARE)

3.3 Tranzacții în monedă străină

a) Moneda funcțională

Elementele incluse în situațiile financiare ale Societății sunt evaluate folosind moneda mediului economic în care operează entitatea („moneda funcțională”). Situațiile financiare sunt prezentate în leul românesc („lei”), care reprezintă moneda funcțională și de prezentare a Societății.

b) Tranzacții și solduri

Tranzacțiile în monedă străină sunt convertite în monedă funcțională folosind cursul de schimb valabil la data tranzacțiilor sau evaluării la data bilanțului. Profitul și pierderea rezultate din diferențele de curs de schimb în urma încheierii acestor tranzacții și din conversia la cursul de schimb de la sfârșitul perioadei de raportare a activelor monetare și obligațiilor denominate în monedă străină se reflectă în situația rezultatului global.

3.4 Contabilitatea efectelor hiperinflației

România a trecut prin perioade de inflație relativ ridicată și a fost considerată hiperinflaționistă conform IAS 29 „Raportarea financiară în economiile hiperinflaționiste”. Acest standard impunea ca situațiile financiare întocmite în moneda unei economii hiperinflaționiste să fie prezentate în termenii puterii de cumpărare la data de 31 decembrie 2003. Întrucât caracteristicile mediului economic din România indică încetarea hiperinflației, începând cu 1 ianuarie 2004, Societatea nu mai aplică prevederile IAS 29.

Prin urmare, valorile raportate în termenii puterii de cumpărare la data de 31 decembrie 2003 sunt tratate ca bază pentru valorile contabile din aceste situații financiare.

3.5 Imobilizări necorporale

Programe informatice

Licențele achiziționate aferente drepturilor de utilizare a programelor informatice sunt capitalizate pe baza costurilor înregistrate cu achiziționarea și punerea în funcțiune a programelor informatice respective. Aceste costuri sunt amortizate pe durata de viață utilă estimată a acestora (trei ani).

Costurile aferente dezvoltării sau întreținerii programelor informatice sunt recunoscute ca și cheltuieli în perioada în care sunt înregistrate.

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE INTERIMARE
(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)

3. REZUMATUL POLITICILOR CONTABILE SEMNIFICATIVE (CONTINUARE)

Acordul de concesiune a serviciilor

Începând cu anul 2010, Societatea, a început să aplice IFRIC 12, **Angajamente de concesiune a serviciilor**, adoptat de către UE. Domeniul de aplicare al IFRIC 12 cuprinde: infrastructura existentă la momentul semnării acordului de concesiune și, de asemenea, modernizările și îmbunătățirile aduse sistemului național de transport gaze naturale, care sunt transferate autorității de reglementare la sfârșitul acordului de concesiune.

Așa cum este prezentat în Nota 8, Societatea are dreptul de a taxa utilizatorii serviciului public, și, în consecință, un activ necorporal a fost recunoscut pentru acest drept.

Datorită faptului că Acordul de Concesiune a Serviciilor („ACS”) nu a avut substanță comercială (adică nu a modificat nimic substanțial în modul în care Societatea a operat activele; fluxurile de numerar s-au modificat numai cu plata redevenței, dar, pe de altă parte, tariful de transport a crescut pentru a acoperi redevența), activul necorporal a fost măsurat la valoarea netă rămasă a activelor derecunoscute (clasificate în situațiile financiare ca și imobilizări corporale la data aplicării IFRIC 12). În consecință, Societatea a continuat să recunoască activul, dar l-a reclasificat ca și activ necorporal. Societatea a testat activele necorporale recunoscute la acea dată fără a identifica depreciere.

Pe măsură ce apar, costurile înlocuirilor sunt trecute pe cheltuială, în timp ce îmbunătățirile activelor utilizate în cadrul ACS sunt recunoscute la valoarea justă.

Activele necorporale sunt amortizate la zero pe parcursul perioadei rămase a acordului de concesiune.

3.6 Imobilizări corporale

Imobilizările corporale cuprind clădiri, terenuri, active folosite pentru activitatea de transport internațional nereglementată (eg. conducte, compresoare, instalații de filtrare, dispozitive).

Clădirile cuprind în special clădiri auxiliare activelor operaționale, un centru de cercetare și clădiri de birouri.

Cheltuielile ulterioare sunt incluse în valoarea contabilă a activului sau recunoscute ca activ separat, după caz, doar când intrarea de beneficii economice viitoare pentru Societate asociate elementului este probabilă iar costul elementului respectiv poate fi evaluat în mod credibil. Valoarea contabilă a activului înlocuit este scoasă din evidență. Toate celelalte cheltuieli cu reparații și întreținere sunt recunoscute în situația rezultatului global în perioada financiară în care acestea apar.

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE INTERIMARE
(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)

3. REZUMATUL POLITICILOR CONTABILE SEMNIFICATIVE (CONTINUARE)

Terenurile nu se amortizează. Amortizarea altor elemente de imobilizări corporale este calculată pe baza metodei liniare în vederea alocării costului lor mai puțin valoarea reziduală, pe parcursul duratei lor de viață utilă, după cum urmează:

	<u>Număr de ani</u>
Clădiri	50
Active din sistemul de transport al gazelor	20
Alte mijloace fixe	4 - 20

Înainte de 31 decembrie 2008, costurile îndatorării erau suportate pe măsură ce apăreau. Începând cu 1 ianuarie 2009, costurile îndatorării care sunt atribuibile direct achiziției, construcției sau producției unui activ cu ciclu lung de producție sunt capitalizate ca parte a costului respectivului activ. Costurile îndatorării care sunt atribuibile direct achiziției, construcției sau producției unui activ cu ciclu lung de producție sunt acele costuri de îndatorare care ar fi fost evitate în cazul în care cheltuielile cu activul nu ar fi fost efectuate. În măsura în care fondurile sunt împrumutate special pentru obținerea unui activ cu ciclu lung de producție, valoarea costurilor îndatorării eligibile pentru capitalizarea activului în cauză este determinată prin costul real generat de acel împrumut în decursul perioadei, mai puțin veniturile din investițiile temporare ale acestor împrumuturi. În măsura în care fondurile sunt împrumutate, în general, și utilizate în scopul obținerii unui activ cu ciclu lung de producție, valoarea costurilor îndatorării eligibile pentru capitalizare este determinată prin aplicarea unei rate de capitalizare a cheltuielilor pentru acel activ.

Rata de capitalizare este media ponderată a costurilor îndatorării aplicabile împrumuturilor entității, care sunt scadente în decursul perioadei, altele decât împrumuturile făcute special pentru obținerea activului cu ciclu lung de producție.

Valorile reziduale ale activelor și duratele de viață utilă sunt revizuite, și ajustate în mod corespunzător, la sfârșitul fiecărei perioade de raportare.

Valoarea contabilă a unui activ este redusă imediat la valoarea recuperabilă dacă valoarea contabilă a activului respectiv este mai mare decât valoarea recuperabilă estimată (Nota 3.7).

Câștigurile și pierderile rezultate în urma cedării sunt determinate prin compararea sumelor de încasat cu valoarea contabilă și sunt recunoscute în situația rezultatului global în perioada în care a avut loc vânzarea.

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE INTERIMARE
(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)

3. REZUMATUL POLITICILOR CONTABILE SEMNIFICATIVE (CONTINUARE)

3.7 Deprecierea activelor nefinanciare

Activele supuse amortizării sunt revizuite pentru identificarea pierderilor din deprecieri ori de câte ori evenimente sau schimbări în circumstanțe indică faptul că valoarea contabilă nu mai poate fi recuperată.

Pierdere din deprecieri este reprezentată de diferența dintre valoarea contabilă și valoarea recuperabilă a activului respectiv. Valoarea recuperabilă este maximul dintre valoarea justă a activului minus costurile de vânzare și valoarea de utilizare. O pierdere din deprecieri recunoscută pentru un activ în perioadele anterioare este stornată dacă apar modificări ale estimărilor utilizate la determinarea valorii recuperabile a activului de la data la care a fost recunoscută ultima pierdere din deprecieri. Pentru calculul acestei pierderi, activele sunt grupate până la cel mai mic nivel de detaliu pentru care pot fi identificate fluxuri independente de trezorerie (unități generatoare de numerar). Activele nefinanciare care au suferit deprecieri sunt revizuite în vederea unei posibile stornări a deprecierii la fiecare dată de raportare.

3.8 Active aparținând domeniului public

În conformitate cu Legea Domeniului Public 213/1998, conductele pentru transportul gazelor sunt proprietate publică. Hotărârea de Guvern 491/1998, confirmată de Hotărârea de Guvern 334/2000, precizează că mijloacele fixe cu o valoare contabilă istorică statutară brută de 474.952.575 lei (31 decembrie 2016: 474.952.575 lei) reprezentând conducte de gaz, se află în administrarea Societății. Prin urmare, Societatea are dreptul exclusiv de utilizare a acestor active pe perioada concesiunii și le va restitui Statului la sfârșitul acestei perioade (vezi Nota 8). Societatea încasează cea mai mare parte din beneficiile asociate activelor și este expusă celei mai mari părți dintre riscuri, inclusiv obligația de a menține activele rețelei pe parcursul unei perioade cel puțin egale cu durata de viață utilă rămasă, iar performanțele financiare ale Societății sunt direct influențate de starea acestei rețele. Prin urmare, înainte de 1 ianuarie 2010, Societatea a recunoscut aceste active ca imobilizări corporale, împreună cu o rezervă corespunzătoare în capitalurile proprii (vezi Nota 5.2). Politicile contabile aplicate acestor active au fost aceleași cu cele aplicate imobilizărilor corporale ale Societății (Notele 3 și 3.6).

După cum este prezentat în Nota 3.5, Societatea a adoptat IFRIC 12 din 1 ianuarie 2010 și a reclasificat aceste active și îmbunătățirile ulterioare ca active necorporale (cu excepția conductelor pentru transport internațional).

În conformitate cu Legea Concesiunii Publice nr. 238/2004, este datorată o redevență pentru bunurile publice administrate de societăți altele decât cele de stat. Rata redevenței pentru utilizarea conductelor de transport al gazelor este stabilită de guvern. Începând din octombrie 2007, redevența a fost stabilită la 10% din venituri. Durata acordului de concesiune este de 30 de ani, până în 2032.

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE INTERIMARE
(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)

3. REZUMATUL POLITICILOR CONTABILE SEMNIFICATIVE (CONTINUARE)

3.9 Active financiare

Societatea își clasifică activele financiare în următoarele categorii: evaluate la valoarea justă prin profit sau pierdere, împrumuturi și creanțe și disponibile pentru vânzare. Clasificarea se face în funcție de scopul în care au fost achiziționate activele financiare. Conducerea stabilește clasificarea acestor imobilizări la momentul recunoașterii inițiale.

(a) Împrumuturi și creanțe

Împrumuturile și creanțele sunt active financiare nederivate cu plăți fixe sau determinabile și care nu sunt cotate pe o piață activă. Ele sunt incluse în activele circulante, cu excepția celor care au o perioadă de maturitate mai mare de 12 luni de la sfârșitul perioadei de raportare. Acestea sunt clasificate ca active imobilizate. Împrumuturile și creanțele Societății cuprind „creanțe comerciale și alte creanțe” și numerar și echivalente numerar în situația poziției financiare (Notele 3.11 și 3.13).

Legea 127/2014 intrată în vigoare din 5 octombrie 2014 menționează că în cazul încetării contractului de concesiune din orice motiv, sau la terminarea contractului, investiția efectuată de către operatorul sistemului național de transport se transferă către proprietarul sistemului național de transport sau către un alt concedent în schimbul plății unei compensații egale cu valoarea reglementată rămasă neamortizată stabilită de către ANRE. Societatea a recunoscut pentru investițiile efectuate până la data bilanțului o creanță aferentă valorii rămase reglementate valabilă la sfârșitul contractului de concesiune, la valoarea prezentă la data bilanțului, și un venit în avans. Rata de actualizare folosită pentru a calcula valoarea prezentă a creanței este cea a obligațiunilor guvernamentale pe termen lung cu cupon zero, pe o perioadă apropiată de durata rămasă a acordului de concesiune. Evaluarea inițială a compensației se face la valoarea justă care reflectă riscul de credit, ce se aplică la valoarea reglementată rămasă neamortizată la sfârșitul contractului. Evaluarea ulterioară se face la costul amortizat, folosind metoda dobânzii efective. Rata dobânzii efective utilizată este bazată pe date istorice și nu se modifică în funcție de rata dobânzii pe piață.

(b) Active financiare disponibile pentru vânzare

Activele financiare disponibile pentru vânzare sunt instrumente nederivate care fie sunt clasificate în mod specific în această categorie, fie nu se încadrează în nici una din celelalte categorii. Ele sunt incluse în activele imobilizate, cu excepția cazului în care conducerea intenționează să înstrăineze investițiile în termen de maxim 12 luni de la sfârșitul perioadei de raportare.

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE INTERIMARE
(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)

3. REZUMATUL POLITICILOR CONTABILE SEMNIFICATIVE (CONTINUARE)

Achizițiile și vânzările regulate de active financiare sunt recunoscute la data tranzacționării – data la care Societatea se angajează să cumpere sau să vândă respectivul activ. Investițiile sunt recunoscute inițial la valoarea justă plus cheltuielile de tranzacționare pentru toate activele financiare neînregistrate la valoarea justă prin profit sau pierdere. Activele financiare disponibile pentru vânzare sunt înregistrate ulterior la valoarea justă. Împrumuturile și creanțele sunt înregistrate la cost amortizat pe baza metodei dobânzii efective.

Modificările valorii juste a titlurilor monetare și nemonetare clasificate ca disponibile pentru vânzare sunt recunoscute în alte elemente ale rezultatului global.

Atunci când titlurile de valoare clasificate ca disponibile pentru vânzare sunt vândute sau depreciate, ajustările cumulate ale valorii juste recunoscute în capitalurile proprii sunt incluse în contul de profit și pierdere la „câștiguri și pierderi din titluri de plasament”.

Dividendele aferente activelor financiare disponibile pentru vânzare sunt recunoscute în profit sau pierdere la alte elemente ale rezultatului global atunci când se stabilește dreptul Societății de a le încasa.

(c) Deprecierea activelor financiare

La fiecare dată de raportare, Societatea evaluează dacă există probe obiective conform cărora un activ financiar sau un grup de active financiare a suferit o depreciere. Un activ financiar sau un grup de active financiare este depreciat și sunt suportate pierderi din depreciere numai dacă există dovezi obiective ale deprecierii ca rezultat al unui sau mai multor evenimente care au apărut după recunoașterea inițială a activului (un „eveniment care ocazionalizează pierderi”) și dacă acel eveniment (sau evenimente) care ocazionalizează pierderi are (au) un impact asupra fluxurilor de trezorerie viitoare estimate ale activului financiar sau ale grupului de active financiare care poate fi estimat în mod credibil.

Criteriile pe care Societatea le folosește pentru a determina că există dovezi obiective ale unei pierderi din depreciere includ:

- dificultate financiară semnificativă a emitentului sau debitorului;
- o încălcare a contractului, cum ar fi neplata sau întârzieri la plata dobânzii sau a creditului;
- societatea, din motive economice sau juridice legate de dificultatea financiară a debitorului, acordă debitorului o concesiune pe care creditorul nu ar fi avut-o altfel în vedere;
- este probabil ca debitorul să intre în faliment sau altă formă de reorganizare financiară;

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE INTERIMARE
(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)

3. REZUMATUL POLITICILOR CONTABILE SEMNIFICATIVE (CONTINUARE)

- dispariția pieței active pentru acel activ financiar din cauza dificultăților financiare; sau
- date observabile indică faptul că există o diminuare măsurabilă a fluxurilor de trezorerie viitoare estimate dintr-un portofoliu de active financiare de la recunoașterea inițială a acelor active, chiar dacă diminuarea nu poate fi încă identificată pentru activele financiare individuale din portofoliu, inclusiv:
- schimbări nefavorabile în situația plăților debitorilor din portofoliu; și
- condiții economice, la nivel național sau local, corelate cu neplata, referitoare la activele din portofoliu.

Societatea evaluează în primul rând dacă există probe obiective ale deprecierei.

(i) Active înregistrate la cost amortizat

Testarea deprecierei creanțelor comerciale este descrisă mai sus.

Pentru împrumuturi și creanțe, valoarea pierderii este măsurată ca diferența dintre valoarea contabilă a activului și valoarea actualizată a fluxurilor de trezorerie viitoare estimate (excluzând viitoarele pierderi de credit care nu au fost contractate), actualizate la rata inițială a activului; rata de actualizare pentru evaluarea oricărei pierderi din depreciere este rata actuală a dobânzii efective determinată în conformitate cu contractul. În practică, societatea poate măsura deprecierea pe baza valorii juste a unui instrument utilizând un preț observabil pe piață.

Dacă, într-o perioadă ulterioară, valoarea pierderii din depreciere scade și scăderea poate fi corelată obiectiv cu un eveniment care are loc după ce deprecierea a fost recunoscută (cum ar fi o îmbunătățire în punctajul de credit a debitorului), reluarea pierderii din deprecierea recunoscută anterior este recunoscută ca profit sau pierdere.

(ii) Active clasificate ca disponibile pentru vânzare

Societatea evaluează în fiecare perioadă de raportare dacă există dovezi obiective că un activ financiar sau un grup de active financiare este depreciat. În cazul instrumentelor de capital clasificate ca disponibile pentru vânzare, o scădere semnificativă sau prelungită a valorii activelor financiare sub costul lor este considerată un indicator că activele sunt depreciate. Dacă există astfel de dovezi pentru activele financiare disponibile pentru vânzare, pierderea cumulată - măsurată ca diferența dintre costul de achiziție și valoarea justă curentă, minus orice pierdere din deprecierea activului financiar recunoscut anterior, în profit sau pierdere - este eliminată din alte elemente ale rezultatului global și recunoscută în profit sau pierdere. Pierderile din depreciere recunoscute în profit sau pierdere pentru instrumente de capitaluri proprii nu sunt reluate, ulterior, și orice câștig ulterior este recunoscut în alte elemente ale rezultatului global.

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE INTERIMARE
(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)

3. REZUMATUL POLITICILOR CONTABILE SEMNIFICATIVE (CONTINUARE)

3.10 Stocuri

Stocurile sunt înregistrate la cea mai mică valoare dintre cost și valoarea realizabilă netă.

Componentele recuperate din dezmembrări respectiv reparații de conducte construite de către Societate sunt înregistrate ca și stocuri la o valoare determinată de către o comisie tehnică. Valoarea determinată astfel nu depășește valoarea realizabilă netă.

Costul este determinat pe baza metodei primul intrat, primul ieșit. Acolo unde este necesar, sunt înregistrate provizioane pentru stocurile uzate moral și cu mișcare lentă. Stocurile uzate moral identificate individual sunt provizionate la valoare integrală sau eliminate din bilanț. Pentru stocurile cu mișcare lentă este efectuată o estimare a vechimii pe fiecare categorie principală, pe baza rotației stocurilor.

Costul gazelor naturale utilizate în activitatea de echilibrare a sistemului național de transport este determinat pe baza metodei costului mediu ponderat.

3.11 Creanțe comerciale

Creanțele comerciale sunt sumele datorate de clienți pentru serviciile prestate în cadrul operațiunilor de afaceri. Dacă perioada de colectare este de un an sau mai puțin (sau în ciclul normal de exploatare a activității), ele sunt clasificate ca active circulante. Dacă nu, ele sunt prezentate ca active imobilizate.

Creanțele comerciale sunt recunoscute inițial la valoarea justă, iar ulterior evaluate la costul amortizat pe baza metodei dobânzii efective, mai puțin provizionul pentru depreciere.

3.12 Taxa pe valoarea adăugată

Taxa pe valoarea adăugată trebuie plătită autorităților fiscale pe baza decontului TVA lunar până la data de 25 a lunii următoare, indiferent de nivelul de recuperare a creanțelor de la clienți. Autoritățile fiscale permit decontarea TVA pe o bază netă. Dacă TVA deductibil este mai mare decât TVA colectat, diferența este rambursabilă la cererea Societății. Respectivul TVA poate fi rambursat după efectuarea unui control fiscal, sau chiar în absența acestuia, dacă sunt întrunite anumite condiții. TVA aferentă vânzărilor și achizițiilor care nu au fost decontate la sfârșitul perioadei de raportare este recunoscută în situația poziției financiare la valoarea netă și prezentată separat ca un activ sau obligație curentă. În cazurile în care au fost create provizioane pentru deprecierea creanțelor, pierderea din depreciere este înregistrată pentru valoarea brută a debitorului, inclusiv TVA. TVA aferent trebuie plătit către Stat și poate fi recuperat doar în cazul prescrierii debitorului, ca urmare a deciziei de faliment.

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE INTERIMARE
(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)

3. REZUMATUL POLITICILOR CONTABILE SEMNIFICATIVE (CONTINUARE)

3.13 Numerar și echivalent de numerar

Numerarul și echivalentele de numerar cuprind numerarul în casă, disponibilul din conturile curente la bănci, alte investiții pe termen scurt cu lichiditate ridicată și cu termene de maturitate inițiale de până la trei luni și descoperit de cont la bănci. În situația poziției financiare, facilitățile de descoperit de cont sunt evidențiate la împrumuturi, în cadrul datoriei curente.

3.14 Capitaluri proprii

Capital social

Acțiunile ordinare sunt clasificate drept capitaluri proprii.

Costurile suplimentare care pot fi atribuite direct emisiunii de noi acțiuni sau opțiuni sunt evidențiate în capitalurile proprii ca deduceri, net de impozit, din încasări.

Dividende

Dividendele sunt recunoscute ca obligații și sunt deduse din capitalurile proprii la sfârșitul perioadei de raportare doar dacă au fost declarate înainte de sau la sfârșitul perioadei de raportare. Dividendele sunt recunoscute atunci când au fost propuse înaintea sfârșitului perioadei de raportare, sau când au fost propuse sau declarate după sfârșitul perioadei de raportare, dar înainte de data la care situațiile financiare au fost avizate spre a fi emise.

3.15 Împrumuturi

Împrumuturile sunt recunoscute inițial la valoarea justă, net de costurile de tranzacționare înregistrate. Ulterior, împrumuturile sunt evidențiate la cost amortizat; orice diferență dintre sumele încasate (net de costurile de tranzacționare) și valoarea răscumpărării este recunoscută în profit sau pierdere pe durata împrumuturilor pe baza metodei dobânzii efective.

Împrumuturile sunt clasificate ca datorii curente, cu excepția situației în care Societatea are un drept necondiționat de a amâna achitarea datoriei pentru minimum 12 luni de la sfârșitul perioadei de raportare.

3.16 Impozit pe profit curent și amânat

Cheltuiala cu impozitul aferentă perioadei include impozitul curent și impozitul amânat și este recunoscută în profit sau pierdere, cu excepția cazului în care este recunoscut în alte elemente ale rezultatului global sau direct în capitalurile proprii pentru că se referă la tranzacții care sunt, la rândul lor, recunoscute în aceeași perioadă sau în altă perioadă, în alte elemente ale rezultatului global sau direct în capitalurile proprii.

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE INTERIMARE
(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)

3. REZUMATUL POLITICILOR CONTABILE SEMNIFICATIVE (CONTINUARE)

Cheltuiala cu impozitul pe profit curent se calculează pe baza reglementărilor fiscale în vigoare la sfârșitul perioadei de raportare. Conducerea evaluează periodic pozițiile din declarațiile fiscale în ceea ce privește situațiile în care reglementările fiscale aplicabile sunt interpretabile și constituie provizioane, acolo unde este cazul, pe baza sumelor estimate ca datorate autorităților fiscale.

Impozitul pe profit amânat este recunoscut, pe baza metodei obligației bilanțiere, pentru diferențele temporare intervenite între bazele fiscale ale activelor și datoriilor și valorile contabile ale acestora din situațiile financiare. Totuși, impozitul pe profit amânat care rezultă în urma recunoașterii inițiale a unui activ sau pasiv dintr-o tranzacție alta decât o combinație de întreprinderi, și care la momentul tranzacției nu afectează profitul contabil și nici cel impozabil nu este recunoscut. Impozitul pe profit amânat este determinat pe baza ratelor de impozitare (și reglementărilor legale) intrate în vigoare până la sfârșitul perioadei de raportare și care urmează să fie aplicate în perioada în care impozitul amânat de recuperat va fi valorificat sau impozitul amânat de plată va fi achitat.

Impozitul amânat de recuperat este recunoscut numai în măsura în care este probabil să se obțină în viitor un profit impozabil din care să fie deduse diferențele temporare.

3.17 Datorii comerciale și alte datorii

Furnizorii și alte datorii sunt recunoscute inițial la valoarea justă și evaluate ulterior la cost amortizat pe baza metodei dobânzii efective. Conturile de datorii comerciale și alte datorii se închid ca urmare a plății datoriilor, a compensării cu creanțe reciproce sau la prescrierea lor prin contul de profit și pierdere.

3.18 Venituri înregistrate în avans

Veniturile în avans sunt înregistrate pentru taxele de racordare aplicate clienților la racordarea acestora la rețeaua de transport a gazului, pentru obiectivele primite cu titlu gratuit, pentru fonduri nerambursabile încasate și pentru dreptul de a recupera valoarea reglementată rămasă neamortizată a bunurilor aferente investițiilor realizate în calitate de concesionar.

Fondurile nerambursabile încasate și dreptul de a recupera valoarea reglementată rămasă neamortizată a bunurilor aferente investițiilor realizate în calitate de concesionar sunt asimilate subvențiilor guvernamentale.

Subvențiile guvernamentale sunt recunoscute la valoarea de piață atunci când există o asigurare rezonabilă că acestea vor fi primite și că vor fi îndeplinite condițiile aferente.

Taxele de racordare aplicate clienților la racordarea acestora la rețeaua de transport a gazului și obiectivele primite cu titlu gratuit de la clienți reprezintă considerația pentru prestarea în continuare a serviciului în conformitate cu IRFIC 18.

Pentru taxele de racordare aplicate clienților la racordarea acestora la rețeaua de transport a gazului, pentru obiectivele primite cu titlu gratuit, pentru fonduri nerambursabile încasate și pentru dreptul de a recupera valoarea reglementată rămasă neamortizată a bunurilor aferente investițiilor realizate în calitate de concesionar Societatea a ales să înregistreze valoarea totală a activului și un venit în avans. Venitul în avans este înregistrat în contul de profit și pierdere pe durata de viață utilă a activelor aferente (conduce de racordare, stații de reglare măsurare, contoare).

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE INTERIMARE
(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)

3. REZUMATUL POLITICILOR CONTABILE SEMNIFICATIVE (CONTINUARE)

Legea 127/2014 intrată în vigoare din 5 octombrie 2014 menționează că în cazul încetării contractului de concesiune din orice motiv, sau la terminarea contractului, investiția efectuată de către operatorul sistemului național de transport se transferă către proprietarul sistemului național de transport sau către un alt concedent în schimbul plății unei compensații egale cu valoarea reglementată rămasă neamortizată stabilită de către ANRE. Societatea a recunoscut pentru investițiile efectuate până la data bilanțului o creanță aferentă valorii rămase reglementate la sfârșitul acordului de concesiune, la valoarea prezentă la data bilanțului, și un venit în avans. Venitul în avans se recunoaște în contul de profit și pierdere pe durata rămasă a acordului de concesiune. Societatea are obligația de a moderniza și de menține sistemul național de transport la anumiți parametri de funcționare.

3.19 Beneficiile angajaților

În cursul normal al activității, Societatea face plăți către Statul român în numele angajaților săi, pentru fondurile de sănătate, pensii și șomaj. Toți angajații Societății sunt membri ai planului de pensii al statului român, care este un plan fix de contribuții. Aceste costuri sunt recunoscute în contul de profit și pierdere odată cu recunoașterea cheltuielilor salariale.

Beneficii acordate la pensionare

Conform contractului colectiv de muncă, Societatea trebuie să plătească angajaților la momentul pensionării o sumă compensatorie egală cu un anumit număr de salarii brute, în funcție de perioada lucrată în industria de gaz, condițiile de lucru, etc. Societatea a înregistrat un provizion pentru astfel de plăți (vezi Nota 21). Obligația recunoscută în bilanț reprezintă valoarea prezentă a obligației la data bilanțului. Obligația este calculată anual de către specialiști independenți utilizând Metoda Factorului de Credit Proiectat. Valoarea prezentă este determinată prin actualizarea fluxurilor de numerar viitoare cu rata dobânzii obligațiunilor guvernamentale pe termen lung.

Costul serviciului curent este recunoscut în contul de profit și pierdere în cheltuiala cu angajații. Cheltuiala cu dobânda este inclusă în contul de profit și pierdere în cheltuieli financiare.

Câștigurile sau pierderile actuariale datorate modificărilor în ipotezele actuariale sunt recunoscute în situația rezultatului global în perioada pentru care este efectuat calculul actuarial.

Asigurări sociale

Societatea înregistrează cheltuieli legate de angajații săi, ca urmare a acordării unor beneficii legate de asigurări sociale. Aceste sume cuprind în principal costurile implicite ale angajării de muncitori și, ca urmare, sunt incluse în cheltuielile salariale.

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE INTERIMARE
(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)

3. REZUMATUL POLITICILOR CONTABILE SEMNIFICATIVE (CONTINUARE)

Participarea la profit și prime

Societatea recunoaște o obligație și o cheltuială pentru prime și participare la profit, pe baza unei formule care ține cont de profitul atribuibil acționarilor Societății după anumite ajustări. Societatea recunoaște o obligație acolo unde este obligat prin contract sau unde există o practică trecută care a creat o obligație implicită.

3.20 Provizioane pentru riscuri și cheltuieli

Provizioanele pentru riscuri și cheltuieli sunt recunoscute în momentul în care Societatea are o obligație legală sau implicită ca urmare a unor evenimente din trecut, când pentru decontarea obligației este necesară o ieșire de resurse care încorporează beneficii economice și pentru care poate fi făcută o estimare credibilă în ceea ce privește valoarea obligației. Acolo unde există o serie de obligații similare, probabilitatea ca o ieșire de resurse să fie necesară pentru decontare este stabilită în urma evaluării clasei de obligații ca întreg. Provizionul este recunoscut chiar dacă probabilitatea unei ieșiri de resurse legate de orice element inclus în orice clasă de obligații este redusă. Acolo unde Societatea așteaptă rambursarea unui provizion, de exemplu printr-un contract de asigurări, rambursarea este recunoscută ca activ separat, dar numai atunci când rambursarea este teoretic sigură.

Provizioanele sunt evaluate la valoarea actualizată a cheltuielilor estimate ca fiind necesare pentru decontarea obligației, utilizând o rată pre-impozitare care să reflecte evaluările de piață curente ale valorii temporale a banilor și a riscurilor specifice obligației. Majorarea provizionului datorată trecerii timpului este recunoscută ca și cheltuială cu dobânda.

3.21 Recunoașterea veniturilor

Veniturile cuprind valoarea justă a sumelor încasate sau de încasat din vânzarea de servicii și/sau bunuri și în cursul activității normale a Societății. Veniturile sunt înregistrate net de taxa pe valoarea adăugată, reduceri, rabaturi și reduceri de preț.

Societatea recunoaște veniturile în momentul în care valoarea acestora poate fi estimată cu certitudine, când este probabil ca entitatea să încaseze beneficii economice viitoare și când se îndeplinesc anumite criterii pentru fiecare din activitățile Societății, așa cum se arată în cele ce urmează. Valoarea veniturilor nu se consideră estimabilă în mod credibil până când nu se soluționează toate contingențele aferente vânzării. Societatea își bazează estimările pe rezultate istorice, ținând seama de tipul clientului, tipul tranzacției și specificul fiecărui angajament.

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE INTERIMARE
(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)

3. REZUMATUL POLITICILOR CONTABILE SEMNIFICATIVE (CONTINUARE)

a) Venituri din servicii

Veniturile din transportul intern și internațional al gazului sunt constituite din rezervarea capacității de transport și transportul prin SNT al cantităților determinate de gaze naturale, exprimate în unități de energie, pe perioada de valabilitate a unui contract de transport al gazelor naturale și sunt recunoscute în momentul livrării lor. Pe durata administrării contractelor de transport, OTS emite și transmite UR, până la data de 15 a lunii următoare celei pentru care a prestat serviciul de transport: o factură aferentă serviciilor de transport prestate pentru luna precedentă, întocmită în baza alocărilor finale; o factură aferentă dezechilibrelor zilnice finale înregistrate în luna precedentă; și o factură aferentă contravalorii tarifului de depășire a capacității rezervate.

b) Veniturile din vânzarea de bunuri

Veniturile din vânzarea de bunuri se înregistrează în momentul livrării bunurilor.

c) Venituri din dobânzi

Veniturile din dobânzi sunt recunoscute proporțional, pe baza metodei dobânzii efective.

d) Venituri din dividende

Dividendele sunt recunoscute atunci când dreptul de a primi plata este recunoscut.

e) Compensări mutuale și tranzacții tip barter

O parte relativ redusă din vânzări și achiziții sunt compensate prin acorduri mutuale, barter sau non-numerar. Aceste tranzacții au loc în general sub forma anulării soldurilor, fie bilateral, fie printr-un lanț care implică mai multe societăți (vezi Nota 28).

Vânzările și achizițiile care sunt prevăzute să fie compensate prin acorduri mutuale, barter sau non-numerar sunt recunoscute pe baza estimărilor conducerii referitoare la valoarea justă a acestora care trebuie primită sau cedată în cadrul compensărilor non-numerar. Valoarea justă este stabilită pe baza informațiilor disponibile pe piață.

Tranzacțiile non-numerar au fost excluse din situația fluxurilor de trezorerie, astfel încât activitățile de investiții, de finanțare, precum și totalitatea activităților operaționale reprezintă fluxuri de trezorerie actuale.

f) Venituri din penalități

Veniturile din penalități pentru plata cu întârziere sunt recunoscute atunci când sunt preconizate beneficii economice viitoare în favoarea Societății.

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE INTERIMARE
(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)

4. MANAGEMENTUL RISCULUI FINANCIAR

Factori de risc financiar

Prin natura activităților efectuate, Societatea este expusă unor riscuri variate care includ: riscul de piață (inclusiv riscul monetar, riscul de rată a dobânzii privind valoarea justă, riscul de rată a dobânzii privind fluxul de trezorerie și riscul de preț), riscul de credit și riscul de lichiditate. Programul Societății privind managementul riscului se concentrează asupra imprevizibilității piețelor financiare și caută să minimizeze potențialele efecte adverse asupra performanțelor financiare ale Societății. Societatea nu utilizează instrumente financiare derivate pentru a se proteja de anumite expuneri la risc.

(a) Riscul de piață

(i) Riscul valutar

Societatea este expusă riscului valutar prin expunerile la diferite devize, în special la EUR. Riscul valutar este asociat activelor (Nota 12) și obligațiilor recunoscute.

Societatea nu întreprinde acțiuni formale de minimalizare a riscului valutar aferent operațiunilor sale; așadar, Societatea nu aplică contabilitatea acoperirii împotriva riscului. Conducerea consideră totuși că Societatea este acoperită în ce privește riscul valutar, având în vedere că încasările în devize (în special veniturile din transport internațional) sunt utilizate pentru stingerea obligațiilor exprimate în devize.

Următorul tabel prezintă sensibilitatea profitului și pierderii, precum și a capitalurilor proprii, față de posibilele modificări rezonabile ale cursului de schimb aplicat la sfârșitul perioadei de raportare monedei funcționale a Societății, cu toate variabilele menținute constante:

	<u>30 iunie 2017</u>	<u>31 decembrie 2016</u>
	(neauditat)	
<i>Impactul asupra profitului și pierderii și a capitalurilor proprii a:</i>		
Aprecierii USD cu 10%	133.011	150.839
Deprecierii USD cu 10%	(133.011)	(150.839)
Aprecierii EUR cu 10%	49.933.886	36.308.626
Deprecierii EUR cu 10%	(49.933.886)	(36.308.626)

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE INTERIMARE
(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)

4. MANAGEMENTUL RISCULUI FINANCIAR (CONTINUARE)

(ii) Riscul de preț

Societatea este expusă riscului prețului mărfurilor aferent gazului achiziționat pentru consumul propriu. Dacă prețul gazului ar fi fost cu 5% mai mare/ mai mic, profitul net al perioadei ar fi fost mai mic/ mai mare cu 1.512.907 lei (decembrie 2016: 3.545.065 lei).

(iii) Riscul de rată a dobânzii privind fluxul de trezorerie și valoarea justă

Societatea este expusă riscului ratei dobânzii prin depozitele la bănci. Societatea nu a încheiat nici un fel de angajamente în vederea diminuării riscului. Pentru expunerea medie a perioadei, dacă ratele dobânzii ar fi fost cu 50 de puncte de bază mai mici/ mai mari, cu toate celelalte variabile menținute constante, profitul aferent perioadei și capitalurile proprii ar fi fost cu 2.346.860 lei mai mic/ mai mare (decembrie 2016: 2.946.452 lei mai mic/mai mare), ca efect net al modificării ratei dobânzii la depozitele bancare.

(b) Riscul de credit

Riscul de credit este legat în special de numerar și echivalente de numerar și de creanțele comerciale. Societatea a elaborat o serie de politici prin aplicarea cărora se asigură că vânzările de produse și servicii se efectuează către clienți corespunzători. Valoarea contabilă a creanțelor, netă de provizioanele pentru creanțe incerte, reprezintă valoarea maximă expusă riscului de credit. Riscul de credit al Societății este concentrat pe cei 5 clienți principali, care împreună reprezintă 61% din soldurile de creanțe comerciale la 30 iunie 2017 (31 decembrie 2016: 71%). Deși colectarea creanțelor poate fi influențată de factori economici, conducerea consideră că nu există un risc semnificativ de pierdere care să depășească provizioanele deja create.

Numerarul este plasat la instituții financiare, care sunt considerate ca fiind asociate unui risc minim de performanță.

	<u>30 iunie 2017</u> (neauditat)	<u>31 decembrie 2016</u>
Fără rating	4.447.455	5.265.922
BB	495.640.985	335.096.959
BB+	-	4.192.200
BBB-	2.808.409	974.762
BBB	617.549.614	495.423.597
BBB+	417.279.252	107.867.942
A	138.816	139.154
AA	<u>140.425</u>	<u>193.562</u>
	<u>1.538.004.956</u>	<u>949.154.098</u>

Toate instituțiile financiare sunt prezentate la rating Fitch sau echivalent.

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE INTERIMARE
(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)

4. MANAGEMENTUL RISCULUI FINANCIAR (CONTINUARE)

(c) Riscul de lichiditate

Managementul prudent al riscului de lichiditate implică menținerea de numerar suficient și disponibilitatea de fonduri printr-o valoare adecvată a facilităților de credit angajate.

Societatea previzionează fluxurile de trezorerie. Funcția financiară a Societății monitorizează continuu cerințele de lichidități ale Societății pentru a se asigura că există numerar suficient pentru a răspunde cerințelor operaționale, menținând în același timp un nivel suficient al facilităților de împrumut neutilizate (Nota 16) în orice moment, astfel încât Societatea să nu încalce limitele sau acordurile de împrumut (unde e cazul) pentru niciuna din facilitățile sale de împrumut. Aceste previziuni iau în calcul planurile Societății de finanțare a datoriei, respectarea acordurilor, respectarea obiectivelor interne referitoare la indicatorii din bilanțul contabil și, dacă e cazul, a reglementărilor externe sau a dispozițiilor legale - de pildă, restricțiile referitoare la monedă.

Departamentul financiar al Societății investește numerarul suplimentar în conturi curente purtătoare de dobândă și în depozite la termen, alegând instrumente cu maturități adecvate sau lichiditate suficientă pentru a oferi cadrul adecvat, stabilit conform prevederilor menționate mai sus.

Tabelul de mai jos prezintă obligațiile la 30 iunie 2017 după maturitatea contractuală rămasă. Sumele prezentate în tabelul scadențelor reprezintă fluxuri de trezorerie contractuale neactualizate.

Analiza maturității datoriilor financiare la 30 iunie 2017 este următoarea:

	Suma totală (neauditat)	mai puțin de 1 an (neauditat)	1-5 ani	peste 5 ani
Datorii comerciale și alte datorii	<u>623.753.023</u>	<u>623.753.023</u>	-	-
	<u>623.753.023</u>	<u>623.753.023</u>	-	-

Analiza maturității datoriilor financiare la 31 decembrie 2016 este următoarea:

	Suma totală	mai puțin de 1 an	1-5 ani	peste 5 ani
Datorii comerciale și alte datorii	<u>91.358.089</u>	<u>91.358.089</u>	-	-
	<u>91.358.089</u>	<u>91.358.089</u>	-	-

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE INTERIMARE
(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)

4. MANAGEMENTUL RISCULUI FINANCIAR (CONTINUARE)

Datoriile comerciale și alte datorii includ datorii comerciale, furnizori de mijloace fixe, dividende de plată, datorii către Ministerul Economiei și alte datorii (vezi Nota 19) și nu sunt incluse: datoriile generate ca rezultat al dispozițiilor legale impuse de autorități, datoriile către salariați și veniturile înregistrate în avans.

Categorii de instrumente financiare:

	<u>30 iunie 2017</u> (neauditat)	<u>31 decembrie 2016</u>
Active financiare		
Numerar și echivalente de numerar	361.970.085	204.335.217
Depozite bancare la termen	1.176.497.701	744.958.019
Credite și creanțe	918.888.377	1.115.871.835
Active financiare disponibile pentru vânzare	163.122.672	163.122.672
Provizioane privind activele financiare disponibile pentru vânzare	<u>(163.122.672)</u>	<u>(163.122.672)</u>
	<u>2.457.356.163</u>	<u>2.065.165.071</u>

	<u>30 iunie 2017</u> (neauditat)	<u>31 decembrie 2016</u>
Datorii financiare		
Datorii evaluate la valoare justă		
Garanții financiare contracte	13.278.021	4.724.822
Datorii comerciale și alte datorii	<u>610.475.002</u>	<u>86.633.267</u>
	<u>623.753.023</u>	<u>91.358.089</u>

In categoria credite și creanțe nu sunt incluse creanțele în relația cu salariații și cheltuielile înregistrate în avans.

Managementul riscului de capital

Obiectivele Societății legate de administrarea capitalului se referă la menținerea capacității Societății de a-și continua activitatea cu scopul de a furniza compensații acționarilor și beneficii celorlalte părți interesate, și de a menține o structură optimă a capitalului astfel încât să reducă costurile de capital. Nu există cerințe de capital impuse din exterior.

La fel ca și celelalte companii din acest sector, Societatea monitorizează capitalul pe baza

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE INTERIMARE
(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)

4. MANAGEMENTUL RISCULUI FINANCIAR (CONTINUARE)

gradului de îndatorare. Acest coeficient este calculat ca datorie netă împărțită la capitalul total. Datoria netă este calculată ca împrumuturile totale (inclusiv „împrumuturile curente și pe termen lung”, după cum se arată în situația poziției financiare) mai puțin numerarul și echivalentul de numerar. Capitalul total este calculat drept „capitaluri proprii”, după cum se arată în situația poziției financiare plus datoria netă.

În 2017, strategia Societății, care a rămas neschimbată din 2016 a fost să mențină gradul de îndatorare cât mai redus posibil pentru a menține semnificativă capacitatea de a împrumuta fonduri pentru viitoare investiții. Gradul de îndatorare net a fost nul la 30 iunie 2017 și 31 decembrie 2016:

	<u>30 iunie 2017</u> (neauditat)	<u>31 decembrie 2016</u>
Total împrumuturi	-	-
Mai puțin: numerar și echivalente de numerar (Nota 13)	<u>(1.538.467.787)</u>	<u>(949.293.236)</u>
Poziția netă de numerar	<u>(1.538.467.787)</u>	<u>(949.293.236)</u>

Estimarea valorii juste

Valoarea justă a instrumentelor financiare care sunt tranzacționate pe o piață activă se bazează pe prețurile de piață cotate la sfârșitul perioadei de raportare. Valoarea justă a instrumentelor financiare care nu sunt tranzacționate pe o piață activă este stabilită prin intermediul tehnicilor de evaluare.

Se consideră că valoarea contabilă minus provizionul pentru deprecierea creanțelor și datoriilor comerciale aproximează valorile juste ale acestora. Valoarea justă a obligațiilor financiare este estimată prin actualizarea fluxurilor de trezorerie contractuale viitoare utilizând rata curentă de piață a dobânzii disponibilă Societății pentru instrumente financiare similare.

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE INTERIMARE
(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)

5. ESTIMĂRI ȘI RAȚIONAMENTE CONTABILE ESENȚIALE ÎN APLICAREA POLITICILOR CONTABILE

Estimări și ipoteze contabile esențiale

Societatea elaborează estimări și ipoteze cu privire la viitor. Estimările și ipotezele sunt evaluate permanent și se bazează pe experiența din trecut și pe alți factori, inclusiv predicții ale unor evenimente din viitor despre care se crede că sunt rezonabile în anumite circumstanțe.

Estimările contabile rezultate prin definiție vor egala rar rezultatele reale obținute. Estimările și ipotezele care prezintă un risc semnificativ de a cauza o ajustare importantă a valorii contabile a activelor și pasivelor în următorul exercițiu financiar sunt prezentate în continuare.

5.1 Ipoteze pentru stabilirea valorii provizionului pentru beneficii după pensionare

Acest provizion a fost calculat pe baza estimărilor privind salariul mediu, a numărului mediu de angajați și a numărului mediu de salarii de plată la momentul pensionării, precum și a schemei de plată a beneficiilor. Provizionul a fost adus la valoarea actualizată prin aplicarea unui factor de actualizare calculat pe baza ratei dobânzii fără risc (de ex. rata dobânzii la obligațiuni de stat).

Valoarea prezentă a obligațiilor la 31 decembrie 2016: 113.885.920 lei (Nota 21).

Modificarea valorii prezente în funcție de următoarele variabile:

31 decembrie 2016

Rata de actualizare +1%	101.660.373
Rata de actualizare -1%	128.360.255
Rata de creștere a salariilor +1%	128.132.825
Rata de creștere a salariilor -1%	101.611.023
Creșterea longevității cu 1 an	114.189.786

Analiza maturității plăților de beneficii:

31 decembrie 2016

Până la un an	4.757.862
Intre 1 și 2 ani	4.542.881
Intre 2 și 5 ani	20.946.737
Intre 5 și 10 ani	44.955.350
Peste 10 ani	237.615.444

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE INTERIMARE
(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)

5. ESTIMĂRI ȘI RAȚIONAMENTE CONTABILE ESENȚIALE ÎN APLICAREA POLITICILOR CONTABILE (CONTINUARE)

5.2 Tratatamentul contabil al acordului de concesiune

După cum se arată în Nota 8, în mai 2002, Societatea a încheiat un Acord de concesiune cu Agenția Națională pentru Resurse Minerale („ANRM”), care îi dă Societății dreptul de utilizare a principalelor conducte din sistemul național de transport gaz pe o perioadă de 30 de ani. Înainte de încheierea acestui acord, conductele erau în administrarea Societății conform Legii Domeniului Public nr. 213/1998, Hotărârii de Guvern („HG”) nr. 491/1998 și HG nr. 334 din 2000 prin care se înființează Societatea. Conform clauzelor prezentului acord, Societatea primește majoritatea beneficiilor asociate activelor și este expusă majorității riscurilor. Prin urmare, Societatea a recunoscut aceste active în situația poziției financiare, împreună cu o rezervă corespunzătoare în capitalurile proprii. Referitor la infrastructura deja existentă la data semnării Acordului de Concesiune, dat fiind că Societatea nu are obligații de plată la momentul terminării Acordului de Concesiune (ci doar obligații referitoare la întreținere și modernizare, investiții în noi conducte), managementul Societății a considerat că aceasta este, în substanță, o componentă de capitaluri proprii, definite ca interesul rezidual în activele Societății după deducerea tuturor datoriilor. În plus, datorită faptului că Societatea și predecesorul sa, SNGN Romgaz SA, au fost controlate de Statul Român, publicarea Legii Patrimoniului Public (i.e. pierderea proprietății) și reorganizarea SNGN Romgaz SA în 5 societăți, pot fi considerate tranzacții cu acționarul, în capacitatea sa de acționar, ceea ce susține recunoașterea tranzacțiilor în capitaluri proprii. Începând cu anul 2010, Societatea a aplicat IFRIC 12 (Nota 3.5).

5.3 Tratatamentul contabil al redevențelor de plată pentru utilizarea sistemului național de transport al gazelor

După cum se arată în Nota 8, Societatea achită redevențe, calculate ca procentaj din veniturile brute realizate din operarea conductelor din sistemul național de transport gaz. Aceste costuri au fost recunoscute drept cheltuieli, mai degrabă decât ca deducere din venituri, deoarece ele nu sunt de natura taxelor colectate de la clienți și transmise statului având în vedere natura activității și mediul de reglementare:

- veniturile Societății se bazează pe tarifele aprobate de un alt reglementator decât cel care stabilește nivelul redevențelor;
- cheltuiala cu redevențele este un element luat în considerare la calcularea tarifului de transport.

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE INTERIMARE
(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)

5. ESTIMĂRI ȘI RAȚIONAMENTE CONTABILE ESENȚIALE ÎN APLICAREA POLITICILOR CONTABILE (CONTINUARE)

5.4 Creanțe pe termen lung

Legea 127/2014 intrată în vigoare din 5 octombrie 2014 menționează că în cazul încetării contractului de concesiune din orice motiv, sau la terminarea contractului, investiția efectuată de către operatorul sistemului național de transport se transferă către proprietarul sistemului național de transport sau către un alt concedent în schimbul plății unei compensații egale cu valoarea reglementată rămasă neamortizată stabilită de către ANRE. Societatea consideră că modificarea legislativă reprezintă o compensație, înregistrată ca subvenție, pentru valoarea investițiilor efectuate pe care Societatea nu le va recupera prin tarif, implicit valoarea activului necorporal nerecuperată prin tarif, recunoscut pentru dreptul de a taxa utilizatorii. Societatea a recunoscut pentru investițiile efectuate până la data bilanțului o creanță aferentă valorii rămase reglementate valabilă la sfârșitul acordului de concesiune, la valoarea prezentă la data bilanțului. Valoarea prezentă a fost determinată pe perioada rămasă a contractului de concesiune, deoarece se estimează că acesta nu va fi terminat înainte de termen (a se vedea Nota 3.9 (a)). Investițiile în curs sunt recunoscute în baza de active reglementate după finalizarea acestora. Pentru investițiile în curs s-a estimat o valoare rămasă reglementată la sfârșitul contractului de concesiune în funcție de data estimată a punerii în funcțiune. De asemenea Societatea a recunoscut și un venit în avans (a se vedea Nota 3.18).

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE INTERIMARE
(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)

6. INFORMAȚII PE SEGMENTE

Segmentele de raportare sunt stabilite în funcție de natura activităților pe care societatea le desfășoară: activitate reglementată, activitate nereglementată și alte activități. În calitate de operator de transport și de sistem, societatea raportează anual Autorității Naționale de Reglementare activitatea desfășurată pe cele patru segmente de raportare.

Informațiile pe segmente furnizate consiliului de administrație care ia deciziile strategice pentru segmentele raportabile, aferente perioadei încheiate la 30 iunie 2017 sunt:

	Transport intern de gaz	Transport internațional de gaz	Echilibrare	Nealocat	Total
Venituri din activitatea de transport intern	774.342.254	-	-	-	774.342.254
Venituri din activitatea de transport internațional	-	174.642.830	-	-	174.642.830
Alte venituri	21.433.836	-	-	10.058.402	31.492.238
Venituri din exploatare înainte de echilibrare și deactivitatea de construcții conform IFRIC12	795.776.090	174.642.830	-	10.058.402	980.477.322
Amortizare	(88.350.682)	(17.096.323)	-	(1.422.481)	(106.869.486)
Cheltuieli de exploatare altele decât amortizarea	(372.997.242)	(25.923.880)	-	(14.186.070)	(413.107.192)
Profit din exploatare înainte de echilibrare și de activitatea de construcții conform IFRIC12	-	-	-	-	460.500.644
Venituri din activitatea de echilibrare	-	-	76.691.831	-	76.691.831
Cheltuieli cu gazele de echilibrare	-	-	(71.912.519)	-	(71.912.519)
Venituri din activitatea de construcții conform cu IFRIC12	-	-	-	17.531.795	17.531.795
Costul activelor construite conform cu IFRIC12	-	-	-	(17.531.795)	(17.531.795)
Profit din exploatare	-	-	-	-	465.279.956
Câștig financiar net	-	-	-	-	13.095.365
Profit înainte de impozitare	-	-	-	-	478.375.321
Impozit pe profit	-	-	-	-	(77.884.762)
Profit net	-	-	-	-	400.490.559
Active pe segmente	3.664.579.855	388.999.067	39.762.631	1.577.011.282	5.670.352.835
Datorii pe segmente	1.268.830.709	23.644.401	25.539.791	659.628.133	1.977.643.034
Cheltuieli de capital –creșteri ale activelor în curs de execuție	28.308.354	-	-	-	28.308.354
Cheltuieli nemonetare altele decât amortizarea	4.910.278	363.665	-	(31.728)	5.242.215

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE INTERIMARE
(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)

6. INFORMAȚII PE SEGMENTE (CONTINUARE)

Activele prezentate pentru cele două segmente operaționale principale cuprind în principal imobilizări corporale și necorporale, stocuri și creanțe și exclud în principal numerarul și conturile la bănci. Activele prezentate pentru segmentul echilibrare cuprind în principal stocuri de gaze naturale achiziționate în scopul echilibrării SNT și creanțe comerciale din activitatea de echilibrare.

Activele nealocate includ:

Imobilizări corporale și necorporale	37.798.387
Numerar	1.538.467.787
Alte active	<u>745.108</u>
	1.577.011.282

Datoriile nealocate includ:

Impozit amânat	63.325.541
Impozit de plată	48.519.846
Dividende de plată	547.308.824
Alte datorii	<u>473.922</u>
	659.628.133

Datoriile prezentate pentru cele două segmente operaționale principale constau în datorii din exploatare și împrumuturile contractate de Societate pentru achiziționarea activelor destinate segmentelor respective. Datoriile prezentate pentru segmentul echilibrare cuprind în principal datorii comerciale din activitatea de echilibrare.

Cheltuielile nemonetare, altele decât amortizarea, constau în cheltuiala cu deprecierea creanțelor și cheltuiala cu deprecierea stocurilor, alte provizioane pentru riscuri.

Serviciile de transport internațional sunt efectuate pentru mai mulți clienți externi, în timp ce activitatea de transport intern este efectuat pentru mai mulți clienți interni.

	<u>Clienți interni</u>	<u>Clienți externi</u>	<u>Total</u>
Venituri din activitatea de transport intern	774.342.254	-	774.342.254
Venituri din activitatea de transport internațional	270.876	174.371.954	174.642.830
Alte venituri	<u>30.736.198</u>	<u>756.040</u>	<u>31.492.238</u>
	<u>805.349.328</u>	<u>175.127.994</u>	<u>980.477.322</u>

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE INTERIMARE
(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)

6. INFORMAȚII PE SEGMENTE (CONTINUARE)

<i>Clienții interni cu peste 10% din total venituri includ:</i>	<u>Procent din total venit</u>
ENGIE ROMANIA S.A.	26%
E.ON ENERGIE ROMANIA SA.	18%

Toate activele Societății se află în România. Toate activitățile Societății se desfășoară în România.

Societatea are creanțe externe în sumă de 32.334.034 lei (31 decembrie 2016: 25.463.844 lei).

Segmentul *transport intern de gaz* cuprinde informațiile aferente activității de transport intern al gazelor naturale care, este reglementată de către Autoritatea Națională de Reglementare, precum și veniturile din exploatare și financiare aferente creanței pentru valoarea reglementată rămasă neamortizată a bazei de active reglementate la sfârșitul Acordului de Concesiune; segmentul *transport internațional de gaz* cuprinde informațiile aferente activității desfășurate prin conducte de transport fără transbordare pe teritoriul României, din care activitatea desfășurată pe conductele Isaccea 2 – Negru Vodă 2 și Isaccea 3 – Negru Vodă 3 nu este reglementată, tarifele aferente fiind stabilite pe baze comerciale prin negociere între părți iar activitatea desfășurată pe conducta Isaccea 1 – Negru Vodă 1 este reglementată începând cu 1 octombrie 2016; segmentul *echilibrare* cuprinde cheltuielile și veniturile aferente activității de echilibrare a sistemului național de transport, activitate desfășurată începând cu 1 decembrie 2015, neutră din punct de vedere financiar, orice profit sau pierdere din această activitate urmând a fi distribuită clienților pentru care sunt prestate servicii de transport intern; segmentul *nealocat* cuprinde activități cu o pondere scăzută în veniturile societății cum sunt: vânzări de active, chirii, redevențe.

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE INTERIMARE
(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)

6. INFORMAȚII PE SEGMENTE (CONTINUARE)

Informațiile pe segmente furnizate consiliului de administrație care ia deciziile strategice pentru segmentele raportabile, aferente exercițiului încheiat la 31 decembrie 2016 sunt:

	Transport intern de gaz	Transport internațional de gaz	Echilibrare	Nealocat	Total
Venituri din activitatea de transport intern	1.360.354.729	-	-	-	1.360.354.729
Venituri din activitatea de transport internațional	-	328.571.017	-	-	328.571.017
Alte venituri	12.462.236	-	-	113.996.642	126.458.878
Venituri din exploatare înainte de echilibrare și de activitatea de construcții conform IFRIC12	<u>1.372.816.965</u>	<u>328.571.017</u>	<u>-</u>	<u>113.996.642</u>	<u>1.815.384.624</u>
Amortizări	(172.300.374)	(33.447.035)	-	(2.915.947)	(208.663.356)
Cheltuieli de exploatare altele decât amortizarea	<u>(832.721.913)</u>	<u>(55.266.592)</u>	<u>-</u>	<u>(28.615.743)</u>	<u>(916.604.248)</u>
Profit din exploatare înainte de echilibrare și de activitatea de construcții conform IFRIC12	-	-	-	-	690.117.020
Venituri din activitatea de echilibrare	-	-	57.403.603	-	57.403.603
Cheltuieli cu gazele de echilibrare	-	-	(56.093.235)	-	(56.093.235)
Venituri din activitatea de construcții conform cu IFRIC12	-	-	-	118.503.527	118.503.527
Costul activelor construite conform cu IFRIC12	-	-	-	(118.503.527)	(118.503.527)
Profit din exploatare	-	-	-	-	691.427.388
Câștig financiar net	-	-	-	-	22.547.308
Profit înainte de impozitare	-	-	-	-	713.974.696
Impozit pe profit	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>(119.409.766)</u>
Profit net	-	-	-	-	594.564.930
Active pe segmente	3.906.668.023	406.877.171	51.429.832	989.474.970	5.354.449.996
Datorii pe segmente	1.360.420.874	17.034.710	35.903.437	103.389.540	1.516.748.561
Cheltuieli de capital –creșteri ale activelor în curs de execuție	139.833.794	-	-	29.489	139.863.283
Cheltuieli nemonetare altele decât amortizarea	103.356.130	5.117.973	-	593.200	109.067.303

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE INTERIMARE
(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)

6. INFORMAȚII PE SEGMENTE (CONTINUARE)

Activele prezentate pentru cele două segmente operaționale principale cuprind în principal imobilizări corporale și necorporale, stocuri și creanțe și exclud în principal numerarul și conturile la bănci. Activele prezentate pentru segmentul echilibrare cuprind în principal stocuri de gaze naturale achiziționate în scopul echilibrării SNT și creanțe comerciale din activitatea de echilibrare.

Activele nealocate includ:

Imobilizări corporale și necorporale	39.217.589
Numerar	949.293.236
Alte active	<u>964.145</u>
	989.474.970

Datoriile nealocate includ:

Impozit amânat	65.668.155
Impozit de plată	34.084.780
Dividende de plată	3.103.183
Alte datorii	<u>533.422</u>
	103.389.540

Datoriile prezentate pentru cele două segmente operaționale principale constau în datorii din exploatare și împrumuturile contractate de Societate pentru achiziționarea activelor destinate segmentelor respective. Datoriile prezentate pentru segmentul echilibrare cuprind în principal datorii comerciale din activitatea de echilibrare.

Cheltuielile nemonetare, altele decât amortizarea, constau în cheltuiala cu deprecierea creanțelor și cheltuiala cu deprecierea stocurilor, alte provizioane pentru riscuri.

Serviciile de transport internațional sunt efectuate pentru doi clienți externi, în timp ce activitatea de transport intern este efectuată pentru mai mulți clienți interni.

	<u>Clienți interni</u>	<u>Clienți externi</u>	<u>Total</u>
Venituri din activitatea de transport intern	1.360.354.729	-	1.360.354.729
Venituri din activitatea de transport internațional	-	328.571.017	328.571.017
Venituri din activitatea de echilibrare	57.403.603	-	57.403.603
Alte venituri	<u>123.069.661</u>	<u>3.389.217</u>	<u>126.458.878</u>
	<u>1.540.827.993</u>	<u>331.960.234</u>	<u>1.872.788.227</u>

Clienții interni cu peste 10% din total venituri includ:

Procent din total venit

ENGIE ROMANIA S.A.	22%
E.ON ENERGIE ROMANIA SA.	18%

Toate activele Societății se află în România. Toate activitățile Societății se desfășoară în România.

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE INTERIMARE
(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)

7. IMOBILIZĂRI CORPORALE

	<u>Terenuri și clădiri</u>	<u>Active din sistemul de transport</u>	<u>Alte mijloace fixe</u>	<u>Active în curs</u>	<u>Total</u>
La 30 iunie 2016 (neauditat)					
Cost la 1 ianuarie 2016	280.589.451	982.191.304	242.947.392	12.350.195	1.518.078.342
Amortizare cumulată la 1 ianuarie 2016	<u>(133.298.492)</u>	<u>(560.848.140)</u>	<u>(196.191.275)</u>	-	<u>(890.337.907)</u>
Valoare contabilă netă inițială	<u>147.290.959</u>	<u>421.343.164</u>	<u>46.756.117</u>	<u>12.350.195</u>	<u>627.740.435</u>
Intrări /Reclasificări	-	-	-	11.447.502	11.447.502
Transferuri	33.271	-	9.491.127	(9.524.398)	-
Ieșiri (valoare contabilă netă)	(2.007)	-	(79.354)	-	(81.361)
Cheltuiala cu amortizarea	<u>(4.060.447)</u>	<u>(16.976.732)</u>	<u>(7.213.151)</u>	-	<u>(28.250.330)</u>
Valoare contabilă netă finală	143.261.776	404.366.432	48.954.739	14.273.299	610.856.246
Cost	280.512.326	982.131.560	248.304.055	14.273.299	1.525.221.240
Amortizare cumulată	<u>(137.250.550)</u>	<u>(577.765.128)</u>	<u>(199.349.316)</u>	-	<u>(914.364.994)</u>
Valoare contabilă netă finală	<u>143.261.776</u>	<u>404.366.432</u>	<u>48.954.739</u>	<u>14.273.299</u>	<u>610.856.246</u>
La 31 decembrie 2016					
Valoare contabilă netă inițială	<u>143.261.776</u>	<u>404.366.432</u>	<u>48.954.739</u>	<u>14.273.299</u>	<u>610.856.246</u>
Intrări	86.122	-	-	9.307.150	9.393.272
Reclasificări valoare de inventar	(2.030.244)	(24.688.508)	(2.419.565)	-	(29.138.317)
Transferuri	146.823	-	7.731.395	(7.878.218)	-
Ieșiri (valoare contabilă netă)	-	-	(83.229)	-	(83.229)
Reclasificări amortizare	1.238.937	22.501.436	2.383.805	-	26.124.178
Cheltuiala cu amortizarea	<u>(4.045.204)</u>	<u>(16.958.866)</u>	<u>(8.070.075)</u>	-	<u>(29.074.145)</u>
Valoare contabilă netă finală	138.658.210	385.220.494	48.497.070	15.702.231	588.078.005
Cost	278.715.005	957.443.052	246.397.056	15.702.231	1.498.257.344
Amortizare cumulată	<u>(140.056.795)</u>	<u>(572.222.558)</u>	<u>(197.899.986)</u>	-	<u>(910.179.339)</u>
Valoare contabilă netă finală	<u>138.658.210</u>	<u>385.220.494</u>	<u>48.497.070</u>	<u>15.702.231</u>	<u>588.078.005</u>
La 30 iunie 2017 (neauditat)					
Valoare contabilă netă inițială	<u>138.658.210</u>	<u>385.220.494</u>	<u>48.497.070</u>	<u>15.702.231</u>	<u>588.078.005</u>
Intrări/Reclasificări	588.439	-	59.293	10.701.745	11.349.477
Transferuri	83.390	-	10.641.373	(10.724.763)	-
Ieșiri (valoare contabilă netă)	(4.618)	(28.693)	(69.950)	-	(103.261)
Cheltuiala cu amortizarea	<u>(3.804.144)</u>	<u>(16.877.945)</u>	<u>(8.301.081)</u>	-	<u>(28.983.170)</u>
Valoare contabilă netă finală	135.521.277	368.313.856	50.826.705	15.679.213	570.341.051
Cost	279.531.310	957.229.136	250.455.745	15.679.213	1.502.895.404
Amortizare cumulată	<u>(144.010.033)</u>	<u>(588.915.280)</u>	<u>(199.629.040)</u>	-	<u>(932.554.353)</u>
Valoare contabilă netă finală	<u>135.521.277</u>	<u>368.313.856</u>	<u>50.826.705</u>	<u>15.679.213</u>	<u>570.341.051</u>

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE INTERIMARE
(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)

7. IMOBILIZĂRI CORPORALE (CONTINUARE)

Prin Ordinul ANRE nr. 34/2016 activitatea de transport desfășurată pe conducta Isaccea 1 – Negru Vodă 1 este reglementată începând cu 1 octombrie 2016. Activele aferente în valoare de 29.138.316 lei și amortizarea cumulată în valoare de 26.124.177 lei au fost reclasificate la immobilizări necorporale, fiind îndeplinite criteriile de clasificare conform IFRIC12.

Valoarea contabilă brută a activelor amortizate integral, utilizate în continuare, este de 181.033.699 lei (31 decembrie 2016: 182.515.051 lei).

Cu privire la activele dezvoltate de Societate care sunt complementare prestării serviciilor conform acordului de concesiune, statul are opțiunea de achiziție a acestor active la sfârșitul acordului de concesiune. Societatea nu are obligația de a păstra aceste active până la sfârșitul acordului de concesiune și îi este permis să le vândă. Aceste active nu se încadrează în domeniul de activitate al IFRIC 12. Toate celelalte active aferente desfășurării activității de transport intern și care fac parte din sistemul național de transport al gazelor, inclusiv îmbunătățirile făcute ulterior semnării acordului de concesiune și care trebuie predate către ANRM la sfârșitul acordului de concesiune se încadrează în domeniul de activitate al IFRIC 12.

Activele folosite pentru prestarea serviciilor de transport internațional pe conductele Isaccea 2 - Negru Vodă 2 și Isaccea 3 – Negru Vodă 3 nu se încadrează în domeniul de activitate al IFRIC 12.

8. ACORDUL DE CONCESIUNE A SERVICIILOR

În mai 2002, Societatea a încheiat un acord de concesiune a serviciilor („ACS”) cu ANRM, care îi dă Societății dreptul să opereze conductele principale (conductele magistrale) ale sistemului național de transport gaz pe o perioadă de 30 de ani. Înainte de încheierea acestui acord, conductele erau în administrarea Societății conform Legii Domeniului Public nr. 213/1998, HG nr. 491/1998 și HG nr. 334 din 2000 prin care se înființează Societatea. Toate modernizările sau îmbunătățirile efectuate de Societate la sistem sunt considerate parte a sistemului și devin proprietatea ANRM la sfârșitul duratei lor de viață utilă. Societatea nu poate vinde sau casa nici un activ care face parte din sistemul național de transport; ieșirile se pot face numai cu aprobarea Statului.

La expirarea acordului, activele aparținând domeniului public existente la momentul semnării acordului și toate investițiile realizate în sistem vor reveni Statului. Societatea deține și va dezvolta alte active care nu fac parte direct din sistemul național de transport gaz, ci reprezintă active complementare pentru operațiunile de transport de gaz. ANRM are opțiunea de a cumpăra aceste active la finalul acordului de concesiune la valoarea justă.

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE INTERIMARE
(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)

8. ACORDUL DE CONCESIUNE A SERVICIILOR (CONTINUARE)

Termenii principali ai Acordului de concesiune sunt următorii:

- Societatea are dreptul de a opera direct activele care fac obiectul Acordului de concesiune și de a aplica și colecta tarife de transport intern și internațional de la clienți în schimbul serviciilor furnizate; Societatea este singura entitate autorizată să opereze conductele sistemului național de transport gaz, nefiind permise nici un fel de sub-concesionări;
- Orice modificare a tarifelor trebuie propusă de Societate și apoi aprobată de ANRE;
- Societatea este scutită de la plata taxelor de import pentru activele achiziționate în scopul operării, îmbunătățirii sau dezvoltării sistemului;
- anual, Societatea trebuie să publice capacitatea disponibilă a sistemului pentru anul următor, până la 30 octombrie;
- anual, trebuie să se răspundă comenzilor clienților până la 30 noiembrie, iar ANRM trebuie informată în legătură cu toate comenzile refuzate decise de conducerea Societății;
- Societatea trebuie să mențină un nivel specific de funcționare (garantat printr-un program minim obligatoriu de investiții);
- redevențele sunt plătite ca procentaj (până la 30 septembrie 2007: 5%, începând cu octombrie 2007: 10%) din venitul brut din operarea sistemului național de transport (transport intern și internațional);
- toate cheltuielile de exploatare pentru operarea sistemului sunt suportate de Societate;
- Societatea poate anula acordul prin notificarea ANRM cu 12 luni înainte;
- ANRM poate anula acordul printr-o notificare cu 6 luni înainte, dacă Societatea nu respectă clauzele contractuale; aceasta are și opțiunea de a anula acordul cu o notificare de 30 de zile din motive de „interes național”; în acest caz, Societatea va primi compensații egale cu profitul mediu net al ultimilor 5 ani înmulțit cu durata rămasă a acordului.

Acordul de concesiune nu include o clauză de prelungire automată.

Nu s-au făcut modificări ale termenilor Acordului de concesiune după luna iunie 2003, cu excepția aprobării planurilor minimale de investiții.

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE INTERIMARE
(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)

9. IMOBILIZĂRI NECORPORALE

	Active aferente ACS	Programe informatic	Imobilizări necorporale în curs	Total
La 30 iunie 2016 (neauditat)				
Cost la 1 ianuarie 2016	5.886.450.613	51.571.742	168.427.149	6.106.449.504
Amortizare cumulată la 1 ianuarie 2016	(3.449.478.182)	(49.510.466)	-	(3.498.988.648)
Provizioane pentru depreciere	-	-	(806.244)	(806.244)
Valoare contabilă netă inițială	<u>2.436.972.431</u>	<u>2.061.276</u>	<u>167.620.905</u>	<u>2.606.654.612</u>
Intrări/Reclasificări	-	-	33.870.123	33.870.123
Transferuri	38.478.197	131.457	(38.609.654)	-
Iesiri	(2.157)	-	-	(2.157)
Amortizare	(74.482.431)	(1.002.741)	-	(75.485.172)
Provizioane pentru depreciere	-	-	-	-
Valoare contabilă netă finală	<u>2.400.966.040</u>	<u>1.189.992</u>	<u>162.881.374</u>	<u>2.565.037.406</u>
Cost	5.924.910.020	49.753.589	163.687.618	6.138.351.227
Amortizare cumulată	(3.523.943.980)	(48.563.597)	-	(3.572.507.577)
Provizioane pentru depreciere	-	-	(806.244)	(806.244)
Valoare contabilă netă finală	<u>2.400.966.040</u>	<u>1.189.992</u>	<u>162.881.374</u>	<u>2.565.037.406</u>
La 31 decembrie 2016				
Valoare contabilă netă inițială	<u>2.400.966.040</u>	<u>1.189.992</u>	<u>162.881.374</u>	<u>2.565.037.406</u>
Intrări	9.098.356	-	85.238.508	94.336.864
Reclasificări valoare de inventar	29.138.316	-	-	29.138.316
Transferuri	87.178.456	90.205	(87.268.661)	-
Iesiri	-	-	-	-
Amortizare	(76.072.081)	(639.768)	-	(76.711.849)
Reclasificare amortizare	(26.124.177)	-	-	(26.124.177)
Provizioane pentru depreciere	-	-	(2.203.908)	(2.203.908)
Valoare contabilă netă finală	<u>2.424.184.910</u>	<u>640.429</u>	<u>158.647.313</u>	<u>2.583.472.652</u>
Cost	6.050.325.148	49.842.900	161.657.465	6.261.825.513
Amortizare cumulată	(3.626.140.238)	(49.202.471)	-	(3.675.342.709)
Provizioane pentru depreciere	-	-	(3.010.152)	(3.010.152)
Valoare contabilă netă finală	<u>2.424.184.910</u>	<u>640.429</u>	<u>158.647.313</u>	<u>2.583.472.652</u>
La 30 iunie 2017 (neauditat)				
Valoare contabilă netă inițială	<u>2.424.184.910</u>	<u>640.429</u>	<u>158.647.313</u>	<u>2.583.472.652</u>
Intrări/Reclasificări	(624.733)	-	17.606.609	16.981.876
Transferuri	4.440.973	43.513	(4.484.486)	-
Iesiri	-	-	-	-
Amortizare	(78.159.330)	(149.158)	-	(78.308.488)
Valoare contabilă netă finală	<u>2.349.841.820</u>	<u>534.784</u>	<u>171.769.436</u>	<u>2.522.146.040</u>
Cost	6.054.141.388	48.691.015	174.779.588	6.277.611.991
Amortizare cumulată	(3.704.299.568)	(48.156.231)	-	(3.752.455.799)
Provizioane pentru depreciere	-	-	(3.010.152)	(3.010.152)
Valoare contabilă netă finală	<u>2.349.841.820</u>	<u>534.784</u>	<u>171.769.436</u>	<u>2.522.146.040</u>

Durata de viață rămasă a imobilizărilor necorporale este prezentată la Nota 3.5 și Nota 3.8.

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE INTERIMARE
(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)

10. ACTIVE FINANCIARE DISPONIBILE PENTRU VÂNZARE

Activele financiare disponibile pentru vânzare constau în participații necotate în următoarele societăți:

<u>Societatea</u>	<u>Activitate</u>	<u>%</u>	<u>%</u>	<u>30 iunie</u>	<u>31 decembrie</u>
		<u>Procent</u>	<u>Procent</u>	<u>2017</u>	<u>2016</u>
		<u>deținut</u>	<u>deținut</u>	<u>(neauditat)</u>	<u>(neauditat)</u>
		<u>2017</u>	<u>2016</u>		
Resial SA	Producție	68,16	68,16	18.116.501	18.116.501
	Producție distribuție și				
Mebis SA	furnizare gaz	17,47	17,47	6.461.736	6.461.736
Nabucco Gas Pipeline International Gmbh	Transport gaz	17,93	17,93	138.544.435	138.544.435
Minus provizion pentru deprecierea investițiilor în:					
Resial SA și Mebis SA				(24.578.237)	(24.578.237)
Nabucco Gas Pipeline International Gmbh				(138.544.435)	(138.544.435)
				<u>-</u>	<u>-</u>

Participația în Resial SA

Acțiunile deținute la Resial SA au fost obținute în decembrie 2003 ca urmare a unei proceduri de recuperare a creanțelor datorate de un client. Resial SA a intrat în procedură de lichidare în 2006; procedura este desfășurată de un executor judecătoresc numit de instanța de judecată și este în afara controlului Societății, motiv pentru care participația nu este consolidată și este înregistrată la cost mai puțin provizionul pentru depreciere constituit la 100% din cost. Împrumutul acordat la Resial SA este de asemenea provizionat în întregime. Conducerea nu se așteaptă ca Societatea să recupereze vreo sumă din această participație și Societatea nu garantează niciun fel de obligații reziduale pentru Resial SA.

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE INTERIMARE
(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)

10. ACTIVE FINANCIARE DISPONIBILE PENTRU VÂNZARE (CONTINUARE)

Participația în Mebis SA

Acțiunile deținute la Mebis SA au fost obținute în februarie 2004 ca urmare a unei proceduri de recuperare a creanțelor datorate de un client. Mebis SA este în procedură de lichidare, motiv pentru care participația în Mebis SA a fost provizionată în întregime. Societatea nu are nici un fel de obligații față de Mebis SA.

Participația în Nabucco Gas Pipeline International Gmbh

Nabucco Gas Pipeline International Gmbh ("NIC") este o societate cu răspundere limitată, cu sediul social la Viena, Austria, înființată cu scopul de a construi o conductă de transport de gaz din Marea Caspică prin Turcia, Bulgaria, România și Ungaria până în Austria.

Societatea a participat împreună cu BOTAS-Turcia, Bulgargaz-Bulgaria MOL-Ungaria și OMV Gas & Power GmbH – Austria la capitalul social al NIC, fiecare deținând un procent de 20% din capitalul social. În februarie 2008, capitalul social al NIC a fost majorat prin contribuția unui nou asociat, RWE Gas Midstream Germania.

Cota de participație a Societății în cadrul proiectului Nabucco la finele anului 2012 a fost de 17,38% ca urmare a refuzului asociatului FGSZ Ungaria de a asigura finanțarea pe viitor a proiectului.

La 30 iunie 2017 participația asociaților NIC este: Botas-Turcia 17,93% (31 decembrie 2016: 17,93%) Bulgargaz- Bulgaria 17,93% (31 decembrie 2016: 17,93%), SNTGN Transgaz SA-România 17,93% (31 decembrie 2016: 17,93%), MOL-Ungaria 10,35% (31 decembrie 2016: 10,35%), OMV Gas & Power GmbH – Austria 35,86 (31 decembrie 2016: 35,86%).

În luna iunie 2013 a fost comunicată decizia finală a grupului Shah Deniz, furnizorul de gaze azer, în sensul deselectării proiectului Nabucco Vest ca variantă de transport a gazelor naturale de la zăcămintul Shah Deniz 2, fapt care a determinat asociații NIC să ia hotărârea de a închide în mod controlat companiile Nabucco (NIC și filiale).

În cursul anului 2014 au fost realizate venituri din lichidarea NIC însumând 959.350,39 EUR. De asemenea, în urma reconcilierii sumelor virate într-un cont escrow de către consorțiul Shah Deniz a fost încasată suma de 1.468.500 EUR.

În perioada următoare există perspectiva încasării unor sume suplimentare din lichidarea NIC, însă datorită nivelului de incertitudine, investiția Societății în NIC, de 138.544.435 lei a fost provizionată integral.

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE INTERIMARE
(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)

11. STOCURI

	<u>30 iunie 2017</u> (neauditat)	<u>31 decembrie 2016</u>
Stoc de gaze	16.448.803	19.682.519
Piese de schimb și materiale	77.395.633	75.537.278
Provizioane pentru stocuri cu mișcare lentă	<u>(12.551.815)</u>	<u>(11.505.163)</u>
	<u>81.292.621</u>	<u>83.714.634</u>

Prin Ordinul ANRE nr. 160/2015 se stabilesc obligațiile societății privind echilibrarea sistemului național de transport, în calitate de operator de transport și de sistem.

Mișcările în contul de provizion sunt analizate mai jos:

	<u>30 iunie 2017</u> (neauditat)	<u>31 decembrie 2016</u>
Provizion la 1 ianuarie	11.505.163	9.806.906
(Venit)/cheltuială cu provizion pentru deprecierea stocurilor (Nota 23)	<u>1.046.652</u>	<u>1.698.257</u>
Provizion la sfârșitul perioadei	<u>12.551.815</u>	<u>11.505.163</u>

În cursul anilor 2017 și 2016 au fost constituite provizioane pentru deprecierea stocurilor conform Notei 3.10.

12. CREANȚE COMERCIALE ȘI ALTE CREANȚE

	<u>30 iunie 2017</u> (neauditat)	<u>31 decembrie 2016</u>
Creanțe comerciale	555.645.544	763.524.342
Avansuri către furnizori	653.227	159.785
Împrumut către Resial SA (Nota 10)	1.770.346	1.770.346
Creanța privind valoarea reglementată rămasă neamortizată la încetarea acordului de concesiune	644.642.635	626.403.203
Împrumuturi nerambursabile cu caracter de subvenții	11.705.173	3.127.035
Alte creanțe	60.454.649	58.889.109
Provizion pentru deprecierea creanțelor comerciale	<u>(275.934.817)</u>	<u>(262.984.485)</u>
Provizion pentru deprecierea altor creanțe	<u>(40.831.420)</u>	<u>(40.997.866)</u>
	<u>958.105.337</u>	<u>1.149.891.469</u>

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE INTERIMARE
(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)

12. CREANȚE COMERCIALE ȘI ALTE CREANȚE (CONTINUARE)

Societatea a contestat administrativ decizia de impunere privind obligații fiscale suplimentare de plată în valoare de 25.409.833 lei emisă de ANAF constând în impozit pe profit, TVA, penalități și majorări de întârziere și a constituit un provizion. Societatea a achitat sumele menționate în decizia de impunere pentru a putea desfășura activitatea în direcțiile impuse de management și pentru a facilita obținerea finanțării proiectelor viitoare.

La 30 iunie 2017, suma de 32.463.188 lei (31 decembrie 2016: 25.335.973 lei) reprezentând creanțe comerciale și alte creanțe, net, este exprimată în monedă străină, dintre care 4% în USD (31 decembrie 2016: 5%) și 96% în EUR (31 decembrie 2016: 96%).

Analiza în funcție de calitatea creanțelor comerciale este următoarea:

	30 iunie 2017	31 decembrie 2016
	<u>Creanțe comerciale</u>	<u>Creanțe comerciale</u>
	(neauditat)	
Curente și nedepreciate (1)	241.417.996	431.827.408
Restante, dar nedepreciate		
- restante mai puțin de 30 de zile	11.451.182	63.908.430
- restante între 30 și 90 de zile	10.717.871	1.638.736
- restante peste 90 de zile	<u>16.123.678</u>	<u>3.165.283</u>
Datorate, dar nedepreciate – total (2)	<u>38.292.731</u>	<u>68.712.449</u>
Depreciate (brut)		
- restante mai puțin de 30 zile	-	-
- restante între 30 și 90 de zile	2.484.289	9.558.108
- restante între 90 și 360 de zile	44.911.659	117.022.047
- restante peste 360 de zile	<u>228.538.869</u>	<u>136.404.330</u>
Total depreciate (3)	<u>275.934.817</u>	<u>262.984.485</u>
Mai puțin provizionul pentru depreciere (4)	<u>275.934.817</u>	<u>262.984.485</u>
Total creanțe comerciale (1+2+3-4)	<u>279.710.727</u>	<u>500.539.857</u>

Analiza în funcție de calitatea creanțelor, a activelor financiare curente și nedepreciate, poate fi realizată pe baza informațiilor istorice cu privire la problemele legate de recuperarea acestor creanțe.

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE INTERIMARE
(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)

12. CREAȚE COMERCIALE ȘI ALTE CREAȚE (CONTINUARE)

	30 iunie 2017 (neauditat)	31 decembrie 2016
Grupul 1	193.598.897	375.276.053
Grupul 2	<u>47.819.099</u>	<u>56.551.355</u>
Creanțe comerciale	<u>241.417.996</u>	<u>431.827.408</u>

Grupul 1 – clienți existenți/ părți afiliate unde nu au existat probleme de recuperare.

Grupul 2 – clienți existenți/ părți afiliate unde au existat întârzieri la plată în trecut.

Mișcările în contul de provizion sunt analizate mai jos:

	30 iunie 2017 (neauditat)	31 decembrie 2016
Provizion la 1 ianuarie	303.982.351	204.562.839
(Venit)/cheltuiala cu provizion pentru clienți incerti (Nota 23)	<u>12.783.885</u>	<u>99.419.512</u>
Provizion la sfârșitul perioadei	<u>316.766.236</u>	<u>303.982.351</u>

În cursul semestrului I 2017 și anului 2016 au fost constituite provizioane pentru creanțe de la societăți în insolvență sau societăți care au întâmpinat dificultăți financiare semnificative. Creșterea provizionului pentru deprecierea creanțelor comerciale în semestrul I 2017 se datorează în principal provizionului suplimentar cu SNGN Romgaz SA Medias, Chemgaz Holding Corporation S.R.L. si Complex Energetic Hunedoara.

13. NUMERAR ȘI ECHIVALENTE DE NUMERAR

	30 iunie 2017 (neauditat)	31 decembrie 2016
Numerar în bancă în lei	1.051.188.112	605.720.529
Numerar în bancă în devize	486.816.844	343.433.569
Alte echivalente de numerar	<u>462.831</u>	<u>139.138</u>
	<u>1.538.467.787</u>	<u>949.293.236</u>

Numerarul în bancă în devize este denominat în majoritate în EUR.

Rata medie ponderată a dobânzii efective aferente depozitelor bancare pe termen scurt a fost de 0,40% la 30 iunie 2017 (0,48% la 30 iunie 2016) iar aceste depozite au scadența medie de 30 zile.

La data de 30 iunie 2017 Societatea are constituită o ipotecă mobilă asupra unui cont de depozit colateral în valoare de 6.379.137 lei, în favoarea creditorului Banca Comerciala Romana SA, cu scopul garantării obligațiilor izvorâte din contractul nr. DGLC 9166/23.09.2016. Scadența ipotecii este la data de 11 decembrie 2017.

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE INTERIMARE
(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)

14. CAPITAL SOCIAL ȘI PRIMĂ DE EMISIUNE

	Număr de acțiuni ordinare	Capital social	Primă de emisiune	Total
IFRS				
La 31 decembrie 2016	11.773.844	117.738.440	247.478.865	365.217.305
La 30 iunie 2017 (neauditat)	11.773.844	117.738.440	247.478.865	365.217.305
Ajustarea capitalului social la hiperinflație cumulată la 31 decembrie 2003	-	441.418.396	-	441.418.396
La 31 decembrie 2016, 30 iunie 2017 (neauditat)	<u>11.773.844</u>	<u>559.156.836</u>	<u>247.478.865</u>	<u>806.635.701</u>

Numărul autorizat de acțiuni ordinare este de 11.773.844 (31 decembrie 2016: 11.773.844) cu o valoare nominală de 10 lei fiecare. Fiecare acțiune reprezintă un vot. Structura acționariatului la 30 iunie 2017 este următoarea:

	Număr de acțiuni ordinare	Valoare statutară (lei)	Procentaj (%)
Statul Român, reprezentat de Ministerul Economiei	6.888.840	68.888.400	58,5097
Alți acționari	<u>4.885.004</u>	<u>48.850.040</u>	<u>41.4903</u>
	<u>11.773.844</u>	<u>117.738.440</u>	<u>100,0000</u>

Structura acționariatului la 31 decembrie 2016 este următoarea:

	Număr de acțiuni ordinare	Valoare statutară (lei)	Procentaj (%)
Statul Român, reprezentat de Ministerul Economiei, Comerțului și Relațiilor cu Mediul de Afaceri	6.888.840	68.888.400	58,5097
Alți acționari	<u>4.885.004</u>	<u>48.850.040</u>	<u>41.4903</u>
	<u>11.773.844</u>	<u>117.738.440</u>	<u>100,0000</u>

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE INTERIMARE
(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)

14. CAPITAL SOCIAL ȘI PRIMĂ DE EMISIUNE (CONTINUARE)

Prin Ordonanța de Urgență a Guvernului României nr. 1 din 04 ianuarie 2017 a fost înființat Ministerul Economiei, prin reorganizarea Ministerul Economiei, Comerțului și Relațiilor cu Mediul de Afaceri. Transferul acțiunilor deținute de Statul Român din contul Ministerul Economiei, Comerțului și Relațiilor cu Mediul de Afaceri în contul Ministerul Economiei a fost înregistrat la SC Depozitarul Central SA în data de 10 martie 2017.

În contabilitatea statutară, înainte de 1 ianuarie 2012, Societatea a inclus în capitalul social rezerve din reevaluare pentru reevaluările efectuate înainte de 31 decembrie 2001. În scopul întocmirii prezentelor situații financiare în conformitate cu IFRS EU, astfel de majorări nu au fost recunoscute întrucât ajustările la hiperinflație pentru mijloace fixe erau recunoscute anual în situația rezultatului global până la 31 decembrie 2003. Prin urmare, în aceste situații financiare, Societatea a înregistrat doar capitalul social din aport în numerar sau în natură, ajustat la inflație de la data aportului inițial la 31 decembrie 2003 iar majorarea capitalului social care a avut loc după 1 ianuarie 2004 a fost recunoscută în termeni nominali.

15. ALTE REZERVE, REZERVE LEGALE ȘI REZULTATUL REPORTAT

Alte rezerve

Înainte de adoptarea IFRIC 12, o rezervă corespunzătoare activelor aparținând domeniului public (Notele 3.8 și 5.2) a fost inclusă în capitalurile proprii cu titlul de „Rezerva domeniului public” la valoarea activelor respective retratate în funcție de inflație până la 1 ianuarie 2004. Aceasta a fost redenumită „Alte rezerve” la adoptarea IFRIC 12 (Nota 3.5), pentru a reflecta modificarea statusului activelor aferente.

Rezerva legală

În conformitate cu legislația românească și cu actul constitutiv al Societății, aceasta trebuie să transfere cinci procente din profitul din situațiile financiare statutare într-o rezervă statutară de până la 20% din capitalul social statutar. Soldul rezervei statutare, care nu este disponibil pentru distribuție la 30 iunie 2017, este în sumă de 23.547.688 lei (31 decembrie 2016: 23.547.688 lei). Rezerva legală este inclusă în „Rezultatul reportat” în aceste situații financiare.

Distribuția dividendelor

În cursul anului 2017, Societatea a declarat și distribuit un dividend în valoare de 46,33 lei/acțiune aferent profitului anului anterior (2016: 27,61 lei/acțiune). Totalul dividendelor declarate din profitul anului 2016 este de 545.482.192 lei (dividende declarate din profitul anului 2015: 325.075.833 lei).

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE INTERIMARE
(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)

16. ÎMPRUMUTURI PE TERMEN LUNG

Societatea nu are angajate împrumuturi pe termen lung.

17. VENITURI ÎNREGISTRATE ÎN AVANS

Veniturile înregistrate în avans constau în taxe de racordare aplicate clienților pentru racordarea acestora la sistemul național de transport al gazelor naturale, în active preluate cu titlu gratuit pentru conectarea la rețea, fondurile nerambursabile și dreptul de a recupera valoarea reglementată rămasă neamortizată a bunurilor aferente investițiilor realizate în calitate de concesionar. Societatea utilizează taxa de racordare pentru a realiza racordarea la sistemul național de transport a obiectivelor clientului. Veniturile înregistrate în avans (prezentate drept „venituri din taxe de racordare”) sunt înregistrate la venituri pe perioada în care sunt amortizate activele aferente și care estimează durata relației cu clientul (Nota 22).

	<u>30 iunie 2017</u> (neauditat)	<u>31 decembrie 2016</u>
Sold inițial	<u>1.036.619.965</u>	<u>930.578.140</u>
Creștere privind valoarea reglementată rămasă neamortizată la încetarea acordului de concesiune	9.640.453	29.205.149
Creșteri	11.051.061	125.988.900
Sume rambursate	-	-
Sume înregistrate la venituri (Nota 22)	<u>(26.102.456)</u>	<u>(49.152.224)</u>
Sold final	<u>1.031.209.023</u>	<u>1.036.619.965</u>

Societatea are dreptul de a recupera valoarea reglementată rămasă neamortizată a bunurilor aferente investițiilor realizate în calitate de concesionar al Sistemului Național de Transport (a se vedea de asemenea Nota 3.18). Venitul în avans se recunoaște în contul de profit și pierdere pe durata rămasă a acordului de concesiune (Nota 22).

Soldul veniturilor în avans este compus din:

	<u>30 iunie 2017</u> (neauditat)	<u>31 decembrie 2016</u>
Venit amânat aferent valorii reglementate rămase neamortizată la încetarea acordului de concesiune	522.246.004	527.528.941
Racorduri și bunuri primite cu titlu gratuit	287.516.296	293.361.138
Finanțare nerambursabilă	<u>221.446.723</u>	<u>215.729.886</u>
	<u>1.031.209.023</u>	<u>1.036.619.965</u>

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE INTERIMARE
(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)

17. VENITURI ÎNREGISTRATE ÎN AVANS (CONTINUARE)

În luna septembrie 2016, Societatea a încasat de la Comisia Europeană suma de 25.834.490 eur reprezentând prefinanțare în legătură cu Acordul de finanțare privind proiectul „Dezvoltarea pe teritoriul României a sistemului național de transport gaze naturale pe coridorul de transport Bulgaria–România–Ungaria–Austria” - BRUA Faza 1.

18. IMPOZIT PE PROFIT

Cheltuiala cu impozitul pe profit

	Perioada de șase luni încheiată la <u>30 iunie 2017</u> (neauditat)	Perioada de șase luni încheiată la <u>30 iunie 2016</u> (neauditat)
Cheltuiala cu impozitul pe profit – curent	80.227.376	57.297.625
Impozit amânat – impactul diferențelor temporare	<u>(2.342.614)</u>	<u>(2.253.982)</u>
Cheltuiala cu impozitul pe profit	<u>77.884.762</u>	<u>55.043.643</u>

În 2017 și 2016, Societatea a calculat impozit pe profit la rata de 16% aplicată profitului determinat în conformitate cu legislația românească.

	Perioada de șase luni încheiată la <u>30 iunie 2017</u> (neauditat)	Perioada de șase luni încheiată la <u>30 iunie 2016</u> (neauditat)
Profit înainte de impozitare	478.375.321	336.810.481
Cheltuiala teoretică cu impozitul la rata statutară de 16% (2016: 16%)	76.540.051	53.889.677
Cheltuieli nedeductibile, net	<u>1.344.711</u>	<u>1.153.966</u>
Cheltuiala cu impozitul pe profit - curent	<u>77.884.762</u>	<u>55.043.643</u>
Datoria aferenta impozitului pe profit, curentă	<u>48.519.846</u>	<u>29.966.214</u>

Amortizarea ajustărilor de hiperinflație a imobilizărilor corporale reprezintă cheltuială deductibilă odată cu adoptarea IFRS EU ca și cadru de raportare statutară.

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE INTERIMARE
(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)

18. IMPOZIT PE PROFIT (CONTINUARE)

Impozit amânat

Impozitul amânat de plată și de recuperat sunt evaluate la rata efectivă de impozitare de 16% la 30 iunie 2017 (31 decembrie 2016: 16%). Impozitul amânat de plată și de recuperat, precum și cheltuielile cu /(veniturile din) impozit amânat recunoscute în situația rezultatului global sunt atribuibile următoarelor elemente:

	<u>30 iunie 2017</u> <u>(nauditat)</u>	<u>Mișcare</u>	<u>31 decembrie</u> <u>2016</u>	<u>Mișcare</u>	<u>30 iunie 2016</u> <u>(nauditat)</u>	<u>Mișcare</u>	<u>1 ianuarie</u> <u>2016</u>
Impozit amânat de plată							
Imobilizări corporale și necorporale	81.547.288	(2.342.614)	83.889.902	(2.375.034)	86.264.936	(2.253.982)	88.518.918
Impozit amânat de recuperat							
Provizion pentru Beneficiile angajaților	<u>(18.221.747)</u>	<u>-</u>	<u>(18.221.747)</u>	<u>(1.040.231)</u>	<u>(17.181.516)</u>	<u>-</u>	<u>(17.181.516)</u>
	<u>63.325.541</u>	<u>(2.342.614)</u>	<u>65.668.155</u>	<u>(3.415.265)</u>	<u>69.083.420</u>	<u>(2.253.982)</u>	<u>71.337.402</u>

Datoria privind impozitul pe profit amânat aferentă imobilizărilor corporale și necorporale este determinată de faptul că: a) în valoarea fiscală a imobilizărilor necorporale nu se include actualizarea cu rata inflației; și b) bunurile de natura domeniului public nu reprezintă active amortizabile din punct de vedere fiscal, indiferent de modul în care sunt reflectate în contabilitate.

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE INTERIMARE
(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)

18. IMPOZIT PE PROFIT (CONTINUARE)

Sumele prezentate în situația poziției financiare cuprind următoarele:

	<u>30 iunie 2017</u> (neauditat)	<u>31 decembrie 2016</u>
Obligații privind impozitul amânat de achitat în mai mult de 12 luni conform raportării	<u>63.325.541</u>	<u>65.668.155</u>

19. DATORII COMERCIALE ȘI ALTE DATORII

	<u>30 iunie 2017</u> (neauditat)	<u>31 decembrie 2016</u>
Datorii comerciale	54.521.311	67.842.305
Furnizori de mijloace fixe	5.907.864	12.861.215
Dividende de plată	547.308.824	3.103.183
Datorii aferente redevențelor	32.510.845	54.627.779
Alte impozite	16.818.210	19.758.749
Sume de plată către angajați	12.030.658	16.300.594
TVA de plată	10.606.441	20.559.485
TVA neexigibilă	10.071.901	39.967.165
Alte datorii	<u>24.135.462</u>	<u>16.089.755</u>
	<u>713.911.516</u>	<u>251.110.230</u>

La 30 iunie 2017, din totalul datoriilor comerciale și a altor datorii suma de 12.003.355 lei (31 decembrie 2016: 3.147.245 lei) este exprimată în monedă străină, în special în EUR.

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE INTERIMARE
(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)

20. PROVIZIOANE PENTRU RISCURI ȘI CHELTUIELI

	30 iunie 2017 (neauditat)	31 decembrie 2016
<i>Provizion curent</i>		
Provizion pentru litigii	296.341	296.341
Provizion contract de mandat	-	3.588.610
Provizion pentru participarea salariaților la profit	<u>6.494.847</u>	<u>11.494.560</u>
	<u>6.791.188</u>	<u>15.379.511</u>

Participarea salariaților la profit se calculează în limita a 10% din profitul net dar nu mai mult de nivelul unui salariu de bază mediu lunar realizat în exercițiul financiar de referință.

21. PROVIZION PENTRU BENEFICIILE ANGAJAȚILOR

Beneficiile angajaților

Conform contractului colectiv de muncă, Societatea trebuie să plătească angajaților la momentul pensionării o sumă compensatorie egală cu un anumit număr de salarii calculate ca media salariilor lunare realizate în ultimele 12 luni, în funcție de perioada lucrată în industria gazieră, condițiile de lucru, etc. Valoarea actualizată a provizionului a fost determinată pe baza Metodei Factorului de Credit Proiectat. Beneficiile la pensionare primite de un angajat au fost mai întâi majorate cu valoarea contribuțiilor angajatorului și apoi, fiecare beneficiu a fost actualizat ținându-se cont de rotația angajaților, de concedieri și de probabilitatea de supraviețuire până la pensionare. Numărul anilor până la pensionare a fost calculat ca diferența dintre vârsta de pensionare și vârsta la data raportării. Media previzionată a perioadei de muncă rămasă a fost calculată pe baza numărului de ani până la pensionare, ținând cont deasemenea de rata concedierilor, rata rotației angajaților și probabilitatea de supraviețuire.

Principalele ipoteze actuariale utilizate pentru calcul la data de 31 decembrie 2016 au fost următoarele:

a) Rata de actualizare:

- Au fost folosite următoarele valori: rata estimată a inflației pe termen lung 2% p.a, rata randamentului real pe termen lung estimat pentru obligațiunile guvernamentale 2,2% p.a, rata forward de echilibru 4,20% p.a;

b) Rata inflației estimate pe baza statisticilor emise de INSSE și a prognozei BNR este 2,10% în 2017; 2,50% în 2018-2030 și urmând o tendință descrescătoare în anii următori;

c) Rata de creștere a salariilor – pentru 2016 și anii ulteriori a fost estimată o rată de creștere salarială de 2% peste indicele prețurilor de consum;

d) Rata mortalității în rândul angajaților se bazează pe Tabelul de Mortalitate a populației României 2013 emis de Institutul Național de Statistică din România

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE INTERIMARE
(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)

21. PROVIZION PENTRU BENEFICIILE ANGAJAȚILOR (CONTINUARE)

Mișcarea în provizionul pentru beneficiile angajaților:

1 ianuarie 2016	<u>107.384.474</u>
din care:	
Termen scurt	4.436.875
Termen lung	102.947.599
Costul dobânzii	4.038.488
Costul serviciului curent	4.262.223
Costul serviciului trecut	61.816
Plățile din provizioane în cursul anului	(2.886.715)
Câștigul/Pierdere actuarială aferentă perioadei	1.025.634
31 decembrie 2016	<u>113.885.920</u>
din care:	
Termen scurt	4.757.862
Termen lung	109.128.058
30 iunie 2017	<u>113.885.920</u>
din care:	
Termen scurt	4.757.862
Termen lung	109.128.058

22. ALTE VENITURI

	Perioada de șase luni încheiată la <u>30 iunie 2017</u> (neauditat)	Perioada de șase luni încheiată la <u>30 iunie 2016</u> (neauditat)
Venituri din penalități pentru plata cu întârziere, aplicate clienților	2.632.716	1.555.578
Venituri din taxe de racordare, fonduri nerambursabile și bunuri preluate cu titlu gratuit	11.179.065	8.804.852
Venituri din creanța privind valoarea reglementată rămasă recunoscută de ANRE la sfârșitul Acordului de Concesiune	14.923.391	14.202.925
Venituri din vanzarea materialelor reziduale	22.114	709.629
Venituri din chirii	706.433	724.703
Venituri din materiale recuperate	462.433	311.715
Alte venituri din exploatare	<u>1.566.086</u>	<u>53.113.165</u>
	<u>31.492.238</u>	<u>79.422.567</u>

În anul 2016 Societatea a înregistrat la alte venituri din exploatare suma de 51.717.515 lei, reprezentând majorări de întârziere aferente unor dividende achiate cu întârziere din perioada 2000 – 2003, prescrise.

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE INTERIMARE
(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)

23. ALTE CHELTUIELI DIN EXPLOATARE

	Perioada de șase luni încheiată la <u>30 iunie 2017</u> (neauditat)	Perioada de șase luni încheiată la <u>30 iunie 2016</u> (neauditat)
Pierdere din deprecierea creanțelor	12.783.885	26.103.830
Cheltuieli cu securitatea și paza	6.083.291	6.227.330
Utilități	3.242.677	3.211.544
Penalități și amenzi	677.639	247.523
Telecomunicații	1.785.856	2.194.946
Rezervare capacitate de înmagazinare gaze	2.534.700	2.336.904
Cheltuieli de sponsorizare	430.000	605.500
Cheltuieli de întreținere	329.493	675.212
Chirii	2.337.278	2.602.547
Servicii de pregătire profesională	437.972	532.617
Cheltuieli de marketing și protocol	401.494	364.533
Cheltuieli cu studii și cercetări	1.279.559	327.610
Prime de asigurare	722.032	576.363
Comisioane bancare și alte comisioane	89.163	190.813
Pierdere/(câștig) din deprecierea stocurilor	1.046.652	1.202.203
Pierdere neta din cedarea de mijloace fixe	(32.968)	83.493
Pierderi din creanțe	-	2.263.026
Altele	<u>11.399.113</u>	<u>9.728.542</u>
	<u>45.547.836</u>	<u>59.474.536</u>

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE INTERIMARE
(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)

24. CHELTUIELI CU ANGAJAȚII

	Perioada de șase luni încheiată la <u>30 iunie 2017</u> (neauditat)	Perioada de șase luni încheiată la <u>30 iunie 2016</u> (neauditat)
Salarii și indemnizații	141.545.889	138.054.309
Cheltuieli cu asigurările și protecția socială	39.751.225	38.909.457
Alte cheltuieli cu angajații	<u>3.178.299</u>	<u>2.952.164</u>
	<u>184.475.413</u>	<u>179.915.930</u>

Numărul mediu de salariați în cursul exercițiului financiar:

	Perioada de șase luni încheiată la <u>30 iunie 2017</u> (neauditat)	Perioada de șase luni încheiată la <u>30 iunie 2016</u> (neauditat)
Personal muncitor	3151	3302
Personal TESA	<u>1477</u>	<u>1395</u>
	<u>4628</u>	<u>4697</u>

25. VENITURI /(CHELTUIELI) FINANCIARE NETE

	Perioada de șase luni încheiată la <u>30 iunie 2017</u> (neauditat)	Perioada de șase luni încheiată la <u>30 iunie 2016</u> (neauditat)
Venituri din diferențe de curs valutar	10.245.822	3.402.817
Venituri din dobânzi	11.521.514	11.214.863
Alte venituri financiare	<u>-</u>	<u>6.882</u>
Venituri financiare	<u>21.767.336</u>	<u>14.624.562</u>
Cheltuieli din diferențe de curs valutar	(8.672.018)	(2.921.371)
Alte cheltuieli financiare	<u>47</u>	<u>-</u>
Cheltuieli financiare	<u>(8.671.971)</u>	<u>(2.921.371)</u>

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE INTERIMARE
(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)

26. NUMERAR GENERAT DIN EXPLOATARE

	Perioada de șase luni încheiată la <u>30 iunie 2017</u> (neauditat)	Perioada de șase luni încheiată la <u>30 iunie 2016</u> (neauditat)
Profit înainte de impozitare	478.375.321	336.810.481
<i>Ajustări pentru:</i>		
Amortizare	106.869.486	103.384.256
Câștig/(pierdere) din cedarea de mijloace fixe	(32.968)	83.493
Provizioane pentru riscuri și cheltuieli	(8.588.323)	16.511.542
Venituri din taxe de racordare, fonduri nerambursabile și bunuri preluate cu titlu gratuit	(11.179.065)	(8.804.852)
Provizioane pentru deprecierea creanțelor	12.783.885	26.103.829
Venituri din dobânzi	(11.521.514)	(11.214.864)
Pierdere/(câștig) din deprecierea stocurilor	1.046.653	1.202.203
Pierderi din creanțe		2.263.026
Efectul variației ratelor de schimb asupra altor elemente decât cele din exploatare	33.581	(7.468)
Venituri din dreptul de creanță asupra valorii reglementate rămase neamortizată la încetarea acordului de concesiune	(14.923.391)	(14.202.925)
Profit din exploatare înainte de modificările în capitalul circulant	<u>552.863.665</u>	<u>452.128.721</u>
(Creștere)/ descreștere creanțe comerciale și alte creanțe	195.455.111	(27.673.140)
(Creștere)/descreștere stocuri	1.375.360	(15.206.142)
Creștere/(descreștere) datorii comerciale și alte datorii	<u>(72.777.558)</u>	<u>(47.476.455)</u>
Numerar generat din exploatare	<u>676.916.578</u>	<u>361.772.984</u>

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE INTERIMARE
(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)

27. TRANZACȚII CU PĂRȚI AFILIATE

Părțile sunt considerate afiliate dacă una din părți are capacitatea de a controla cealaltă parte, de a exercita o influență semnificativă asupra celeilalte părți în luarea de decizii financiare sau operaționale, dacă se află sub control comun cu altă parte, dacă există o asocierie în participație în cadrul căreia entitatea este asociat sau este membru al conducerii după cum este descris în IAS 24 „Prezentarea informațiilor privind părțile afiliate”. În evaluarea fiecărei relații posibile cu părțile afiliate, accentul cade pe esența acestei relații și nu neapărat pe forma sa juridică. Părțile afiliate pot încheia tranzacții pe care părțile neafiliate nu le pot încheia, iar în cazul tranzacțiilor între părți afiliate nu se vor aplica aceiași termeni, condiții și valori ca pentru părțile neafiliate.

Pe parcursul perioadelor încheiate la 30 iunie 2017 și 30 iunie 2016 s-au efectuat următoarele tranzacții cu părți afiliate și următoarele solduri erau de plată / de încasat de la părți afiliate la datele respective:

i) Compensații acordate membrilor consiliului de administrație și conducerii

	Perioada de șase luni încheiată la <u>30 iunie 2017</u> (neauditat)	Perioada de șase luni încheiată la <u>30 iunie 2016</u> (neauditat)
Salarii plătite membrilor consiliului de administrație și conducerii	8.867.630	8.421.753
Contribuțiile sociale ale Societății	<u>1.988.579</u>	<u>1.887.926</u>
	<u>10.856.209</u>	<u>10.309.679</u>

Pe parcursul perioadelor încheiate la 30 iunie 2017 și 30 iunie 2016 nu au fost acordate avansuri și credite administratorilor și conducerii Societății, cu excepția avansurilor din salarii și cele pentru deplasări în interesul serviciului, iar aceștia nu datorează nicio sumă Societății la sfârșitul perioadei provenind din aceste avansuri.

Provizionul pentru contractul de mandat este prezentat la Nota 20.

Societatea nu are obligații contractuale legate de pensii față de foști directori și administratori ai Societății.

ii) Împrumut către o parte afiliată

	<u>30 iunie 2017</u> (neauditat)	<u>31 decembrie 2016</u>
Împrumut către Resial SA	1.770.346	1.770.346
Minus provizionul pentru deprecierea împrumutului	<u>(1.770.346)</u>	<u>(1.770.346)</u>
	<u>-</u>	<u>-</u>

Dividendele distribuite sunt prezentate în Nota 15. Redevențele plătite sunt prezentate în Nota 3.8.

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE INTERIMARE
(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)

27. TRANZACȚII CU PĂRȚI AFILIATE (CONTINUARE)

iii) Venituri de la părți afiliate – servicii furnizate (fără TVA)

		Perioada de șase luni încheiată la <u>30 iunie 2017</u> (neauditat)	Perioada de șase luni încheiată la <u>30 iunie 2016</u> (neauditat)
	<u>Relație</u>		
SNGN Romgaz	Entitate aflată sub control comun	79.478.877	45.115.389
Electrocentrale Deva SA	Entitate aflată sub control comun	3.768.668	1.262.050
Electrocentrale București	Entitate aflată sub control comun	66.542.384	58.336.807
Electrocentrale Galați SA	Entitate aflată sub control comun	-	4.229.079
Electrocentrale Constanța	Entitate aflată sub control comun	-	6.406.040
Energoterm Tulcea SA	Entitate aflată sub control comun	-	1.035.256
Termo Calor Pitești	Entitate aflată sub control comun	-	1.945.214
		<u>149.789.929</u>	<u>118.329.835</u>

iv) Vânzări alte bunuri și servicii (fără TVA)

		Perioada de șase luni încheiată la <u>30 iunie 2017</u> (neauditat)	Perioada de șase luni încheiată la <u>30 iunie 2016</u> (neauditat)
	<u>Relație</u>		
SNGN Romgaz	Entitate aflată sub control comun	31.234	50.702
Termo Calor Pitești	Entitate aflată sub control comun	-	530
Energoterm Tulcea SA	Entitate aflată sub control comun	8.551	-
Electrocentrale Deva SA	Entitate aflată sub control comun	177.353	942
Electrocentrale Galați SA	Entitate aflată sub control comun	216.088	134.844
Electrocentrale Constanța	Entitate aflată sub control comun	<u>117.908</u>	<u>49.516</u>
		<u>551.134</u>	<u>236.534</u>

v) Vânzări gaze – activitatea de echilibrare (fără TVA)

		Perioada de șase luni încheiată la <u>30 iunie 2017</u> (neauditat)	Perioada de șase luni încheiată la <u>30 iunie 2016</u> (neauditat)
	<u>Relație</u>		
SNGN Romgaz	Entitate aflată sub control comun	17.785.821	-
Electrocentrale Deva SA	Entitate aflată sub control comun	57.305	-
Electrocentrale București	Entitate aflată sub control comun	<u>2.567.740</u>	-
		<u>20.410.866</u>	-

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE INTERIMARE
(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)

27. TRANZACȚII CU PĂRȚI AFILIATE (CONTINUARE)

vi) Creanțe de la părți afiliate (net de provizion)

		30 iunie	31 decembrie
	Relație	2017	2016
		(neauditat)	
SNGN Romgaz	Entitate aflată sub control comun	30.627.214	30.082.437
Electrocentrale Deva SA	Entitate aflată sub control comun	3.599.266	-
Electrocentrale București	Entitate aflată sub control comun	31.264.843	46.564.667
Electrocentrale Galați SA	Entitate aflată sub control comun	162.066	756.332
Electrocentrale Constanța	Entitate aflată sub control comun	194.238	2.292.341
Energoterm Tulcea SA	Entitate aflată sub control comun	<u>5.812</u>	<u>69.291</u>
		<u>65.853.439</u>	<u>79.765.068</u>

vii) Creanțe clienți – activitatea de echilibrare (net de provizion)

		30 iunie	31 decembrie
	Relație	2017	2016
		(neauditat)	
SNGN Romgaz	Entitate aflată sub control comun	11.019.005	7.802.777
Electrocentrale Deva SA	Entitate aflată sub control comun	2	-
Electrocentrale București	Entitate aflată sub control comun	<u>3.055.610</u>	<u>-</u>
		<u>14.074.617</u>	<u>7.802.777</u>

viii) Achiziții de gaz de la părți afiliate (fără TVA)

		Perioada de șase luni încheiată la 30 iunie 2017 (neauditat)	Perioada de șase luni încheiată la 30 iunie 2016 (neauditat)
	Relație		
SNGN Romgaz	Entitate aflată sub control comun	<u>36.021.585</u>	<u>629.581</u>

ix) Achiziții de servicii de la părți afiliate (alte servicii – fără TVA)

		Perioada de șase luni încheiată la 30 iunie 2017 (neauditat)	Perioada de șase luni încheiată la 30 iunie 2016 (neauditat)
	Relație		
SNGN Romgaz	Entitate aflată sub control comun	20.195	1.577.350
Electrocentrale București	Entitate aflată sub control comun	2.388	2.600
Termo Calor Pitești	Entitate aflată sub control comun	<u>2.369</u>	<u>2.186</u>
		<u>24.952</u>	<u>1.582.136</u>

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE INTERIMARE
(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)

27. TRANZACȚII CU PĂRȚI AFILIATE (CONTINUARE)

x) Achiziții de gaz - activitatea de echilibrare (fără TVA)

		Perioada de șase luni încheiată la 30 iunie 2017 (neauditat)	Perioada de șase luni încheiată la 30 iunie 2016 (neauditat)
	<u>Relație</u>		
SNGN Romgaz	Entitate aflată sub control comun	6.587.793	-
Electrocentrale Deva SA	Entitate aflată sub control comun	<u>3.863</u>	<u>-</u>
		<u>6.591.656</u>	<u>-</u>

xi) Achiziții de alte servicii - activitatea de echilibrare (fără TVA)

		Perioada de șase luni încheiată la 30 iunie 2017 (neauditat)	Perioada de șase luni încheiată la 30 iunie 2016 (neauditat)
	<u>Relație</u>		
SNGN Romgaz	Entitate aflată sub control comun	<u>2.709.023</u>	<u>-</u>

xii) Datorii către furnizorii de gaze naturale (cu TVA)

		30 iunie 2017 (neauditat)	31 decembrie 2016
	<u>Relație</u>		
SNGN Romgaz	Entitate aflată sub control comun	11.331.160	19.510.104

xiii) Datorii către părți afiliate din servicii (alte servicii – cu TVA)

		30 iunie 2017 (neauditat)	31 decembrie 2016
	<u>Relație</u>		
SNGN Romgaz	Entitate aflată sub control comun	3.485	576.377
Electrocentrale București	Entitate aflată sub control comun	-	800
Termo Calor Pitești	Entitate aflată sub control comun	<u>139</u>	<u>586</u>
		<u>3.624</u>	<u>577.763</u>

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE INTERIMARE
(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)

27. TRANZACȚII CU PĂRȚI AFILIATE (CONTINUARE)

xiv) Datorii către furnizorii – activitatea de echilibrare (cu TVA)

	<u>Relație</u>	30 iunie 2017 (neauditat)	31 decembrie 2016
SNGN Romgaz	Entitate aflată sub control comun	14.081.390	6.044.680
Electrocentrale Deva SA	Entitate aflată sub control comun	<u>3.387</u>	<u>-</u>
		<u>14.084.778</u>	<u>6.044.680</u>

28. REZULTATUL PE ACȚIUNE

Acțiunile Societății sunt cotate la prima categorie a Bursei de Valori București.

Rezultatul de bază pe acțiune este calculat prin împărțirea profitului atribuibil deținătorilor de capitaluri ai Societății la numărul mediu de acțiuni ordinare existente pe parcursul anului.

	Perioada de șase luni încheiată la 30 iunie 2017 (neauditat)	Perioada de șase luni încheiată la 30 iunie 2016 (neauditat)
Profit atribuibil deținătorilor de capital ai Societății	400.490.559	281.766.838
Media ponderată a numărului de acțiuni	11.773.844	11.773.844
Rezultatul de bază și diluat pe acțiune (lei pe acțiune)	34,02	23,93

29. TRANZACȚII SEMNIFICATIVE CARE NU AU IMPLICAT NUMERAR

Compensări

Aproximativ 0,12 % din creanțe au fost decontate prin tranzacții care nu au implicat ieșiri de numerar pe parcursul perioadei de șase luni încheiată la 30 iunie 2017 (31 decembrie 2016: 0,12%). Tranzacțiile reprezintă în principal vânzări de produse și servicii în schimbul materiilor prime și serviciilor sau compensări cu clienți și furnizori în cadrul ciclului de exploatare.

Tranzacții barter

Nu au fost efectuate tranzacții barter în 2017 și 2016.

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE INTERIMARE
(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)

30. CONTINGENȚE, ANGAJAMENTE ȘI RISCURI OPERAȚIONALE

i) Angajamente

Acordul de concesiune a serviciilor (A.C.S. - Nota 8) prevede că, la sfârșitul acordului, ANRM are dreptul de a primi înapoi, toate bunurile proprietate publică existente la momentul la care acordul a fost semnat și toate investițiile care se fac la sistemul național de transport, în conformitate cu programul de investiții prevăzut în acordul de concesiune a serviciilor. Societatea mai are și alte obligații referitoare la acordul de concesiune, ce sunt descrise în Nota 8.

Legea 127/2014 intrată în vigoare din 5 octombrie 2014 menționează că în cazul încetării contractului de concesiune din orice motiv, sau la terminarea contractului, investiția

efectuată de către operatorul sistemului național de transport se transferă către proprietarul sistemului național de transport sau către un alt concedent în schimbul plății unei compensații egale cu valoarea reglementată rămasă neamortizată stabilită de către ANRE, după cum este prezentat și în Nota 3.18.

La 30 iunie 2017 valoarea obligațiilor contractuale ferme pentru achiziția de imobilizări corporale și necorporale este de 255.121.398 lei.

ii) Impozitare

Sistemul de impozitare din România este într-o fază de consolidare și armonizare cu legislația europeană. Totuși, încă există interpretări diferite ale legislației fiscale. În România, exercițiul fiscal rămâne deschis pentru verificare fiscală timp de 5 ani. Conducerea Societății consideră că obligațiile fiscale incluse în aceste situații financiare sunt prezentate adecvat.

În conformitate cu Ordinul MFP nr. 881/2012, Transgaz întocmește situații financiare statutare IFRS începând cu anul 2012, aceste situații fiind și bază pentru determinarea obligațiilor fiscale ale Societății. Întrucât regulile fiscale pentru contribuabilii care aplică reglementările contabile conforme cu IFRS sunt noi, există riscul ca un control fiscal ulterior să aibă o altă interpretare decât Societatea privind modul de determinare a bazei fiscale.

iii) Polițe de asigurare

Societatea nu deține polițe de asigurare aferente operațiunilor, reclamațiilor cu privire la produse, sau pentru datoria publică. Societatea are polițe de asigurare pentru clădiri și polițe de răspundere civilă obligatorie pentru parcul auto. Mai mult, Societatea a contractat asigurări de răspundere profesională pentru membrii consiliului de administrație și pentru 30 de manageri (30 de manageri în 2016).

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE INTERIMARE
(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)

30. CONTINGENTE, ANGAJAMENTE ȘI RISCURI OPERAȚIONALE
(CONTINUARE)

iv) Aspecte legate de mediu

Reglementările în domeniul mediului sunt în curs de dezvoltare în România și Societatea nu a înregistrat nici un fel de obligații la 30 iunie 2017 și 31 decembrie 2016 referitoare la cheltuieli anticipate care includ onorarii juridice și de consultanță, analiza locațiilor, elaborarea și implementarea de măsuri de recuperare legate de protecția mediului. Conducerea Societății consideră că nu există obligații semnificative legate de aspecte de mediu.

v) Acțiuni în instanță și alte acțiuni

Pe parcursul activității normale a Societății, au fost efectuate plângeri împotriva acesteia. Societatea are pe rol litigii pentru lipsă folosință terenuri ocupate cu obiective SNT. Pe baza propriilor estimări și a consultanței interne și externe, conducerea Societății este de părere că nu vor fi înregistrate pierderi materiale care să depășească provizioanele care au fost constituite în aceste situații financiare și nu are cunoștință de circumstanțe care să dea naștere la obligații potențiale semnificative în această privință.

În 2012, Societatea a primit o solicitare de date și informații în cadrul investigației Consiliului Concurenței deschise prin Ordinul 759 din 29 septembrie 2011 și extinsă prin Ordinul 836 din 1 noiembrie 2011. Solicitări suplimentare de date și informații în cadrul investigației Consiliului Concurenței au fost primite în 2015. Societatea a furnizat datele și informațiile solicitate. Pe baza propriilor estimări, conducerea Societății consideră că nu există circumstanțe care să dea naștere la obligații potențiale semnificative în această privință.

Începând cu data de 6 iunie 2016, Societatea face obiectul unei inspecții desfășurate de Comisia Europeană - Direcția Generală Concurență în temeiul art. 20, alin (4) din Regulamentul (CE) nr 1/2003 al Consiliului Uniunii Europene privind punerea în aplicare a normelor de concurență prevăzute la art. 81 și 82 din Tratatul CE devenite art. 101 și respectiv 102 din Tratatul privind funcționarea Uniunii Europene.

vi) Politici guvernamentale în sectorul de gaz din România

ANRE este o instituție publică autonomă și stabilește tarifele pentru activitatea de transport gaze naturale aplicate de Societate. Este posibil ca Agenția să decidă implementarea de modificări ale strategiilor guvernamentale în sectorul de gaze, care să determine modificări ale tarifelor aprobate pentru Societate și, astfel, să aibă un impact semnificativ asupra veniturilor Societății. În același fel, guvernul român ar putea decide modificarea redevenței aplicate Societății pentru utilizarea activelor parte a domeniului public conform ACS (Nota 8).

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE INTERIMARE
(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)

30. CONTINGENTE, ANGAJAMENTE ȘI RISCURI OPERAȚIONALE (CONTINUARE)

În acest moment nu se pot stabili efectele, dacă ele vor exista, viitoarelor politici guvernamentale în sectorul de gaze din România asupra valorii activului și pasivului Societății.

Există interpretări diferite ale legislației în vigoare. În anumite situații ANRE poate trata în mod diferit, anumite aspecte, procedând la calculul unor tarife suplimentare și a unor penalități de întârziere. Conducerea Societății consideră că obligațiile sale către ANRE sunt prezentate adecvat în aceste situații financiare.

vii) Situația politică și economică din Ucraina

În anul 2014, situația politică și economică din Ucraina a cunoscut o deteriorare accentuată. Societatea are contracte pentru transportul gazelor din Rusia spre Bulgaria, Turcia, Grecia și alte țări. De asemenea, România importă anual o parte din necesarul de gaze transportate prin conductele Societății. Este posibil ca Gazprom Export să oprească livrările de gaze transportate intern sau internațional prin România sau ca Ucraina să împiedice tranzitul gazelor livrate de Gazprom Export pe teritoriul său. Societatea nu poate estima în prezent impactul acestor evenimente asupra activității sale de transport intern și internațional.

viii) Fonduri nerambursabile pentru conducta de interconectare Giurgiu - Ruse

Societatea a încasat fonduri nerambursabile pentru construcția conductei de interconectare Giurgiu - Ruse. Datorită unor considerente tehnice, contractul de execuție inițial a fost reziliat, fiind reluată procedura de licitație în vederea finalizării lucrării. Societatea nu a primit nici o cerere de rambursare a fondurilor și a depus o solicitare de prelungire a termenului de finalizare a lucrării. Obiectivul a fost recepționat și pus în funcțiune la sfârșitul anului 2016.

31. ONORARII PERCEPUTE DE AUDITORUL STATUTAR

Onorariile aferente exercițiului financiar încheiat la 31 decembrie 2016 percepute de Deloitte Audit SRL, facturate în semestrul I 2017, sunt: 190.865 lei pentru audit statutar și 17.738 lei pentru alte servicii decât cele de audit statutar.

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE INTERIMARE
(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)

32. VENITURI ȘI COSTURI DIN CONSTRUCȚIA DE ACTIVE

În conformitate cu IFRIC 12 veniturile și costurile din construcția rețelei, în schimbul cărora se înregistrează activul necorporal trebuie recunoscute în conformitate cu IAS 11, Contracte de construcții.

	Perioada de șase luni încheiată la <u>30 iunie 2017</u> (neauditat)	Perioada de șase luni încheiată la <u>30 iunie 2016</u> (neauditat)
Venituri din activitatea de construcții conform cu IFRIC12	17.531.795	33.671.167
Costul activelor construite conform cu IFRIC12	(17.531.795)	(33.671.167)

Societatea nu obține profit din activitatea de construcție, valoarea veniturilor fiind egală cu cea a costurilor din aceasta activitate.

Președinte de ședință
Petru Ion Văduva

Director General
Ion Sterian

Director Departament Economic
Marius Lupean



**SOCIETATEA NAȚIONALĂ DE TRANSPORT
GAZE NATURALE "TRANSGAZ" SA MEDIAȘ**
Capital social: 117 738 440,00 LEI
ORC: J32/301/2000; C.I.F.: RO13068733
P-ța C. I. Motaș nr. 1, cod: 551130, Mediaș, Jud. Sibiu
Tel.: 0040 269 803333, 803334; Fax: 0040 269 839029
<http://www.transgaz.ro>; E-mail: cabinet@transgaz.ro



Nr. DEc 37856/10.08.2017

DECLARAȚIA

**persoanelor responsabile din cadrul SNTGN Transgaz SA în conformitate
cu art.113, lit.D, alin.(1), lit.c din Regulamentul CNVM nr. 1/2006, completat
prin Regulamentul CNVM nr. 31/2006**

Conform art.113, lit.D alin.(1), lit.c din Regulamentul CNVM nr. 1/2006,
completat prin Regulamentul CNVM nr. 31/2006 declarăm următoarele:

- ✓ după cunoștințele noastre, situația financiar-contabilă semestrială la 30 iunie 2017 a fost întocmită în conformitate cu Standardele Internaționale de Raportare Financiară adoptate de Uniunea Europeană și oferă o imagine corectă și conformă cu realitatea a activelor, obligațiilor, poziției financiare, contului de profit și pierdere ale societății;
- ✓ raportul consiliului de administrație prezintă în mod corect și complet informațiile despre emitent.

Conducerea SNTGN Transgaz SA

Director General

Ion Sterian

Director Departament Economic

Marius Lupean

Către Acționari,
S.N.T.G.N. Transgaz S.A.

RAPORT DE REVIZUIRE A SITUAȚIILOR FINANCIARE INTERIMARE

Introducere

1. Am revizuit situațiile financiare interimare anexate ale S.N.T.G.N. Transgaz S.A. („Societatea”) care cuprind situația poziției financiare la 30 iunie 2017, precum și contul de profit și pierdere, situația modificărilor capitalurilor proprii și situația fluxurilor de numerar pentru perioada de șase luni încheiată la această dată, împreună cu un sumar al politicilor contabile semnificative, precum și alte note explicative. Aceste situații financiare interimare întocmite în conformitate cu Standardele Internaționale de Raportare Financiară adoptate de către Uniunea Europeană constituie responsabilitatea conducerii Societății. Responsabilitatea noastră este aceea de a exprima o concluzie cu privire la aceste informații financiare interimare, bazate pe revizuirea efectuată.

Aria de aplicabilitate a revizurii

2. Am efectuat revizuirea în conformitate cu Standardul Internațional pentru Misiuni de Revizuire 2410, „Revizuirea situațiilor financiare interimare efectuată de un auditor independent al entității”. O revizuire a situațiilor financiare interimare constă în efectuarea de investigații, în special asupra persoanelor responsabile pentru situația financiar - contabilă, și în aplicarea procedurilor analitice, precum și a altor proceduri de revizuire. Aria de aplicabilitate a unei revizurii este în mod semnificativ mai redusă decât cea a unui audit efectuat în conformitate cu Standardele Internaționale de Audit și, prin urmare, nu putem să obținem asigurarea că vom sesiza toate aspectele semnificative care ar putea fi identificate în cadrul unui audit. Prin urmare, nu exprimăm o opinie de audit.

Concluzia

3. Bazându-ne pe revizuirea efectuată, nimic nu ne-a atras atenția, în sensul de a ne face să credem că situațiile financiare interimare atașate nu oferă o imagine fidelă sub toate aspectele semnificative a poziției financiare a Societății la data de 30 iunie 2017 și a performanței financiare și fluxurilor de trezorerie interimare pentru perioada de șase luni încheiată la această dată în conformitate cu Standardele Internaționale de Raportare Financiară adoptate de către Uniunea Europeană.

Deloitte Audit S.R.L.
București, România
10 august 2017