

SNTGN TRANSGAZ SA MEDIAŞ



Planul de Dezvoltare a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale

2017 - 2026



CUPRINS

1. INTRODUCERE	4
1.1 Actualizări și completări ale Planului de dezvoltare a sistemului național de transport gaze naturale 2014 -2023	5
2. PROFILUL COMPANIEI.....	6
2.1 Activitatea societății.....	6
2.2 Acționariat	9
2.3 Organizare și conducere	10
3. DESCRIEREA SISTEMULUI NAȚIONAL DE TRANSPORT GAZE NATURALE	12
4. PIAȚA GAZELOR NATURALE DIN ȚARĂ ȘI DIN REGIUNE	15
4.1 Piața gazelor naturale din România	15
4.2 Piața gazelor naturale din regiune și posibilități de aprovizionare cu gaze naturale.....	16
4.3 Concluziile analizei pieței regionale de gaze naturale	18
5. CONSUMUL, PRODUCȚIA ȘI ÎNMAGAZINAREA GAZELOR NATURALE.....	20
5.1 Consumul de gaze naturale	20
5.1.1 Istoric consum gaze naturale 2008 - 2016	20
5.1.2 Consumul sezonier și vârful de consum.....	21
5.1.3 Prognoze consum gaze naturale 2017-2035	22
5.2 Producția de gaze naturale	26
5.2.1 Istoric producție gaze naturale 2008 – 2016	26
5.2.2 Prognoza producției interne de gaze naturale.....	28
5.3 Înmagazinarea subterană a gazelor naturale.....	29
5.3.1 Context actual al activității de înmagazinare subterană a gazelor naturale	29
5.3.2 Prognoze privind înmagazinarea subterană a gazelor naturale	31
6. SIGURANȚA ÎN APROVIZIONAREA CU GAZE NATURALE.....	33
7. DIRECȚII DE DEZVOLTARE ALE SISTEMULUI NAȚIONAL DE TRANSPORT (SNT) GAZE NATURALE	38
7.1 Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale pe Coridorul Bulgaria – România – Ungaria - Austria	41
7.2 Dezvoltarea pe teritoriul României a Coridorului Sudic de Transport pentru preluarea gazelor naturale de la țărmul Mării Negre	45
7.3 Interconectarea sistemului național de transport gaze naturale cu conducta de transport internațional gaze naturale T1 și reverse flow Isaccea	48
7.4 Dezvoltări ale SNT în zona de Nord – Est a României în scopul îmbunătățirii aprovizionării cu gaze naturale a zonei precum și a asigurării capacităților de transport spre/dinspre Republica Moldova	50
7.5 Amplificarea coridorului bidirecțional de transport gaze naturale Bulgaria – Romania - Ungaria – Austria (BRUA faza 3).....	52
7.6 Proiect privind noi dezvoltări ale SNT în scopul preluării gazelor de la țărmul Mării Negre – proiect nou.....	53
7.7 Interconectarea România – Serbia – interconectarea sistemului național de transport gaze naturale cu sistemul similar de transport gaze naturale din Serbia – proiect nou	55
7.8 Modernizare SMG Isaccea 1 și SMG Negru Vodă 1 – proiect nou.....	56
8. Analiza proiectelor majore	59
8.1 Statutul Proiectelor.....	59

8.2 Costul Proiectelor	60
8.3 Planificarea investiției Proiectelor pentru perioada 2017-2026.....	62
8.4 Beneficiile Proiectelor	64
8.5 Comparație TYNDP ENTSOG 2017 cu Planul de Dezvoltare al Sistemului Național de Transport Gaze Naturale 2017 - 2026	65
8.6 Modalități de finanțare	68
9. Planul de modernizare și dezvoltare investiții pentru sistemul național de transport gaze naturale în perioada 2017-2019	69
10. CONCLUZII.....	76
Definiții și abrevieri	80
Anexe : Hărți și specificații tehnice.....	81

1. INTRODUCERE

În considerarea respectării cerințelor Directivei Europene CE/73/2009 art.22., privind obligativitatea elaborării anuale a **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 a Sistemului Național de Transport gaze naturale pentru perioada 2017-2026.**

Documentul își propune o prezentare a direcțiilor de dezvoltare ale rețelei românești de transport gaze naturale și a proiectelor majore pe care compania intenționează să le implementeze în următorii 10 ani. Scopul îl reprezintă atingerea unui grad maxim de transparență în ceea ce privește dezvoltarea Sistemului Național de Transport gaze naturale pentru a oferi actorilor de pe piață posibilitatea informării 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 a Sistemului Național de Transport (SNT) gaze naturale în perioada 2017 – 2026 elaborat în conformitate cu prevederile **art. 125 alineatul (6) din Legea nr.123/2012 a energiei electrice și a gazelor naturale**, cu obiectivele stabilite în Strategia Energetică 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;
- crearea pieței de gaze naturale integrate la nivelul Uniunii Europene.

TRANSGAZ este membru al ENTSO-G (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 pentru perioada 2017 – 2026 s-a avut în vedere coordonarea cu TYNDP, GRIP și planurile de dezvoltare pe 10 ani ale celorlalți operatori din regiune.

Menționăm că proiectele de dezvoltare descrise în actualul plan de dezvoltare au fost identificate în urma unor analize și evaluări detaliate efectuate de companie și au în vedere ultimele evoluții ale tendințelor și scenariilor de aprovizionare de pe piața europeană a gazelor naturale.

Securitatea alimentării cu gaze naturale stă la baza oricărei politici energetice – orice întrerupere a livrărilor de gaze naturale are consecințe importante asupra economiilor

statelor membre ale UE. Pentru a întări această securitate, țările Uniunii Europene trebuie să-și diversifice vectorii lor energetici și sursele energetice, dar să și acționeze pentru revizuirea infrastructurii de transport.

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 de transport gaze naturale în conformitate cu normele europene de protecție a mediului.

În contextul geopoliticii și geostrategiei traseelor energetice europene, România beneficiază de avantajele localizării geografice pe coridoare importante de transport și acces la potențialele resurse 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 acesteia cu cerințele reglementărilor europene în domeniu.

Conform prevederilor legale, documentul se supune aprobării Autorității Naționale pentru Reglementare în Domeniul Energiei (ANRE). Prezentul document reprezintă actualizarea și completarea Planului de dezvoltare al SNT în perioada 2014-2023.

1.1 Actualizări și completări ale Planului de dezvoltare a sistemului național de transport gaze naturale 2014 -2023

- Actualizarea caracteristicilor tehnice, valorilor și termenelor de finalizare ale proiectelor din PND 2014-2023 ca urmare a finalizării unor studii de fezabilitate sau a semnării unor contracte;
- Introducerea unor proiecte noi: de preluare a potențialelor rezerve de gaze naturale din Marea Neagră 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, de interconectare România – Serbia, de modernizare a stațiilor de măsurare gaze naturale din punctele de interconectare Isaccea 1 și Negru Vodă 1;
- Analize interne privind prognozele de consum și de producție gaze naturale bazate pe consultarea următoarelor documente:
 - ✓ Strategia Energetică a României 2016-2030, cu perspectiva anului 2050;
 - ✓ Scenariul de referință al Uniunii Europene, ediția 2016, referitor la evoluția până în anul 2050;
 - ✓ World Energy Outlook 2016, document dat publicității de Agenția Internațională a Energiei,
- Introducerea unui capitol nou privind analiza proiectelor majore propuse (din punct de vedere al deciziei de investiție, al efortului financiar funcție de termenul estimat de finalizare, al efortului financiar anual în perioada 2017- 2026);
- Introducerea unui capitol nou privind planul de investiții anual al societății;
- Codificarea proiectelor și corelarea cu codificările proiectelor din TYNDP 2017;
- Introducerea unui subcapitol nou privind înmagazinarea gazelor naturale.

2. PROFILUL COMPANIEI

2.1 Activitatea societății

Societatea Națională de Transport Gaze Naturale "TRANSGAZ" SA, înființată în baza Hotărârii Guvernului nr. 334/28 aprilie 2000 în urma restructurării fostei Societăți Naționale de Gaze Naturale "ROMGAZ" SA, este persoană juridică română având forma juridică de societate comercială pe acțiuni și își desfășoară activitatea în conformitate cu legile române și cu statutul său.

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

Transgaz operează SNT în baza Acordului de Concesiune încheiat cu Agenția Națională pentru Resurse Minerale (ANRM), valabil până în anul 2032, sistemul național de transport gaze naturale fiind în domeniul public al statului.

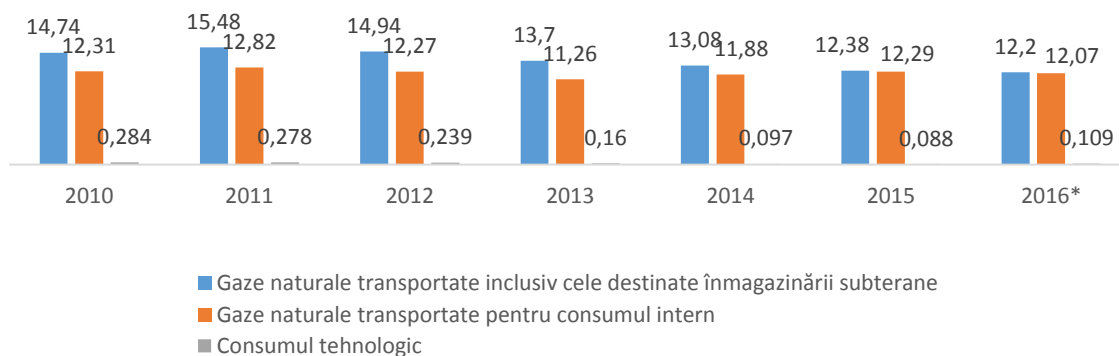
Transportul intern al gazelor naturale

Activitatea de transport gaze naturale 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.

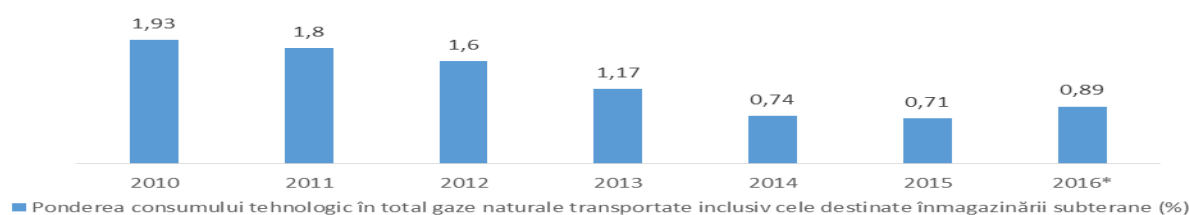
Transportul gazelor naturale este asigurat prin cei peste 13.300 km de conducte și racorduri de alimentare gaz cu diametre cuprinse între 50 mm și 1200 mm, la presiuni cuprinse între 6 bar și 63 bar.

Anul	um	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Gaze naturale transportate inclusiv cele destinate înmagazinării subterane (fără transport internațional gaze naturale)	mld.mc	14,74	15,48	14,94	13,70	13,08	12,38	12,20
Gaze naturale transportate pentru consumul intern	mld.mc	12,31	12,82	12,27	11,26	11,88	12,29	12,07
Consumul tehnologic	mld.mc	0,284	0,278	0,239	0,160	0,097	0,088	0,109
Consumul tehnologic în total gaze naturale transportate inclusiv cele destinate înmagazinării subterane	%	1,93	1,80	1,60	1,17	0,74	0,71	0,89

Tabel 1- Cantitățile de gaze naturale transportate, consumul tehnologic și ponderea consumului tehnologic în total gaze naturale transportate inclusiv cele destinate înmagazinării subterane în perioada 2010-2016)



Grafic 1 - Evoluția cantităților de gaze naturale transportate inclusiv cele destinate înmagazinării subterane și consum tehnologic în perioada 2010- 2016



Grafic 2 -Pondereea consumului tehnologic în total gaze naturale transportate inclusiv cele destinate înmagazinării în perioada 2010-2016

Previziuni ale cantităților de gaze naturale vehiculate, transportate și a consumului tehnologic pentru perioada 2017 - 2026

Anul	um	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Gaze naturale vehiculate (fără transport internațional gaze naturale)	mld. mc	12,90	12,96	13,62	20,08	20,13	20,13	20,13	20,13	20,13	20,13
Gaze naturale transportate	mld. mc	12,78	12,84	13,50	19,91	19,97	19,97	19,97	19,97	19,97	19,97
Consumul tehnologic	mld. mc	0,116	0,114	0,117	0,169	0,161	0,161	0,161	0,161	0,161	0,161
Consumul tehnologic în total gaze naturale vehiculate	%	0,90	0,88	0,86	0,84	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80

Tabel 2- Previziuni ale cantităților de gaze natural vehiculate, transportate și consum tehnologic în perioada 2017 -2026

Transportul internațional al gazelor naturale

Activitatea de transport internațional gaze naturale 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.

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.

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

- Conductă 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".

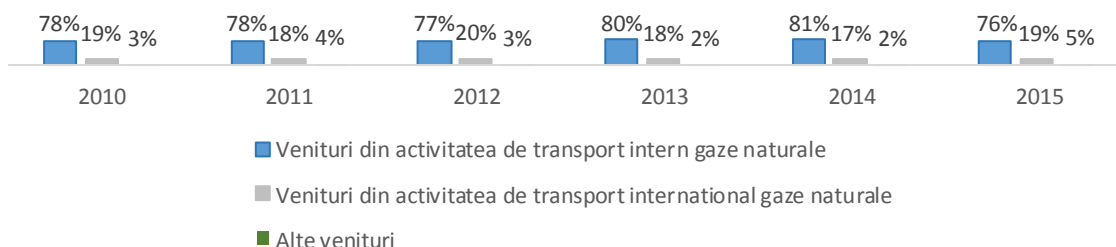
Reglementarea acestei situații este un proces complex din cauza, în principal a unor factori care depășesc sfera de competență a Transgaz. Cu toate acestea, compania își propune rezolvarea acestor aspecte și conformarea la prevederile cadrului de reglementare european, începând cu anul gazier 2017 – 2018.

Operarea de către SNTGN Transgaz SA Mediaș a Sistemului Național de Transport gaze naturale cuprinde în principal activitățile: echilibrare comercială; contractare a serviciilor de transport gaze naturale; dispecerizare și regimuri tehnologice; măsurare și monitorizare calitate gaze naturale; odorizare gaze naturale și transportul internațional al gazelor naturale.

"TRANSGAZ" S.A. poate desfășura complementar și alte activități conexe pentru susținerea obiectului principal de activitate, în conformitate cu legislația în vigoare și cu

statutul propriu, putând achiziționa gaze naturale doar în scopul echilibrării și exploatării în condiții de siguranță a Sistemului Național de Transport.

Societatea realizează pe lângă veniturile din activitatea de transport intern și internațional de gaze naturale și alte venituri, din taxe de acces la SNT, din servicii de proiectare, din încasarea penalităților percepute clienților și din alte servicii adiacente prestate.



Grafic 3- Structura veniturilor din exploatare

Calitatea serviciului de transport este o preocupare constantă atât a SNTGN Transgaz SA, cât și a ANRE. În scopul monitorizării calității serviciului de transport gaze naturale pe bază de indicatori specifici și niveluri de performanță minimale, începând cu data de 1 ianuarie 2007 a intrat în vigoare **Standardul de performanță pentru serviciul de transport al gazelor naturale aprobat ca Anexa 1 la Decizia ANRE nr. 1361/13.12.2006.**

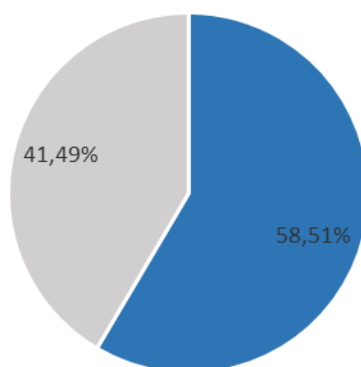
Prin Ordinul ANRE 161/26.11.2015 **Standardul de performanță pentru serviciul de transport și de sistem al gazelor naturale** a fost modificat. Noul standard care stabilește obligațiile ce revin operatorului sistemului de transport gaze naturale în relațiile cu utilizatorii SNT, cu solicitanții de acces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

2.2 Acționariat

Listarea la BVB, în anul 2008, a 10% din capitalul social majorat al SNTGN Transgaz SA iar mai apoi în anul 2013, a unui pachet de acțiuni reprezentând 15% din capitalul social al companiei a contribuit, dată fiind dinamica sectorului din care societatea face parte, la creșterea capitalizării și dezvoltării pieței de capital din România.

Denumire acționar	Număr acțiuni	Procent
Statul Român reprezentat de Ministerul Economiei	6.888.840	58,5097%
Free float – Alți acționari (pers. fizice și juridice)	4.885.004	41,4903%
Total	11.773.844	100,00%

Tabel 3- Acționariatul Transgaz



- Statul Român reprezentat de Ministerul Economiei
- Free float - Alți acționari (pers. fizice și juridice)

Grafic 4 - Structura actuală a acționariatului Transgaz

SNTGN TRANSGAZ SA Mediaș, prin utilizarea eficientă a instrumentelor manageriale și execuția cu responsabilitate a măsurilor angajate față de acționari, investitori, mediul de afaceri și comunitate, a reușit să ocupe la sfârșitul anului 2016 **locul 6 în Top 15 companii listate, în funcție de valoarea tranzacționată**. Totodată, Transgaz se situează pe **locul 9 în Top15 companii listate, în funcție de capitalizarea bursieră** cu o creștere de 200 milioane lei a capitalizării bursiere, comparativ cu aceeași perioadă a anului 2015.

2.3 Organizare și conducere

SNTGN Transgaz SA este administrată în sistem unitar prin Consiliul de Administrație. Există o **separație** între funcția neexecutivă, de control (administrator neexecutiv) și cea executivă (directori) – separație obligatorie, în cazul societăților pe acțiuni ale căror situații financiare anuale fac obiectul unei obligații legale de auditare.

Consiliul de administrație a delegat conducerea societății către directorul general al Transgaz. Directorul general al Transgaz reprezintă societatea în relațiile cu terții și este responsabil de luarea tuturor măsurilor aferente conducerii, în limitele obiectului de activitate al societății și cu respectarea competențelor exclusive rezervate de lege sau de Actul Constitutiv, consiliul de administrație și adunarea generală a acționarilor.

Transgaz are în structură entități funcționale (departamente, direcții, servicii, birouri, compartimente etc.) și entități de producție (9 exploatari teritoriale, o sucursală, sectoare, laboratoare, ateliere etc.), constituite în baza normelor de structură aprobate de consiliul de administrație.



Figura 1- Harta organizării teritoriale a SNTGN Transgaz SA Medias

3. DESCRIEREA SISTEMULUI NAȚIONAL DE TRANSPORT GAZE NATURALE

Prima conductă din cadrul sistemului național de transport gaze naturale a fost pusă în funcțiune în anul 1914.

SNT a fost conceput ca un sistem radial-inelar interconectat, fiind dezvoltat în jurul și având drept puncte de plecare marile zăcăminte de gaze naturale din Bazinul Transilvaniei (centrul țării), Oltenia și ulterior Muntenia de Est (sudul țării). Drept destinație au fost marii consumatori din zona Ploiești – București, Moldova, Oltenia, precum și pe cei din zona centrală (Transilvania) și de nord a țării.

Ulterior, fluxurile de gaze naturale au suferit modificări importante din cauza declinului surselor din Bazinul Transilvaniei, Moldova, Oltenia și apariției altor surse (import, OMV-Petrom, concesiuni realizate de terți etc), în condițiile în care infrastructura de transport gaze naturale a rămas aceeași.

Principalele componente ale Sistemului Național de Transport gaze naturale la data de 31.12.2016:

- 13.303 km conducte magistrale de transport și racorduri de alimentare gaze naturale, din care 553 km conducte de transport internațional gaze naturale;
- 1.132 stații de reglare măsurare gaze naturale (SRM)-(1.244 direcții de măsurare);
- 60 stații de comandă vane (SCV, NT);
- 6 stații de măsurare a gazelor naturale din import;
- 6 stații de măsurare amplasate pe conductele de transport internațional gaze naturale (SMG);
- 3 stații de comprimare gaze naturale (SCG), cu o putere instalată de cca. 28,94 MW, cu o capacitate maximă de comprimare de 650.000 Nmc/h adică 15.600.000 Nmc/zi;
- 1.042 stații de protecție catodică (SPC);
- 871 stații de odorizare gaze naturale (SOG).

Sistemul Național de Transport este reprezentat de ansamblul de conducte magistrale, precum și de instalațiile, echipamentele și dotările aferente acestora, utilizate la presiuni cuprinse între 6 bar și 40 bar, cu excepția transportului internațional (63 bar) prin care se asigură preluarea gazelor naturale extrase din perimetrele de producție sau a celor provenite din import și transportul acestora în vederea livrării către participanții de pe piața internă de gaze naturale, export, transport internațional etc.

Pentru operarea SNT, care se află în proprietatea publică a statului, SNTGN Transgaz SA plătește trimestrial o redevență de 10% din veniturile realizate din activitățile de transport intern și transport internațional de gaze naturale.

Capacitatea tehnică totală a punctelor de intrare/ieșire în/din SNT este de 146.627 mii mc/zi (53,52 mld mc/an) la intrare și de 247.381 mii mc/zi (90,29 mld mc/an) la ieșire.

Capacitatea tehnică totală a punctelor de interconectare amplasate pe conductele de transport internațional este de cca 70.000 mii mc/zi (25,55 mld mc/an), atât la intrare cât și la ieșirea din țară.

Sistemul de înmagazinare gaze naturale cu o capacitate totală de 3,131 mld. mc/33,93 TWh este unul dintre elementele care contribuie la optimizarea utilizării infrastructurii de gaze și echilibrarea sistemului.

Capacitatea de transport intern și internațional a gazelor naturale este asigurată prin rețeaua de conducte și racorduri de alimentare gaz cu diametre cuprinse între 50 mm și 1.200 mm.

Capacitatea de comprimare este asigurată de 3 stații de comprimare gaze (Șinca, Onești și Siliștea), amplasate pe principalele direcții de transport și care dispun de o putere instalată de cca. 28,94 MW, cu o capacitate maximă de comprimare de 650.000 Nmc/h adică 15.600.000 Nmc/zi. În perioada 2010 - 2016 s-au parcurs etape ale unor lucrări de reabilitare/modernizare la aceste stații de comprimare.

Deși, din perspectiva duratei de funcționare, peste 72% din cei **13.303 km de conducte transport** gaze naturale necesită reabilitare și modernizare având durata de funcționare mai mare de 20 de ani, starea tehnică a SNT se menține la un nivel corespunzător ca urmare a faptului că exploatarea sa (i) *se desfășoară în contextul unui sistem de mentenanță preponderent preventiv, planificat și corectiv* și (ii) *este susținută de programe anuale de investiții de dezvoltare și modernizare care includ și programele de investiții minimale prevăzute în Acordul de Concesiune.*

În prezent SNT are în dotare **1.042 stații de protecție catodică**. Protecția catodică reduce considerabil viteza de coroziune a materialului țevii, măbind astfel siguranța în exploatare și, implicit durata de viață a conductelor metalice îngropate. Normele tehnice privind clasificarea și durata normală de funcționare a mijloacelor fixe stabilesc o durată normală de funcționare pentru conductele protejate catodic de două ori mai mare (40-60 ani) decât în cazul conductelor neprotejate catodic.

Aproximativ 96% din conductele și racordurile aflate în exploatare sunt protejate catodic.

Din cele **1.132 stații de reglare măsurare (1.244 direcții de măsurare)** 948 sunt integrate într-un sistem de comandă și supraveghere automată SCADA.

Toate aceste componente ale SNT asigură preluarea gazelor naturale de la producători/furnizori și transportarea lor către consumatori/distribuitori sau depozitele de înmagazinare.

Conducte de interconectare transfrontalieră

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

Interconectare cu **UCRAINA**:

1. Conducta de interconectare **Orlovka (UA) - Isaccea (RO)** cu următoarele caracteristici: DN 1000, Capacitate = 8,6 mld.mc/an și $P_{max} = 55$ bar;
2. Conducta de interconectare **Tekovo (UA) - Medieșu Aurit (RO)** cu următoarele caracteristici: DN 700, Capacitate = 4,0 mld.mc/an, și $P_{max} = 70$ bar.

Interconectare cu **UNGARIA**:

3. Conducta de interconectare **Szeged (HU) - Arad(RO)- Csanadpalota** cu următoarele caracteristici tehnice: DN 700, Capacitate = 1,75 mld.mc/an și $P_{max} = 63$ bar.

Interconectare cu **REPUBLICA MOLDOVA**:

4. Conducta de interconectare **Ungheni (MO) - Iași (RO)** cu următoarele caracteristici tehnice: DN 500, Capacitate = 1,5 mld.mc/an și $P_{max} = 50$ bar.

Interconectarea cu **BULGARIA**:

5. Conducta de interconectare **Ruse (BG) - Giurgiu (RO)** cu următoarele caracteristici tehnice: DN 500, Capacitate = 1,5 mld.mc/an și $P_{max} = 40$ bar

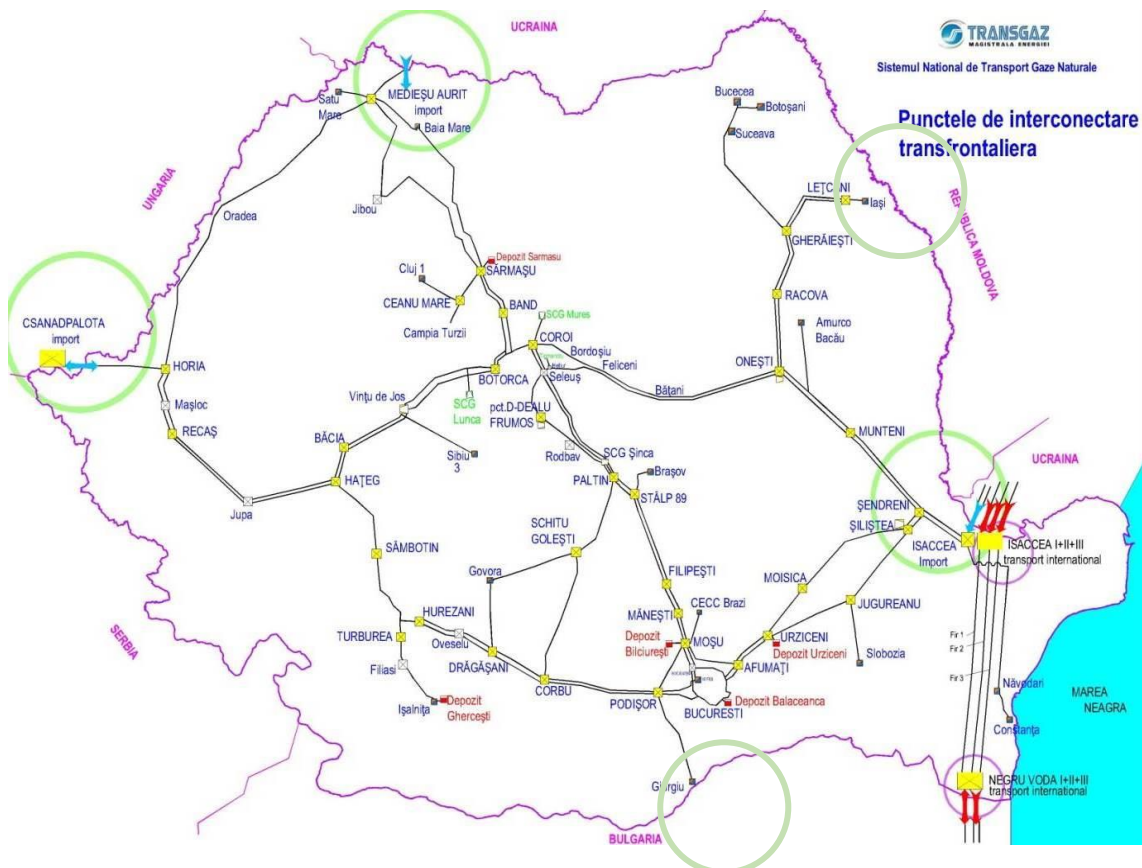


Figura 2 - Punctele de interconectare transfrontalieră ale SNT și conductele de transport internațional gaze naturale din sud - estul României

4. PIAȚA GAZELOR NATURALE DIN ȚARĂ ȘI DIN REGIUNE

4.1 Piața gazelor naturale din România

Structura actuală a pieței de gaze naturale din România¹ cuprinde:

- 1 operator al Sistemului Național de Transport - SNTGN TRANSGAZ SA MEDIAȘ;
- 6 producători de gaze naturale: OMV Petrom SA, SNGN Romgaz SA, SC Amromco SRL, SC Foraj Sonde SA, SC Raffles Energy SRL, Stratum Energy România LLC Wilmington Sucursala București;
- 2 operatori pentru depozitele de înmagazinare subterană: SNGN Romgaz – Sucursala de Înmagazinare Subterană a Gazelor Naturale Ploiești, SC Depomureș GDF Suez;
- 38 de societăți de distribuție și furnizare a gazelor naturale - cei mai mari fiind SC Distrigaz Sud Rețele SRL și SC Delgaz Grid;
- 75 de furnizori care activează pe piața en-gross.

Piața internă de gaze naturale are două componente:

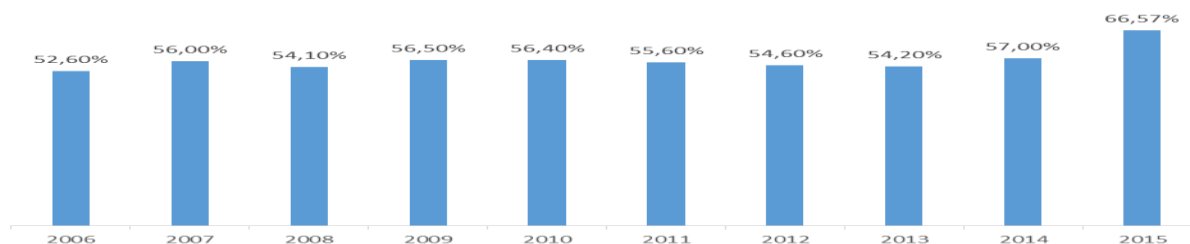
- **segmentul concurențial** care cuprinde:
 - *pieța angro* care funcționează pe bază de: (i) contracte bilaterale între operatorii economici din domeniul gazelor naturale, (ii) tranzacții pe piețe centralizate, administrate de către operatorul pieței de gaze naturale sau operatorul pieței de echilibru după caz, și (iii) alte tipuri de tranzacții sau contracte.
 - *pieța cu amănuntul* în cadrul căreia furnizorii vând gaze naturale clienților finali prin contracte la prețuri negociate.
- **segmentul reglementat** care cuprinde activitățile cu caracter de monopol natural, activitățile conexe acestora și furnizarea la preț reglementat și în baza contractelor-cadru aprobate de ANRE.

Creșterea ponderii pieței concurențiale se realizează gradual prin asigurarea accesului pe această piață pentru cât mai mulți participanți, furnizori și clienți finali. Clienții finali își pot alege furnizorul și pot negocia direct contracte de vânzare – cumpărare cu acesta.

Piața gazelor naturale din România a fost deschisă gradual începând cu anul 2001, de la 10% din consumul total, ajungându-se în ianuarie 2007 la 100% pentru consumatorii industriali.

Pentru consumatorii rezidențiali piața de gaze naturale a fost liberalizată în iulie 2007, în prezent, conform prevederilor Directivei 2009/73/CE, gradul de deschidere a pieței naționale de gaze naturale fiind de 100%.

¹ Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei



Grafic 5-Gradul de deschidere a pieței interne de gaze naturale (%)

Sursa: Rapoarte Anuale ANRE 2006-2015, Raport Lunar ANRE de monitorizare a pieței interne de gaze naturale septembrie 2015

În iulie 2015, gradul real de deschidere a pieței era de 66,57%, însemnând că 66,57% din consumatori (în termeni de volum) își aleseseră în mod activ furnizorul fiind consumatori eligibili.

Dezvoltarea pieței de gaze naturale interne are în vedere următoarele:

- dezvoltarea concurenței la nivelul furnizorilor de gaze;
- continuarea implementării unor metodologii de tarifare de tip „plafon”;
- stimularea descoperirii și/sau reabilitării unor zăcăminte de gaze naturale, în scopul creșterii cantităților de gaze naturale din producția internă și limitarea dependenței de import;
- diversificarea surselor de import/export;
- flexibilitatea sistemului de înmagazinare.

Transgaz în calitate de operator tehnic al SNT – reprezintă placa turnantă în asigurarea securității aprovizionării cu gaze naturale a țării și în funcționarea corespunzătoare a pieței naționale a gazelor naturale.

4.2 Piața gazelor naturale din regiune și posibilități de aprovizionare cu gaze naturale

REPUBLICA BULGARĂ

Operator de transport	Bulgartransgaz
Lungimea sistemului de transport	2.645 km
Puterea stațiilor de comprimare	Transport : 263 MW Înmagazinare: 10 MW
Interconectări	Negru Vodă I, II și III – Transgaz RO Kulata/Sidirokastron – DESFA GR Strandja/Malkoclar – BOTAS TK Zidilovo/Makpetrol – GA-MA MK Ruse/Giurgiu - Transgaz RO
Înmagazinări	UGS Chiren – Bulgartransgaz
Consumul de gaze naturale (mld. mc)	2,961
Import gaze naturale (mld. mc)	2,910
Producția internă (mld. mc)	0,051
Proiecte viitoare	Interconectarea rețelei de transport gaze naturale din Bulgaria cu Turcia, Serbia, Macedonia, Grecia și România. Extinderea capacității de înmagazinare și construirea unor depozite noi.

Sursa: Internet

SERBIA

Operator de transport	SRBIJAGAS și YUGOROSGAZ
Lungimea sistemului de transport	2.265 km
Puterea stațiilor de comprimare	4 MW
Interconectări	<u>SRBIJAGAS</u> Kiskundorozsma – FGSZ HU Zvornik – BH-gas-BA Pojate – YUGOROSGAZ <u>YUGOROSGAZ</u> Pojate – SRBUAGAS RS
Înmagazinări	SRBIJAGAS - Banatski Dvor – GASPROM Germania
Consumul de gaze naturale (mld. mc)	2,667
Import gaze naturale (mld. mc)	2,15
Producția internă (mld. mc)	0,517
Proiecte viitoare	Posibil interconectarea cu România pe direcția Mokrin – Arad; Interconectari cu Bosnia și Herțegovina pe direcția Novo Selo-Bijeljina; Interconectare cu Bulgaria pe direcția Nis-Dimitrovgrad; Realizarea înmagazinării Banatski Dvor (capacitate între 800 milioane și 1 miliard metri cubi de gaz); Realizarea înmagazinării Itebej (capacitate între 800 milioane și 1 miliard metri cubi de gaz).

Sursa: Internet

UNGARIA

Operatori de transport	FGSZ
Lungimea sistemului de transport	5.874 km
Puterea stațiilor de comprimare	188 MW
Interconectări	Bregdaroc – Ukrtransgas (UA) Mosonmagyaróvár – OMV Gas (AT) Kiskundorozsma – Srbijagas (RS) Csanadpalota – Transgaz (RO) Dravaszerdahely – Plincro (HR) Balassagyarmat - Eustream Slovacia (SK)
Înmagazinări	Zsana – E.ON Foldgaz Storage Hajuszoboszló - E.ON Foldgaz Storage Pusztaderics - E.ON Foldgaz Storage Kardosku - E.ON Foldgaz Storage Szoreg - E.ON Foldgaz Storage Cu o capacitate de 6,330 mld.mc
Consumul de gaze naturale (mld. mc)	10,483
Import gaze naturale (mld. mc)	8,019
Producția internă (mld. mc)	2,464
Proiecte viitoare	Realizarea proiectului de reversibilitate a interconectării Szeged – Arad răspunde cerințelor de integrare a piețelor regionale cu piața europeană deschizând posibilitatea alimentării Europei Centrale și de Vest cu gaze naturale din Estul și Sudul Europei. Pentru diversificarea surselor de aprovizionare Ungaria a aderat la proiectul AGRI. Sunt importante proiectele de interconectare cu Slovenia și Croația și creșterea capacității de transport între estul și vestul Ungariei.

Sursa: Internet

UCRAINA

Operator de transport	Ukrtransgas filială a Naftogaz
Lungimea sistemului de transport	Naftogaz – 39.800 km conducte (367.000 km rețele de distribuție a gazelor naturale)
Puterea stațiilor de comprimare	Transport: 263 MW Inmagazinare: 10 MW
Interconectări cu România	Orlovka – Isaccea (RO) Tekovo – Medieșu Aurit (RO)
Inmagazinări	Naftogaz – 13 instalații subterane de stocare cu o capacitate de 32 mld. mc ³
Consumul de gaze naturale (mld. mc)	55,76
Import gaze naturale (mld. mc)	36,4
Producția internă (mld. mc)	19,36
Proiecte viitoare	Este important de subliniat interesul manifestat de Ucraina atât pentru reverse flow fizic în punctele de interconectare cu sistemul românesc, dar mai ales în punctul Isaccea 1, astfel putându-se asigura livrări de gaze naturale provenite din sud-est prin intermediul sistemului de transport bulgar și a firului I de tranzit.

Sursa: Internet

REPUBLICA MOLDOVA

Operator de transport	Moldovagaz (transport și distribuție)
Lungimea sistemului de transport	1.600 km (20.000 km distribuție)
Puterea stațiilor de comprimare	4 stații de comprimare
Interconectări	Chișinău – Iasi (RO)
Consumul de gaze naturale (mld. mc)	1,18
Import gaze naturale (mld. mc)	1,18
Producția internă (mld. mc)	-
Proiecte viitoare	Republica Moldova fiind dependentă de gazele naturale importate dintr-o singură sursă participă activ la realizarea interconectării propriului sistem de transport gaze naturale cu sistemul similar din România, proiect care va asigura condițiile de acces și la alte surse de gaze

Sursa: Internet

4.3 Concluziile analizei pieței regionale de gaze naturale

Toate informațiile despre piețele de gaze naturale ale țărilor învecinate indică o dependență semnificativă a acestora de surse de gaze naturale din import.

Dacă până nu demult pentru toate aceste țări, gazele naturale de proveniență rusească reprezentau unica sursă de aprovizionare, actualmente, prin planificarea și implementarea unor proiecte noi de infrastructură, țările vecine caută diversificarea acestora în scopul evident al creșterii siguranței în exploatare și nu în ultimul rând al asigurării condițiilor de competitivitate a prețurilor.

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:

- **Ucraina** a realizat curgerea în sens invers cu Ungaria și este în curs de implementare proiectul de asigurare a fluxurilor reversibile cu Slovacia. Este important de subliniat interesul manifestat de Ucraina atât pentru reverse flow fizic în punctele de interconectare cu sistemul românesc, dar mai ales în punctul Isaccea 1, astfel putându-se asigura livrări de gaze naturale provenite din sud-est prin intermediul sistemului de transport bulgar și a firului I de tranzit.
- **Ungaria** și-a planificat investiții pentru dezvoltarea capacităților de transport gaze naturale între zona de est și cea de vest a țării, dar acordă în același timp o atenție deosebită implementării unui culoar nord – sud care să asigure legătura între Slovacia și Croația.
- **Serbia**, va beneficia de interconectarea cu Bosnia, Herțegovina și Bulgaria și posibil cu România.
- **Bulgaria** la rândul său, depune eforturi pentru realizarea interconectorului Grecia – Bulgaria și a unei noi interconectări cu Turcia pentru a putea beneficia atât de gazele naturale din regiunea Mării Caspice cât și de Gazele Naturale Lichefiate din terminalele LNG din Grecia, în vederea transportării acestora spre piețele central europene.

În tot acest tablou **România** este țara cu piața 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, România ar putea juca în mod evident un rol definitoriu în regiune.

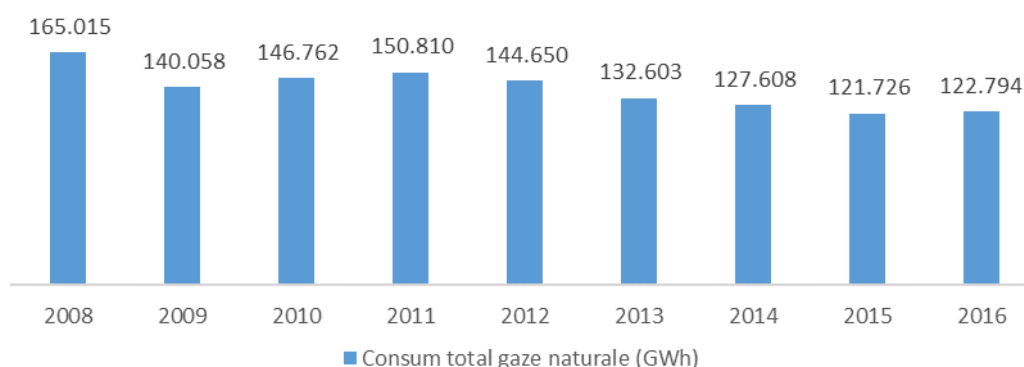
În acest context infrastructura de transport gaze naturale devine probabil factorul cel mai important, iar **Transgaz** se află actualmente în fața unei provocări majore: dezvoltarea - în cel mai scurt timp posibil - a unor culoare de transport gaze naturale care să asigure atât gradul necesar de interconectivitate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

5. CONSUMUL, PRODUCȚIA ȘI ÎNMAGAZINAREA GAZELOR NATURALE

5.1 Consumul de gaze naturale

5.1.1 Istoric consum gaze naturale 2008 - 2016

Consumul total de gaze naturale pe piața din România în perioada 2008 –2016, exprimat în GWh se prezintă astfel:

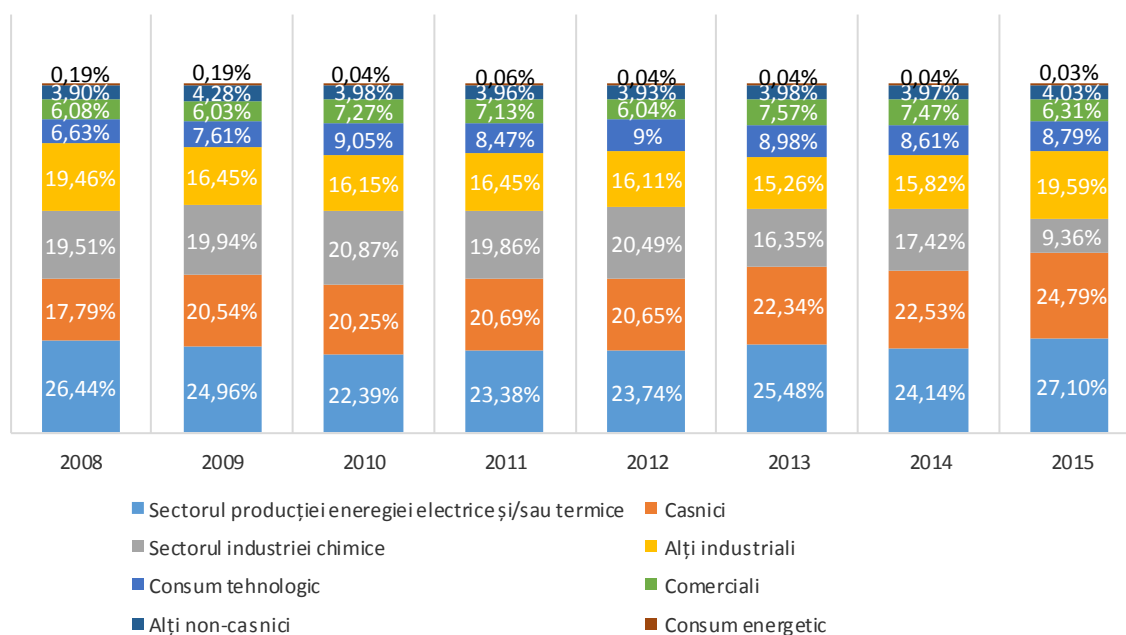


Grafic 6 -Consumul de gaze naturale pe piața din România în perioada 2008 –2016 (GWh)
 Sursa: Raportări anuale ANRE pentru perioada 2008-2015 și intern pentru 2016

Consumul intern de gaze naturale s-a stabilizat în ultimii ani, după o perioadă de descreștere accentuată.

Un segment important al utilizării gazului natural în România este producerea de energie electrică și de energie termică, în centrale de cogenerare cu capacitate instalată mare. 37,5 TWh au fost utilizați în 2015 în producția de energie electrică și de căldură, respectiv în explorarea, producția, transportul și distribuția combustibililor fosili.

Structura consumului de gaze naturale în funcție de consumatori finali :

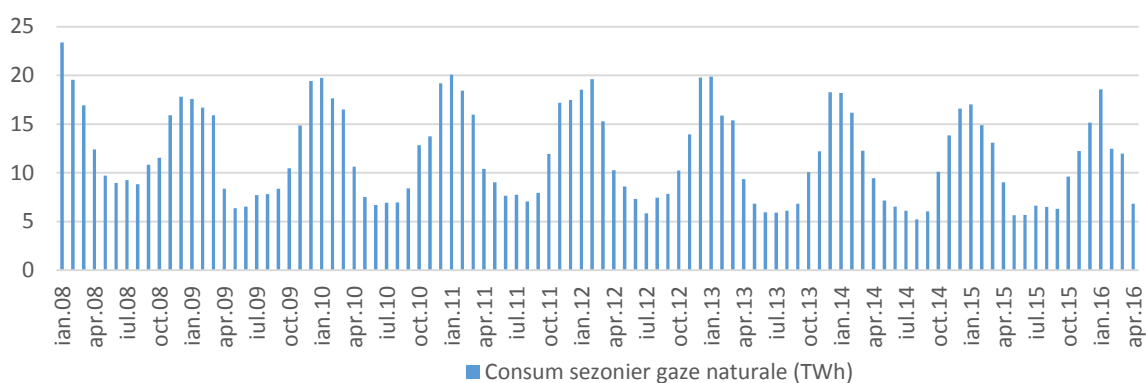


Grafic 7 - Structura consumului de gaze naturale pe categorii de consumatori în perioada 2008 -2015
Sursa: Raportări Anuale ANRE

5.1.2 Consumul sezonier și vârful de consum

În funcție de sezon (iarnă, vară), consumul de gaze naturale variază, rețeaua de transport gaze naturale confruntându-se cu diferite niveluri ale cererii de transport.

Variația sezonieră din perioada 2008 – 2015 este reprezentată în graficul următor:



Grafic 8 - Consumul sezonier de gaze naturale în perioada 2008 -2016
Sursa: Raportări anuale ANRE

Elemente cheie pentru asigurarea siguranței în aprovizionarea cu gaze naturale în perioade critice sunt **ziua cu cel mai mare consum din an** și **perioada de 14 zile consecutive cu cel mai mare consum din an**.

Istoric cele două elemente cheie se prezintă astfel:

Maxim zilnic de consum și 14 zile consum maxim				
	Consum maxim 1 zi (GWh)	Data	Consum maxim 14 zile (GWh)	Perioada
2008	797,7	5 ian.	10.859,8	2-15 ian.
2009	745,5	22 dec.	9.708,5	11 -24 dec.
2010	710,4	31 dec.	9.480,6	22 ian.-4 feb.
2011	732,7	1 feb.	9.858,7	24 ian. -6 feb.
2012	773,2	1 feb.	10.278,3	30 ian.-11 feb.
2013	721,0	10 ian.	9.209,1	7-20 ian.
2014	734,9	31 ian.	9.677,7	25 ian.-7 feb.
2015	647,5	9 ian.	8.393,3	1-14 ian.
2016	728,5	22.ian	8.874,6	15-28 ian.

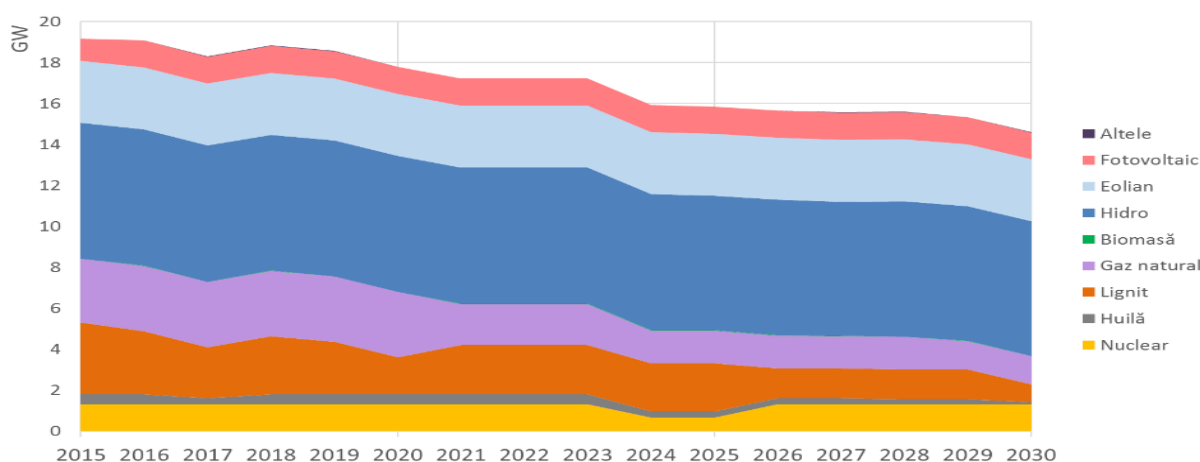
Tabel 4– PEAK și consum maxim 14 zile

5.1.3 Prognoze consum gaze naturale 2017-2035

Pentru elaborarea prognozelor de consum gaze naturale s-au luat în considerare următoarele:

1. Proгноza mixului energiei electrice

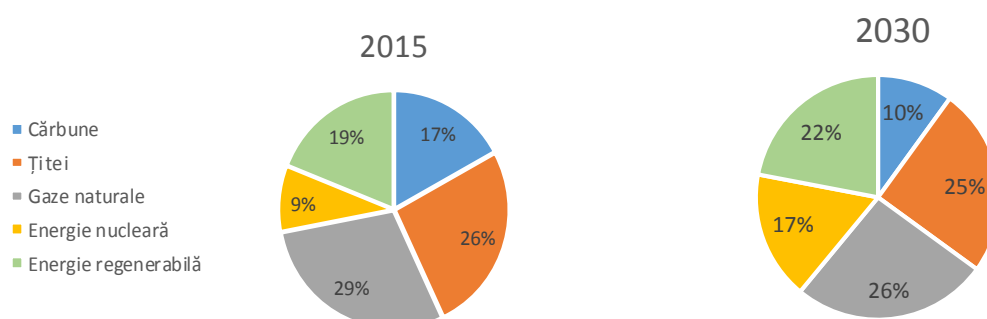
Mixul energiei electrice al României, conform Strategiei Energetice a României 2016 – 2030 cu perspectiva anului 2050, este și va rămâne echilibrat și diversificat:



Grafic 9–Evoluția parcului de capacități producție energie electrică disponibile, fără investiții în capacități noi
Sursa : Strategia energetică a României 2016 – 2030 cu perspectiva anului 2050 - draft

Gazul natural, principala resursă de energie în România, a avut conform graficului următor, în 2015 o pondere de 29% (121 TWh) în mixul energiei primare, fiind urmat de țiței, cu o pondere de 26% (101 TWh).

Pentru anul 2030, Strategia Energetică a României 2016-2030, arată o scădere a consumului gazului natural la 106 TWh (26%), o scădere a consumului de țiței (25%) și reducerea contribuției cărbunelui. În schimb, se dublează contribuția energiei nucleare și crește cea a energiei provenite din biomasă (inclusiv biogaz). De asemenea cresc SRE în producția de energie electrică.



Grafic 10 – Structura mixului energiei primare în 2015 și 2030
Sursa : Strategia energetică a României 2016 – 2030 cu perspectiva anului 2050 - draft

Gazele naturale au o pondere de aproximativ 30% din consumul intern de energie primară. Cota lor importantă se explică prin disponibilitatea relativ ridicată a resurselor autohtone, prin impactul redus asupra mediului înconjurător și prin capacitatea de a echilibra energia electrică produsă din SRE intermitente (eoliene și fotovoltaice), dată fiind flexibilitatea centralelor de generare pe bază de gaze.

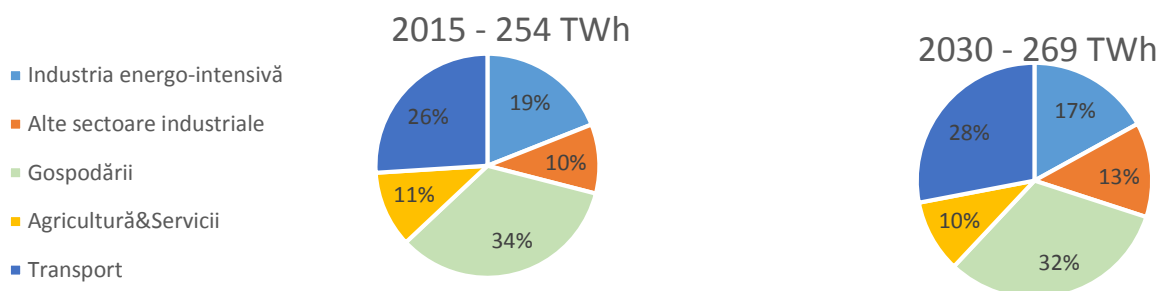
Deși ponderea gazului natural în mixul de energie rămâne importantă, totuși se prevede **o scădere a consumului de gaze naturale** pe seama **creșterii contribuției energiei nucleare și a energiei provenite din biomasă** în mixul de energie al României.

2. Prognoza cererii de energie pe sectoare de activitate

Consumul brut de energie al României a scăzut semnificativ în ultima perioadă, ajungând în 2015 la 377 TWh, iar consumul final la 254 TWh.

Rezultatele modelării, din Strategia Energetică a României 2016-2030 cu perspectiva anului 2050, estimează consumul brut de energie în 2030 la 394 TWh (creștere cu 4% față de 2015), iar consumul final de energie la 269 TWh (creștere cu 6% față de 2015).

Structura sectorială a cererii de energie finală în 2015 și 2030 este prezentată în Graficul 11. Se remarcă o ușoară **scădere a consumului rezidențial ca efect al creșterii eficienței energetice**, precum și **creșterea cererii în transporturi și în industria producătoare de componente și echipamente**.

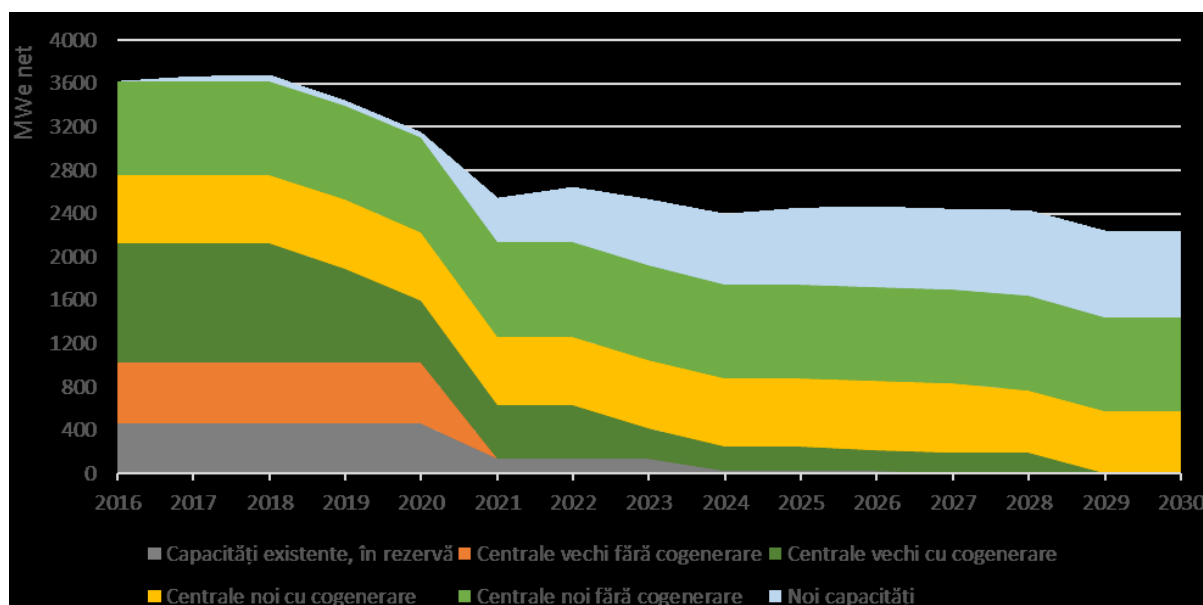


Grafic 11 – Cererea de energie finală pe sectoare de activitate în 2015 și 2030
Sursa : Strategia energetică a României 2016 – 2030 cu perspectiva anului 2050 - draft

Având în vedere că ponderea cea mai mare în consumul de gaze naturale o are sectorul producției energiei electrice și/sau termice și consumul rezidențial (a se vedea Graficul nr. 7), iar, conform prognozelor Strategiei energetice a României, acestea vor scădea (a se vedea Graficul nr. 11) se prevede pentru consumul de gaze naturale o scădere față de perioada 2008 - 2015.

Totuși, datorită impactului redus al gazului natural asupra mediului se așteaptă o **creștere a consumului de gaze naturale în transporturi și industrie.**

Conform Strategiei Energetice a României 2016-2030 cu perspectiva anului 2050, România dispune de o capacitate netă instalată pe bază de gaz natural de circa 3650 MW, din care 1750 cu cogenerare de energie termică și electrică. 450 MW se află în rezervă, iar alți 1150 MW se apropie de sfârșitul duratei normate de viață, urmând a fi retrași din uz în perioada 2017-2023 (Grafic 12).



Grafic 12 – Evoluția capacităților nete disponibile pe bază de gaz natural (cu și fără cogenerare)
Sursa: Strategia energetică a României 2016 – 2030 cu perspectiva anului 2050 - draft

În locul capacităților vechi, ce vor fi retrase în rezervă sau dezafectate în viitorul apropiat, sunt necesare investiții în noi capacități, o parte fiind destinate funcționării în cogenerare.

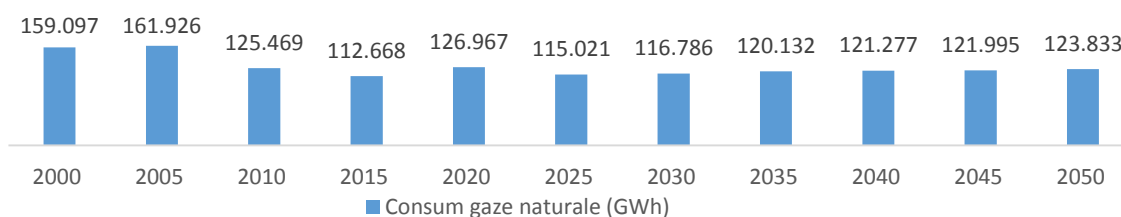
Procesul de înlocuire a vechilor capacități pe bază de gaz natural este în plină desfășurare, România dispunând de peste 1500 MW instalați în centrale eficiente, în urma investițiilor din ultimii zece ani. Doar 400 MW putere instalată în centralele noi nu sunt cu ciclu combinat, iar 630 MW funcționează în cogenerare. Aproximativ 1050 MW din capacitățile noi pe bază de gaz natural fac parte din câteva grupuri mari de producție, însă majoritatea noilor grupuri au capacități nete instalate de cel mult 50 MW, fiind distribuite geografic și oferind în cogenerare abur pentru industrie, agent termic pentru populație și energie electrică în sistem. Aproximativ jumătate din cei 400 MW putere instalată în capacități distribuite noi sunt deținute de companii de utilități, iar restul de către companii cu activitate industrială.

În afară de **înlocuirea parțială a vechilor centrale termoelectrice pe bază de gaz natural**, adaptată nevoilor actuale, **România are opțiunea strategică de a miza puternic** pe gazul natural pentru rolul de combustibil de tranziție către o economie sustenabilă. Gazul natural este recomandat de flexibilitatea centralelor ce îl utilizează și care pot echilibra cu ușurință producția intermitentă a energiei eoliene, de costul relativ redus al investiției inițiale și al cheltuielilor de mentenanță, precum și de emisiile relativ reduse de GES.

În analiza opțiunii strategice de a încuraja creșterea ponderii gazului în mixul energiei electrice din România, un element central îl reprezintă aprovizionarea cu gaz natural. Cu toate că România își acoperă aproape integral cererea internă de gaz natural din producție proprie, rezervele *onshore* existente sunt în curs de epuizare. Pentru a evita creșterea semnificativă a dependenței de importuri, chiar dacă acestea vor fi disponibile din surse și prin rute alternative, este necesară dezvoltarea zăcămintelor *offshore* descoperite în ultimii ani în Marea Neagră.

3. Scenariul de referință al Comisiei Europene (REF 2016)

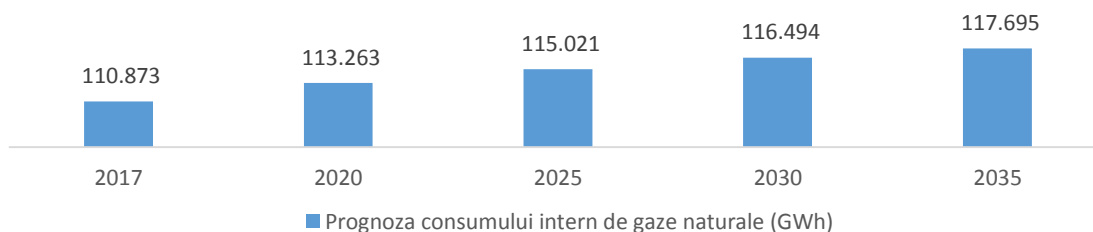
Conform scenariului de referință al Comisiei Europene (REF 2016) evoluția consumului de gaze naturale în România în perioada 2000 -2050 este următoarea:



Grafic 13 – Consumul de gaze naturale în perioada 2000 -2050 conform Scenariului de referință al Comisiei Europene

Se observă că față de prognoza din Strategia Energetică a României 2016-2030 cu persepectiva anului 2015, care prevede în 2030 un consum de gaze naturale de 106 TWh, scenariul Comisie Europene prognozează un consum de gaze naturale în anul 2030 de 117 TWh.

Urmare a acestor 3 considerente luate în calcul la prognoza consumului intern de gaze naturale în perioada 2017 – 2035 estimăm:



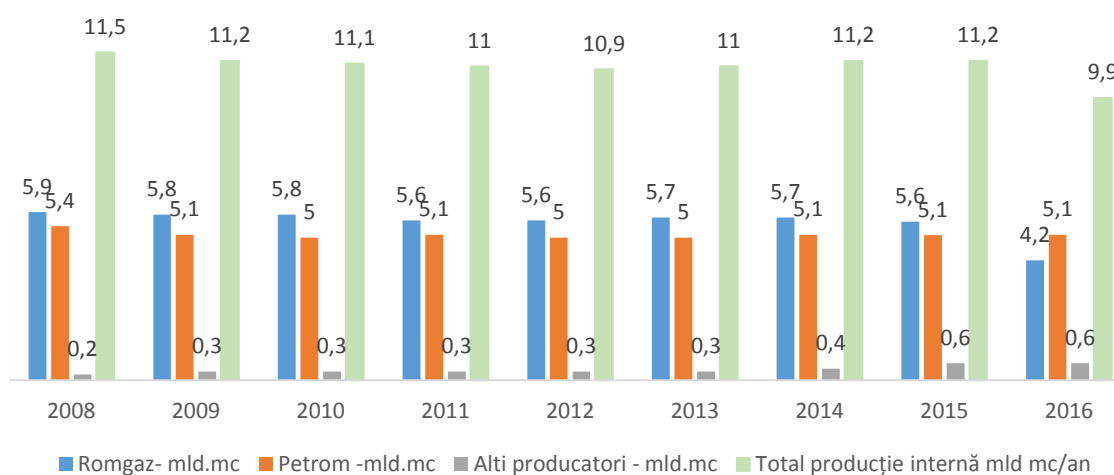
Grafic 14 – Proгноza consumului intern de gaze naturale în perioada 2017 – 2035
Sursa: Analiză internă

5.2 Producția de gaze naturale

5.2.1 Istoric producție gaze naturale 2008– 2016

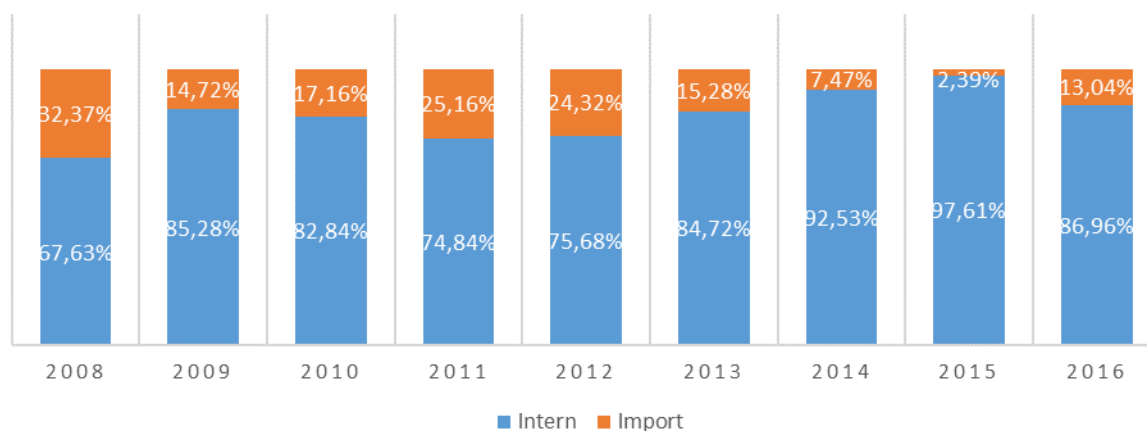
Producția de gaze naturale s-a stabilizat în ultimii ani, ca urmare a investițiilor în prelungirea duratei de viață a zăcămintelor existente și a dezvoltării unora noi. În 2015, producția s-a situat la un nivel apropiat de cel al cererii.

Producția internă de gaze naturale (mld.mc) în perioada 2008 –2016 funcție de principalii producători, se prezintă astfel:



Grafic 15 - Producția internă de gaze naturale în funcție de principalii producători în perioada 2008-2016 (mld mc/an)
Sursa: Intern - Dispecerat și Planul de Administrare al SNTGN Transgaz SA pe perioada 2013 -2017

Sursele de aprovizionare cu gaze naturale gaze naturale în perioada 2008 – 2016, se prezintă astfel:



Grafic 16- Sursele de aprovizionare cu gaze naturale în perioada 2008 – 2016
Sursa: Raportări anuale ANRE pentru perioada 2008 – 2015 și intern pentru 2016

În 2015, producția de gaze naturale a depășit 95% din consumul intern.

În ultimii ani, producția internă constantă și consumul în scădere au redus ponderea anuală a importurilor de gaze de la 15% în 2013 la 7,5% în 2014 și la doar 2,5% în 2015.

În schimb, în 2016, pe fondul cotațiilor în scădere ale petrolului, importurile prin contracte pe termen lung au ajuns la prețuri egale sau chiar mai mici decât cele din producția internă. În anii ce urmează, pentru producătorii de gaze naturale din România va fi importantă menținerea la un nivel competitiv în raport cu sursele din import, având în vedere oferta excedentară de gaz natural la nivel global, prețurile internaționale convergând spre valori reduse.

De asemenea, până în anul gazier 2015-2016, tariful de rezervare de capacitate în SNT gaze naturale pe intrările din import a fost mai mare decât cel pe intrările din producția internă, astfel că producția locală a beneficiat de un avantaj competitiv. Începând cu anul gazier 2016-2017, rezervarea pe ambele tipuri de puncte (intrare/ieșire) se face la același tarif.

Prin urmare, competitivitatea și viteza de reacție la mișcările pieței devin elemente esențiale în strategia fiecărui producător și importator.

5.2.2 Prognoza producției interne de gaze naturale

Pentru elaborarea prognozelor de consum gaze naturale s-au luat în considerare următoarele:

1. Prognozele din Strategia Energetică a României 2016-2030 cu perspectiva anului 2050

Conform Strategiei Energetice a României 2016-2030 cu perspectiva anului 2050, **producția anuală este de așteptat să scadă ușor, până la o medie de 9-10 mld. mc pentru perioada 2016-2030.**

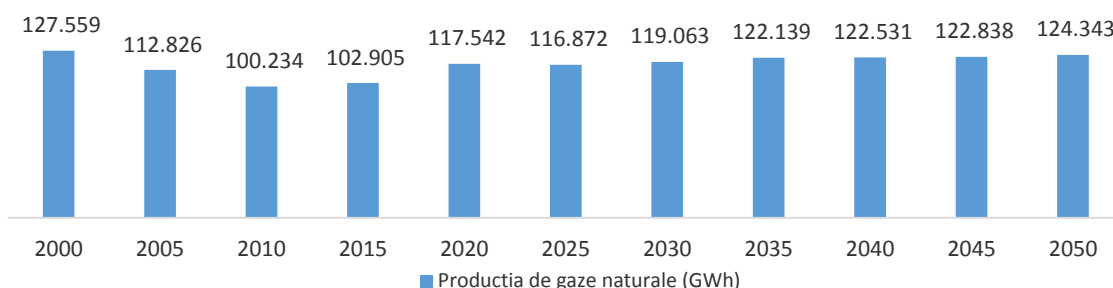
Deoarece producția *onshore* este de așteptat să scadă, menținerea unui grad redus de dependență față de importuri este condiționată de dezvoltarea rezervelor recent descoperite în Marea Neagră.

Momentul în care va începe producția gazului din zăcămintele *offshore* are un grad ridicat de incertitudine. Astfel, Strategia Energetică a României 2016-2030 cu perspectiva anului 2050 prevede următoarele scenarii, funcție de evoluția prețului:

- în scenariul ce presupune o revenire rapidă a prețului la nivel ridicat, producția din Marea Neagră ar urma să ajungă la vârf în jurul anului 2025;
- în scenariul ce presupune o persistență a prețurilor medii-scăzute s-ar putea amâna dezvoltarea zăcămintelor offshore. Modelarea estimează dezvoltarea zăcămintelor și atingerea maximumului producției cel târziu în 2030.

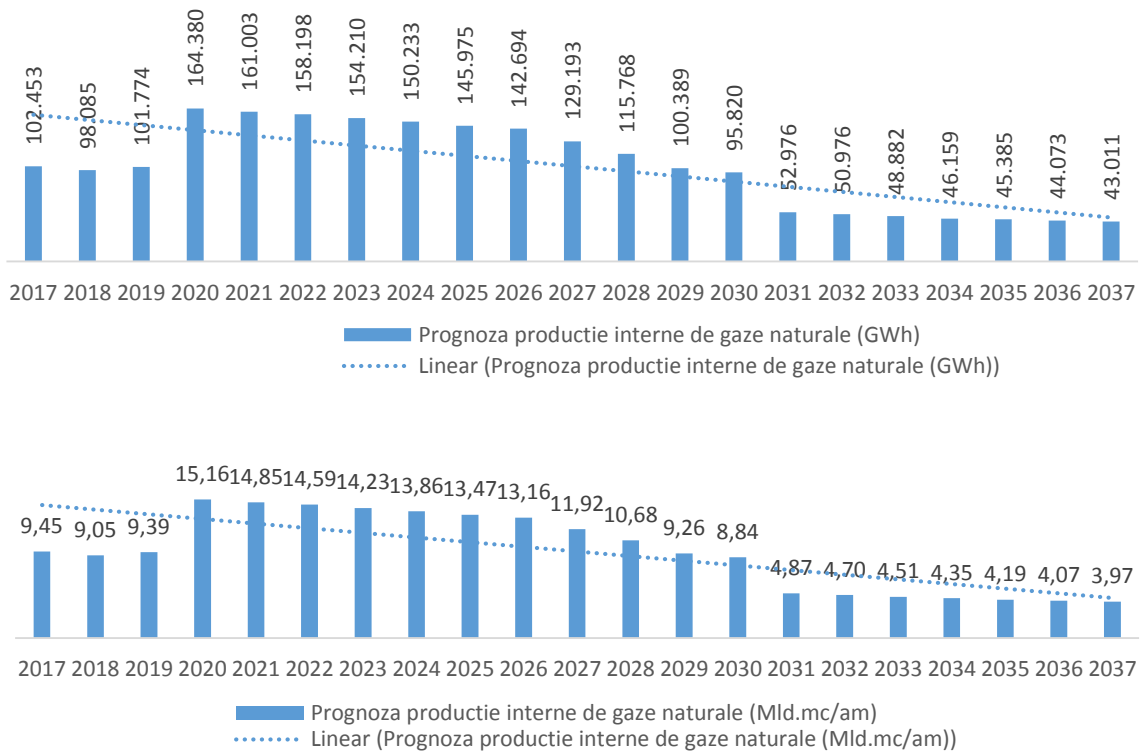
2. Scenariul de referință al Comisiei Europene (REF 2016)

Conform scenariului de referință al Comisiei Europene (REF 2016) evoluția producției de gaze naturale în România în perioada 2000 -2050 este următoarea:



Grafic 17 – Prognoza producției de gaze naturale în perioada 2000 – 2050 conform Scenariului de referință al Comisiei Europene

Luând în considerare prevederile Strategiei Energetice a României 2016-20130 de scădere a producției interne și estimările producătorilor offshore de gaze naturale, prognoza producției de gaze naturale se prezintă astfel:



Grafic 18 – Proгноza producției interne de gaze naturale în perioada 2017 – 2037
Susa : Intern

5.3 Înmagazinarea subterană a gazelor naturale

5.3.1 Context actual al activității de înmagazinare subterană a gazelor naturale

Înmagazinarea subterană a gazelor naturale are un rol major în asigurarea siguranței în aprovizionarea cu gaze naturale, facilitând echilibrarea balanței consum - producție internă - import de gaze naturale, prin acoperirea vârfurilor de consum cauzate în principal de variațiile de temperatură, precum și menținerea caracteristicilor de funcționare optimă a sistemului național de transport gaze naturale, în scopul obținerii de avantaje tehnice și economice.

Totodată, înmagazinarea subterană a gazelor naturale are rolul strategic de a asigura furnizarea de gaze naturale din depozitele de înmagazinare, în cazuri de forță majoră (calamități, cutremure și alte evenimente neprevăzute).

Activitatea de înmagazinare subterană a gazelor naturale este o activitate reglementată și poate fi desfășurată numai de operatori licențiați de către ANRE în acest scop. Tarifele pentru desfășurarea activității de înmagazinare subterană sunt tarife reglementate aprobate de ANRE.

Capacitatea de înmagazinare subterană a gazelor naturale este asigurată în România prin intermediul a 7 depozite de înmagazinare subterană a gazelor naturale, cu o capacitate activă totală de 33,93 TWh pe ciclul de înmagazinare, respectiv o capacitate de injecție de 264,47 GWh/zi și capacitate de extracție de 339,7 GWh/zi.

La nivel național, raportul dintre volumul gazului de lucru și consumul anual a fost de cca. 27% în anul 2016, situat în prima jumătate a clasamentului valorilor practicate în Europa la nivelul anului 2015 (Marea Britanie 6,4%; Spania: 9,8%; Olanda: 40,6%, Polonia: 19,9%; Italia: 26,2%; Germania: 29,8%; Franța: 29,5%; Danemarca: 33,6%; Ungaria: 69,6%).

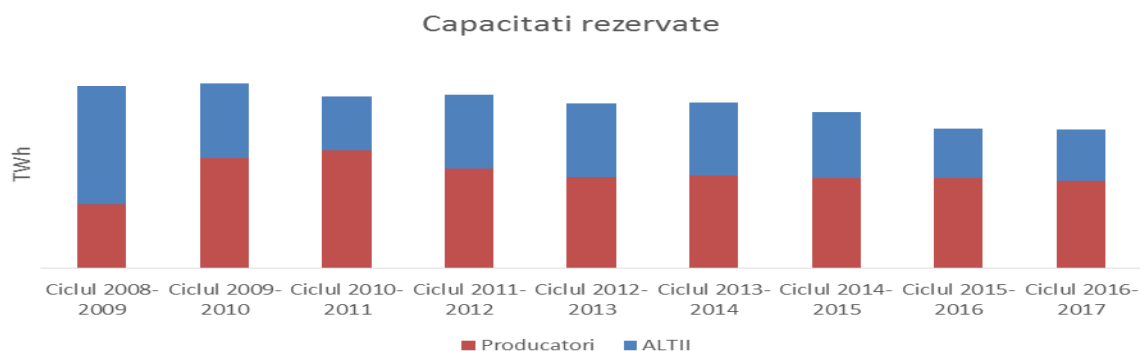
În prezent, Romgaz este operator licențiat pentru 6 depozite de înmagazinare subterană a gazelor naturale, a căror capacitate cumulată reprezintă 90,7% din capacitatea totală de înmagazinare. Al doilea operator de înmagazinare licențiat este GDF, care operează depozitul de înmagazinare subterană a gazelor naturale Depomureș, cu o capacitate activă de 3,15 TWh pe ciclu de înmagazinare care reprezintă 9,3% din capacitatea totală de înmagazinare.

Capacitatea depozitelor de înmagazinare subterană				
Depozit de înmagazinare	Operator depozit	Capacitatea activă	Capacitatea de extracție	Capacitatea de injecție
		TWh/ciclu	GWh/zi	GWh/zi
Bălăceanca	Romgaz	0.55	13.18	10.98
Bilciuresti	Romgaz	14.33	152.78	109.13
Cetatea de Baltă	Romgaz	0.65	2.13	0
Ghercești	Romgaz	1.63	21.4	21.4
Sărmășel	Romgaz	9.6	79.03	68.5
Urziceni	Romgaz	4.02	50.16	33.44
Târgu Mureș	GDF	3.15	21.02	21.02
Total		33.93	339.7	264.47

Sursa: Raportări <https://agsi.gie.eu/#/>

Pentru asigurarea siguranței în aprovizionare legislația națională actuală reglementează nivelul stocului minim de gaze naturale care trebuie constituit de către fiecare furnizor și pentru fiecare segment de piață.

Sub aspectul istoricului de rezervare de capacitate, în perioada 2008-2017 situația este descrisă mai jos:



Grafic 19 – Capacități rezervate în perioada 2008-2017

Sursa : surse interne

5.3.2 Prognoze privind înmagazinarea subterană a gazelor naturale

Luând în considerare atât Comunicarea din partea Comisiei către Parlamentul European, Consiliu, Comitetul European Economic și Social și Comitetul Regiunilor privind o strategie a Uniunii Europene pentru gaze naturale lichefiate și pentru înmagazinarea gazelor naturale din 2016, cât și Strategia Energetică a României 2016-2030, pentru activitatea de înmagazinare se desprind tendințele:

- de ajustare a gradului de interconexiune și reglementărilor cu scopul de a îmbunătăți nivelul de cooperare regională, pentru a facilita disponibilitatea transfrontalieră și pe plan regional a capacităților de înmagazinare existente în prezent;
- de modernizare a capacităților de înmagazinare de gaz natural existente și de creare a unui grad sporit de flexibilitate, inclusiv prin utilizarea în regim multiciclu a capacităților de înmagazinare, contribuind astfel la realizarea unei piețe naționale competitive de gaze și la dezvoltarea piețelor de energie și a unor mecanisme regionale de securitate energetică, după regulile comune ale UE.

În paralel și în conexiune cu dezvoltarea sistemului de transport gaze naturale și a dezvoltării perimetrelor off-shore de la Marea Neagră, proiectele de investiții promovate de SNGN Romgaz S.A. pentru perioada 2017-2026 cuprinde următoarele acțiuni:

- investiții în modernizări ale depozitelor de înmagazinare în scopul creșterii capacității de livrare zilnică a gazelor;
 - **Modernizarea infrastructurii sistemului de înmagazinare gaze-Bilciurești**
Proiectul are ca scop creșterea capacității de livrare zilnică a gazelor din depozitul Bilciurești până la 20 milioane m³/zi și asigurarea unui grad sporit de siguranță în exploatare.
- realizarea condițiilor de operare a depozitului Ghercești la capacitatea proiectată de 600 milioane m³/ciclu;
 - **Creșterea capacității de stocare subterană gaze naturale a depozitului Ghercești**
Proiectul are ca scop completarea infrastructurii sistemului de înmagazinare gaze Ghercești pentru asigurarea condițiilor de operare la capacitatea de 600 milioane m³/ciclu.
- evaluarea posibilităților de transformare a unui depozit de înmagazinare într-un depozit cu operare multiciclu (program pilot);
- creșterea capacității de înmagazinare prin promovarea a două proiecte de interes comun pentru cea de a doua listă PIC 2015 și anume:
 - **Unitate nouă de stocare subterană a gazelor în Moldova, România** proiect cuprins în Coridorul NSI East Gas – (Interconectarea Nord-Sud

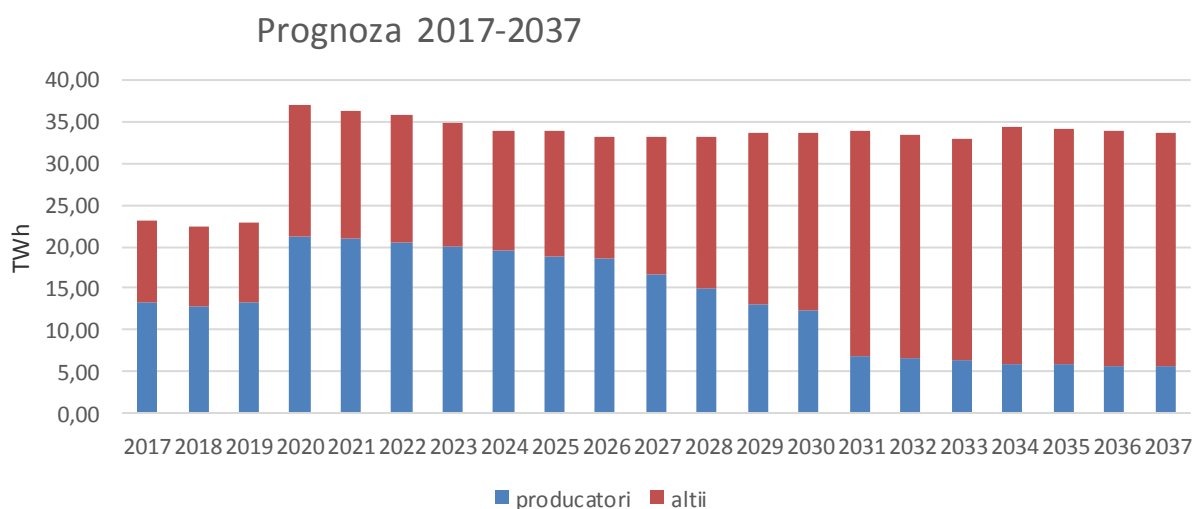
East Gas) pentru Regiunea Europa Centrală și de Est (Moldova) având o capacitate preconizată de lucru de 200 milioane m³/ciclu), număr de referință **PIC 6.20.5**.

Proiectul are drept scop dezvoltarea unui nou depozit de înmagazinare subterană în nord-estul României (regiunea Moldova) la o capacitate de aproximativ 200 milioane m³/ciclu, capacitate de injecție de aproximativ 1,4 milioane m³/zi, capacitate de extracție de aproximativ 2 milioane m³/zi, prin transformarea în depozit de înmagazinare subterană a unuia sau mai multor câmpuri depletate dintre următoarele: Pocoleni, Comănești, Todirești și Davideni.

- **Creșterea capacității de stocare subterană gaze naturale la depozitul Sărmășel, localizat în Transilvania, România** proiect cuprins în Coridorul NSI East Gas – (Interconectarea Nord-Sud East Gas) pentru Regiunea Europa Centrală și de Est, de la 900 milioane m³/ciclu la 1.550 milioane m³/ciclu, număr de referință **PIC 6.20.6**.

Proiectul are drept scop dezvoltarea depozitului de înmagazinare subterană existent de la Sărmășel de la capacitatea de 900 milioane m³/ciclu la 1550 milioane m³/ciclu (o creștere cu 650 milioane m³/ciclu), creșterea capacității de injecție cu 4 milioane m³/zi, la un total de 10 milioane m³/zi, creșterea capacității de extracție cu 4 milioane m³/zi, la un total de 12 milioane m³/zi, prin creșterea capacității de comprimare, infrastructură nouă de suprafață pentru 59 de sonde de injecție-extracție, forajul unor sonde noi, etc.

Pe fondul prognozei de producție internă de gaze naturale conform prevederilor Strategiei Energetice a României 2016-2030 (draft) și a noilor surse de aprovizionare cu gaze naturale de pe Coridorul NSI East Gas cuprinse în TYNDP 2017, o prognoza a evoluției necesarului de capacitate de înmagazinare pentru perioada 2017-2037 este următoarea:



Grafic 20 – Prognoza necesarului de capacitate de înmagazinare pentru perioada 2017 - 2037

6. SIGURANȚA ÎN APROVIZIONAREA CU GAZE NATURALE

Pentru a răspunde cerințelor Regulamentului European nr. 994/2010, Art. 9, Transgaz trebuie să demonstreze îndeplinirea tuturor măsurilor necesare pentru ca în cazul afectării "infrastructurii principale" de gaze naturale, capacitatea infrastructurii rămase, determinată în conformitate cu formula N-1, să aibă capacitatea de a satisface cererea de gaze naturale necesară zonei calculate pentru o zi cu cerere maximă de consum (cererea zilnică maximă de consum din ultimii 20 ani).

Obligația de a se asigura că infrastructura rămasă are capacitatea de a satisface cererea totală de gaze naturale menționată mai sus este considerată ca fiind respectată în cazul în care autoritatea competentă, Transgaz, demonstrează în planul de acțiune preventiv că o întrerupere a aprovizionării poate fi compensată în mod suficient și în timp util prin măsuri adecvate bazate pe cererea de pe piață.

În calculul formulei N-1 se iau în considerare următoarele circumstanțe:

- mărimea pieței, scenariu clasic de consum;
- configurația rețelei;
- producția locală de gaze naturale;
- capacitatea prognozată pentru noile interconectări;
- capacitatea prognozată după optimizarea fluxului reversibil.

Formula N-1 descrie capacitatea tehnică a infrastructurii de transport gaze naturale de a satisface cererea totală de gaze naturale a zonei luate în calcul (România) în cazul afectării infrastructurii unice principale de gaze pe parcursul unei zile cu cerere excepțional de mare, constatată statistic o dată la 20 de ani.

Infrastructura de gaze naturale include rețeaua de transport gaze naturale, inclusiv interconectările, precum și instalațiile de producție, instalațiile GNL și de depozitare conectate la zona luată în calcul.

Capacitatea tehnică² a tuturor celorlalte infrastructuri de gaze naturale, disponibile în cazul afectării infrastructurii unice principale de gaze naturale, trebuie să fie cel puțin egală cu suma cererii zilnice totale de gaze naturale pentru zona luată în calcul, pe parcursul unei zile cu cerere excepțional de mare de gaze naturale, constatată statistic o dată la 20 de ani.

Rezultatul formulei N-1 trebuie să fie cel puțin egal cu 100 %.

² În conformitate cu articolul 2 alineatul (1) punctul 18 din Regulamentul (CE) nr. 715/2009, „capacitate tehnică” înseamnă capacitatea fermă maximă pe care o poate oferi operatorul de rețele de transport utilizatorilor rețelei, luând în considerare integritatea sistemului și cerințele de exploatare a rețelei de transport.

Metoda de calcul a formulei N-1:

$$N - 1[\%] = \frac{EP_m + P_m + S_m + LNG_m - I_m}{D_{max}} \times 100, N - 1 \geq 100\%$$

unde:

„Zonă luată în calcul” înseamnă regiunea geografică pentru care se calculează formula N-1, astfel cum este stabilită de autoritatea competentă.

Definiții privind cererea

„ D_{max} ”: cererea zilnică de gaze naturale (în milioane m^3 pe zi) din România pe parcursul unei zile cu cerere excepțional de mare, constatată statistic o dată la 20 de ani.

Definiții privind oferta

„ EP_m ”: capacitatea tehnică a punctelor de intrare (mil. mc/zi), altele decât cele aferente instalațiilor de producție, instalațiilor GNL și de depozitare, simbolizate prin P_m , S_m și LNG_m , înseamnă suma capacităților tehnice ale tuturor punctelor de intrare de la frontieră capabile să aprovizioneze cu gaze naturale România;

„ P_m ”: capacitatea tehnică maximă de producție (mil. mc/zi) înseamnă suma capacităților zilnice maxime de producție ale tuturor instalațiilor de producție a gazelor, capabile să aprovizioneze cu gaze naturale România;

„ S_m ”: capacitatea tehnică maximă de extracție (mil. mc/zi) înseamnă suma capacităților tehnice zilnice maxime de extracție din toate instalațiile de depozitare, care pot fi furnizate la punctele de intrare din România, ținând seama de caracteristicile fizice ale fiecăreia;

„ LNG_m ”: capacitatea tehnică maximă a instalațiilor GNL (mil. mc/zi) înseamnă suma capacităților tehnice zilnice maxime de extracție din toate instalațiile GNL din România, luând în considerare elemente critice precum descărcarea, serviciile auxiliare, depozitarea temporară și regazeificarea GNL, precum și capacitatea tehnică de extracție;

„ I_m ”: înseamnă capacitatea tehnică a infrastructurii unice principale de gaze naturale (mil. mc/zi), cu cea mai mare capacitate de aprovizionare a României. În cazul în care mai multe infrastructuri de gaze sunt conectate la aceeași infrastructură de gaze din amonte sau din aval și nu pot fi operate separat, acestea sunt considerate o singură infrastructură de gaze. RO L 295/18 Jurnalul Oficial al Uniunii Europene 12.11.2010

Rezultatul formulei N-1 calculat pentru teritoriul României este următorul:

$$N - 1[\%] = \frac{EP_m + P_m + S_m + LNG_m - I_m}{D_{max} - D_{eff}} \times 100, N - 1 \geq 100\%$$

$$N - 1[\%] = \frac{41,38+29,50+28,97+0-23,59}{72,0-0} \times 100, N-1 \geq 100\%$$

N-1[%] = 105,92%

Rezultă: N-1 > 100%

Definiție privind cererea

„ D_{eff} ” înseamnă partea (mil. mc/zi) din D_{max} care, în cazul unei întreruperi a aprovizionării, poate fi acoperită într-o măsură suficientă și în timp util prin măsuri de piață legate de cerere, în conformitate cu articolul 5 alineatul (1) litera (b) și articolul 6 alineatul (2).

Explicații privind valorile utilizate

a) Termeni privind cererea:

Termeni privind cererea [mil.m ³ /zi]		Explicații
D_{max}	72,0	În ziua gazieră 09.01.2017 s-a înregistrat un consum de iarnă de vârf de 69,58 mil Smc/zi (conform bilanț zilnic de gaze naturale pe luna ianuarie 2017), inferior celui istoric din ultimii 20 de ani.
D_{eff}	0	Nu avem contracte încheiate cu clienți întreruptibili de siguranță.

b) Termeni privind oferta (de capacitate):

Termeni privind oferta [mil.m ³ /zi]		Explicații
EP_m	41,38	S-a adăugat și punctul de import Ruse-Giurgiu pus în funcțiune la sfârșitul anului 2016.
P_m	29,50	Producția internă de gaze intrată în SNT (fără extras depozite) estimată din analiza istoricului pe ultimii 3 ani (începând cu 01.01.2014).
S_m	28,97	Suma debitelor maxime extrase din fiecare depozit de înmagazinare conform istoricului pe ultimii 3 ani (începând cu 01.01.2014).
LNG_m	0	Nu există terminale LNG.
I_m	23,59	Capacitatea punctului Isaccea Import.

La determinarea termenului S_m s-a avut în vedere suma debitelor maxime extrase din fiecare depozit de înmagazinare, conform înregistrărilor din ultimii 3 ani (începând cu 01.01.2014), respectiv:

Depozit	Capacitate tehnologică (mii Smc/zi)	Debit maxim înregistrat în ultimii 3 ani pe fiecare depozit (începând cu 01.01.2014) (mil Smc/zi)
Urziceni	4.080	4,027
Bălăceanca	1.300	1,145
Butimanu	16.000	13,459
Sărmașel	7.000	5,966
Mureș	3.400	3,006
Ghercești	1.500	1,366
Total	33.28	28,97
<i>Debit maxim zilnic extras simultan din toate depozitele</i>	<i>25,84</i>	

La determinarea valorii termenului EP_m au fost avute în vedere punctele de intrare Isaccea Import, Medieșu Aurit Import și Csanadpalota și Ruse – Giurgiu (pus în funcțiune la sfârșitul anului 2016), după cum urmează:

Puncte de intrare	Capacitate punct [mc/zi]	Capacitate punct [mil.mc/zi]
Punct intrare Isaccea Import	23.590.656	23,59
Punct intrare Medieșu Aurit Import	10.992.000	10,99
Punct intrare Csanadpalota	4.800.000	4,80
Punct intrare Ruse - Giurgiu	2.002.673	2,00
Total		41,38

Tabel 5 - Punctele de import gaze naturale

Nota:

- Pentru termenul P_m a fost luat în considerare potențialul de producție nu capacitatea tehnică (74,42 mil.mc/zi). Considerăm că această abordare asigură o imagine corectă oferită de standardul N-1, capacitatea tehnică menționată nu mai poate fi realizată datorită declinului producției interne;
- Prezentul document reprezintă o evaluare realizată în cadrul SNTGN Transgaz SA Mediaș;
- Calculul oficial al formulei N-1 este apanajul exclusiv al Autorității Competente desemnate să aplice Regulamentul (UE) nr. 994/2010.

Proгноza valorii formulei N-1 pe 10 ani pe 2 scenarii:

1. Întrerupere Rusia

	N-1
2016	105,92
2017	102,80
2018	101,20
2019	105,48
2020	128,59
2021	127,35
2022	126,31
2023	124,86
2024	123,38
2025	121,82

Tabel 6 - Prognose valoare N-1 pe 10 ani

2. Întrerupere Rusia și Depozit Înmagazinare

	N-2
2016	87,23
2017	84,10
2018	82,50
2019	86,79
2020	109,90
2021	108,65
2022	107,61
2023	106,17
2024	104,69
2025	103,13

Tabel 7 – Prognoze valoare N-2 pe 10 ani

7. DIRECȚII DE DEZVOLTARE ALE SISTEMULUI NAȚIONAL DE TRANSPORT (SNT) GAZE NATURALE

Considerații generale

Structura fizică a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale oferă posibilitatea identificării și constituirii unor culoare de transport gaze naturale care să răspundă atât necesităților privind asigurarea alimentării cu gaze naturale a diferitelor zone de consum din țară cât și necesităților privind transferul prin sistemul românesc a unor cantități de gaze naturale din sistemele țărilor vecine, ca o cerință impusă de liberalizarea piețelor gazelor naturale cât și de reglementările europene.

Sistemul de transport gaze naturale din România este format în principal din următoarele culoare de transport (a se vedea Figura nr. 16):

Culoarul 1 Sudic – Est-Vest

În prezent, prin intermediul conductelor aferente acestui culoar se asigură:

- importul de gaze naturale prin punctul de interconectare Csanadpalota cu Ungaria la o capacitate de 1,75 mld.mc/an;
- preluarea producției interne de gaze din sursele din Oltenia;
- alimentarea cu gaze naturale a consumatorilor zonelor de Vest și de Sud-București.

Dezvoltarea acestui culoar de transport gaze naturale are în vedere atât creșterea capacității de transport a punctelor de interconectare transfrontalieră cu Ungaria, la 4,4 mld.mc/an pe direcția Csanapalota-Horia și cu Bulgaria de la 0,5 mld.mc/an în prezent, la 1,5 mld.mc/an pe direcția Giurgiu-Ruse, cât și asigurarea transportului fizic al gazelor de la zăcămintele de gaze din Marea Neagră spre zonele de consum interne și spre punctele de interconectare transfrontalieră ale acestui culoar. Această dezvoltare va presupune construirea de conducte noi și amplasarea de stații de comprimare în anumite locații (Podișor, Bibești, Jupa).

Culoarul 2 Central Est-Vest

În prezent, prin intermediul conductelor aferente acestui culoar se asigură:

- importul de gaze naturale prin punctul de interconectare Csanadpalota cu Ungaria la o capacitate de 1,75 mld.mc/an;
- importul de gaze naturale prin punctul de interconectare Isaccea cu Ucraina la o capacitate de 8,6 mld.mc/an;
- preluarea producției interne de gaze naturale din sursele din Ardeal;
- alimentarea cu gaze naturale a consumatorilor zonelor de Est și de Vest.

Dezvoltarea acestui culoar de transport gaze naturale are în vedere atât creșterea capacității de transport a punctului de interconectare transfrontalieră cu Ungaria, la 8,8 mld.mc/an pe direcția Csanapalota-Horia, cât și asigurarea transportului fizic bidirecțional al gazelor naturale. În acest scop se impune reabilitarea unora dintre conductele existente ale acestui culoar precum și construirea de conducte noi și amplasarea de stații de comprimare sau amplificarea unora dintre cele existente.

Culoarul 3 Nord-Sud

În prezent, prin intermediul conductelor aferente acestui culoar se asigură:

- importul de gaze naturale prin punctul de interconectare Medieșu Aurit cu Ucraina la o capacitate de 4,0 mld.mc/an;
- preluarea producției interne de gaze naturale din sursele din Ardeal;
- înmagazinarea gazelor în depozitele interne;
- alimentarea cu gaze naturale a consumatorilor zonelor de Nord, Central și de Sud-Est-București.

Interconectorul 4 Nord-Vest

În prezent, prin intermediul conductelor aferente acestui culoar de interconectare se asigură:

- alimentarea cu gaze naturale a consumatorilor zonei de Vest-Oradea;
- întreconectarea culoarelor 1, 2 și 3.

Interconectorul 5 Sud-Est

În prezent, prin intermediul conductelor aferente acestui culoar de interconectare se asigură:

- transportul gazelor de import din punctul de interconectare Isaccea cu Ucraina spre Zona de consum București și depozitele de înmagazinare aferente acestei zone (Bilciurești, Urziceni, Bălăceanca);
- alimentarea cu gaze naturale a consumatorilor zonei de Sud-Est ;
- întreconectarea culoarelor 1, 2, 3 și 6.

Culoarul 6 Estic

În prezent, prin intermediul conductelor aferente acestui culoar se asigură transportul gazelor naturale din zonele de producție din estul țării și punctul de interconectare Isaccea spre zona de consum Moldova de Nord.

Dezvoltarea acestui culoar de transport gaze naturale are în vedere asigurarea funcționării la parametri tehnici proiectați, a interconectării fizice bidirecționale cu Republica Moldova (în funcțiune din anul 2014, între Iași și Ungheni). În acest scop se impune reabilitarea unora dintre conductele existente ale acestui culoar precum și construirea de conducte noi și amplasarea a două stații noi de comprimare.

Culoarul 7 Transport Internațional

În prezent, prin intermediul conductelor aferente acestui culoar se realizează transportul internațional al gazelor naturale din Rusia, via Ucraina, prin punctul de interconectare Isaccea I+II+III spre Bulgaria, Grecia și Turcia, prin punctul de interconectare Negru Vodă I+II+III.

Dezvoltarea acestui culoar de transport gaze naturale are în vedere realizarea interconectării fizice cu sistemul național de transport gaze naturale din România și asigurarea curgerii bidirecționale în punctele de interconectare transfrontalieră Isaccea și Negru Vodă prin modernizarea stațiilor de măsurare SMG Isaccea I și SMG Negru Vodă I.

Dezvoltările menționate mai sus coroborate cu dezvoltarea sistemului de înmagazinare au un rol complementar în susținerea securității, stabilității, optimizării și flexibilizării

sistemului național de transport gaze naturale prin majorarea capacităților de înmagazinare, având efect direct și indirect asupra SNT, efectul indirect constând din asigurarea capacității de înmagazinare necesare pentru acoperirea vârfurilor de consum și presiunile necesare în sistem pentru consumatorii din zonele geografice respective permițând astfel degrevarea depozitelor din sudul României.

PROIECTE MAJORE

Actualul plan de dezvoltare al sistemului românesc de transport gaze naturale cuprinde proiecte de anvergură menite să reconfigureze rețeaua de transport gaze naturale care, deși extinsă și complexă, a fost concepută într-o perioadă în care accentul se punea pe aprovizionarea cu gaze naturale a marilor consumatori industriali și crearea accesului acestora la resursele concentrate în cea mai mare parte în centrul țării și în Oltenia, precum și la unica sursă de import.

În identificarea proiectelor necesare a fi dezvoltate în sistemul național de transport gaze naturale s-a pornit de la principalele cerințe pe care acesta trebuie să le asigure în actuala dinamică a pieței regionale de gaze naturale. Având în vedere ultimele evoluții și tendințe în domeniul traseelor de transport gaze naturale la nivel european, este evidentă profilarea a două noi surse importante de aprovizionare cu gaze naturale: **gazele naturale din regiunea Mării Caspice și cele recent descoperite în Marea Neagră.**

Astfel, proiectele planificate de companie au în vedere:

- asigurarea unui grad adecvat de interconectivitate cu țările vecine;
- crearea unor rute de transport gaze naturale la nivel regional pentru a asigura 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.

În acest context, este foarte important ca Transgaz să implementeze într-un timp foarte scurt proiectele descrise în cele ce urmează, pentru a conecta piețele central europene la aceste resurse și a se redefini ca un important operator de transport gaze naturale. Poziția geostrategică și resursele de energie primară pot ajuta România să devină un jucător semnificativ în regiune, însă doar în condițiile în care va ține pasul cu progresul tehnologic și va reuși să atragă finanțările necesare.

În acest sens, prin proiectele propuse pentru dezvoltarea și modernizarea infrastructurii de transport gaze naturale, prin implementarea unor sisteme inteligente de control, automatizare, comunicații și management al rețelei, compania urmărește atât **maximizarea eficienței energetice** pe întreg lanțul de activități desfășurate, precum și **crearea unui sistem inteligent** de transport gaze naturale, eficient, fiabil și flexibil.

Consumul de energie electrică al TRANSGAZ aferent anului 2016 a fost de 10,9 GWh. Se intenționează ca prin implementarea unor proiecte aferente Sistemului de Protecție

Catodică și cel de alimentare cu energie electrică a Stațiilor de Reglare Măsurare (SRM), zone care vizează creșterea eficienței energetice a Sistemului Național de Transport, energia electrică absorbită din rețea, poate fi redusă cu aproximativ 5%.

Managementul rețelei, va putea fi îmbunătățit prin conceptul „**Smart energy transmission system**”, aplicabil și rețelelor de transport gaze naturale „**Smart gas transmission systems**” și care va gestiona problemele legate de siguranța și utilizarea instrumentelor inteligente în domeniul presiunii, debitelor, contorizării, inspecției interioare a conductelor, odorizare, protecție catodică, reacții anticipative, trasabilitate, toate generând creșterea flexibilității în operare a sistemului, îmbunătățind integritatea și siguranța în exploatare a acestuia și implicit creșterea eficienței energetice.

7.1 Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale pe Coridorul Bulgaria – România – Ungaria – Austria

În prezent, la nivel european se află în curs de implementare o serie de proiecte majore care să permită diversificarea surselor de alimentare cu gaze naturale a Europei prin transportul gazelor naturale extrase atât din perimetrele din Marea Caspică, cât și a celor disponibile din terminale LNG spre Europa Centrală:

- amplificarea South Caucasus Pipeline;
- construirea conductei Trans-Anatolian Pipeline (TANAP);
- construirea conductei Trans Adriatic Pipeline (TAP);
- construirea interconectorului Grecia – Bulgaria (IGB).

Prin implementarea acestor proiecte se creează posibilitatea transportului unor volume de gaze naturale din zona Marii Caspice până la granița de sud a României.

În aceste condiții se impune adaptarea Sistemului Național de Transport gaze naturale la noile perspective, prin extinderea capacităților de transport gaze naturale între punctele existente de interconectare ale sistemului românesc de transport gaze naturale cu cel al Bulgariei (la Giurgiu) și al Ungariei (la Nădlac).



Figura 3- Punctele de interconectare ale sistemului românesc de transport gaze naturale cu sistemele similare ale Bulgariei și Ungariei

În prezent punctele de intrare-ieșire în/din SNT, Giurgiu, respectiv Nădlac sunt legate printr-un sistem de conducte având o durată mare de funcționare, diametre ce nu depășesc 24" și presiuni de proiectare de maximum 40 bar.

Capacitățile de transport existente nu permit vehicularea unor volume semnificative de gaze naturale.

Proiectul "Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale pe Coridorul Bulgaria – România – Ungaria – Austria" (cu codificarea 7.1.5 în Lista 1 PCI/2013), vizează **dezvoltări ale capacităților de transport în sistem** între interconectările dintre sistemul românesc de transport gaze naturale și sistemele similare ale Bulgariei și Ungariei, mai precis, constă în construirea unei conducte noi de transport gaze naturale care să realizeze legătura între Nodul Tehnologic Podișor și SMG Horia.

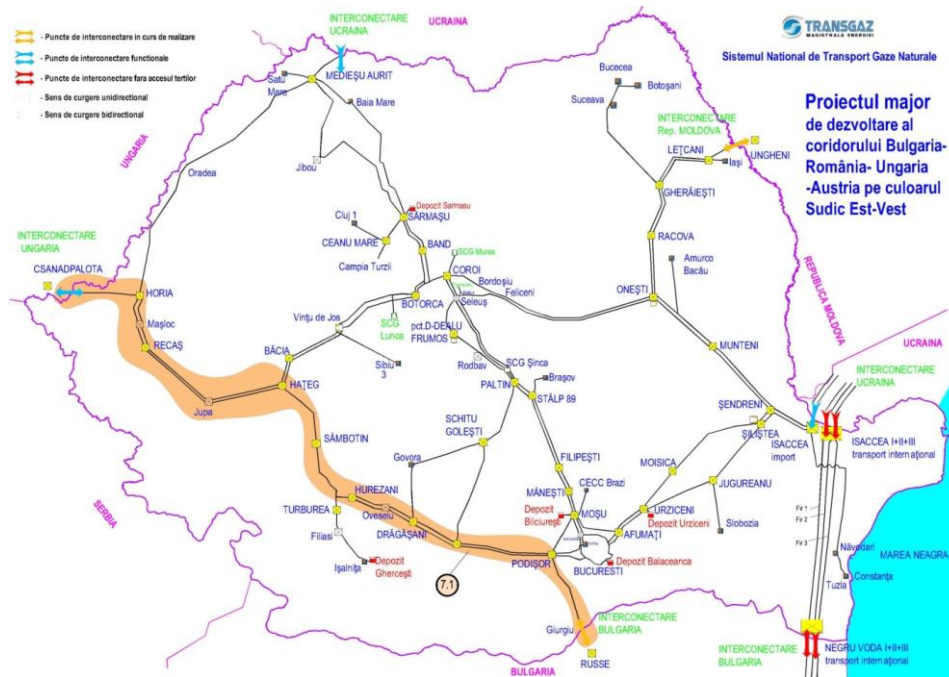


Figura 4- Harta proiectului major de dezvoltare al coridorului Bulgaria-România-Ungaria-Austria

Acest proiect s-a impus ca necesitate în a doua parte a anului 2013 având la bază următoarele argumente:

- deselectarea proiectului Nabucco ca rută preferată pentru transportul gazelor naturale din regiunea Caspică înspre piețele central europene;
- asigurarea unor capacități de transport adecvate între punctele de interconectare transfrontalieră RO-BG și RO-HU, în scopul creșterii gradului de interconectare la nivel european;
- asigurarea unor capacități de transport pentru valorificarea gazelor naturale din Marea Neagră pe piețele central-europene.

Proiectul BRUA este prevăzut în Planul de dezvoltare european TYNDP 2017 și de asemenea a fost inclus pe lista actualizată a proiectelor de interes comun publicată în luna noiembrie 2015 ca și anexă la Regulamentul 347/2013. Astfel, lista actualizată (Lista 2/2015) cuprinde la **poziția 6.24 "Grupul de proiecte care presupune creșterea etapizată a capacității coridorului de transport bidirecțional Bulgaria – România – Ungaria –Austria (cunoscut în prezent ca și ROHUAT/BRUA) care va permite 1,75 mld. mc/an în prima etapă și 4,4 mld. mc/an în cea de a doua etapă, cu posibilitatea preluării inclusiv a noilor resurse de la Marea Neagră"**.

În cadrul acestui grup de proiecte se regăsește Proiectul BRUA, implementarea acestuia realizându-se în două etape:

- Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport Gaze pe coridorul conductei de transport Bulgaria – România – Ungaria – Austria, conductă de transport Podișor - SMG Horia și 3 stații noi de comprimare (Jupa, Bibești și Podișor) (prima etapă) – **poziția 6.24.2** în Lista 2 PCI/2015.
- Extinderea capacității de transport din România către Ungaria până la 4,4 mld. mc/an (cea de a doua etapă) - **poziția 6.24.7** în Lista 2 PCI/2015.

Mai mult, pe lista de priorități a grupului de lucru CESEC (Central East South Europe Gas Connectivity) a fost inclus și Proiectul BRUA, astfel:

- Etapa I a Proiectului BRUA a fost inclusă pe lista proiectelor prioritare;
- Etapa II a Proiectului BRUA a fost inclusă pe lista proiectelor prioritare condiționate.

Plecând de la aceste premise, Transgaz are în vedere **dezvoltarea etapizată a Proiectului BRUA:**

- **Etapa I** care constă în realizarea următoarelor obiective:
 - conductă Podișor – Recaș 32” x 63 bar în lungime de aproximativ 479 km;
 - trei stații de comprimare gaze (SC Podișor, SC Bibești și SC Jupa), fiecare stație fiind echipată cu două agregate de comprimare (unul în funcțiune și unul în rezervă), cu posibilitatea de asigurare a fluxului bidirecțional de gaze.
- **Etapa II** care constă în realizarea următoarelor obiective:
 - conductă Recaș – Horia 32” x 63 bar în lungime de aproximativ 50 km;
 - amplificarea celor trei stații de comprimare (SC Podișor, SC Bibești și SC Jupa) prin montarea unui agregat suplimentar de comprimare în fiecare stație;
 - amplificarea stației de măsurare gaze existente SMG Horia.

Implementarea Proiectului BRUA are drept rezultat asigurarea posibilității fizice de curgere bidirecțională permanentă între interconectările cu Bulgaria și cu Ungaria, asigurându-se următoarele capacități de transport:

- capacitate de transport spre Ungaria de 1,75 mld. Smc/an, respectiv de 1,5 mld. Smc/an spre Bulgaria la finalizarea etapei I;
- capacitate de transport spre Ungaria de 4,4 mld. Smc/an, respectiv de 1,5 mld. Smc/an spre Bulgaria la finalizarea etapei II.

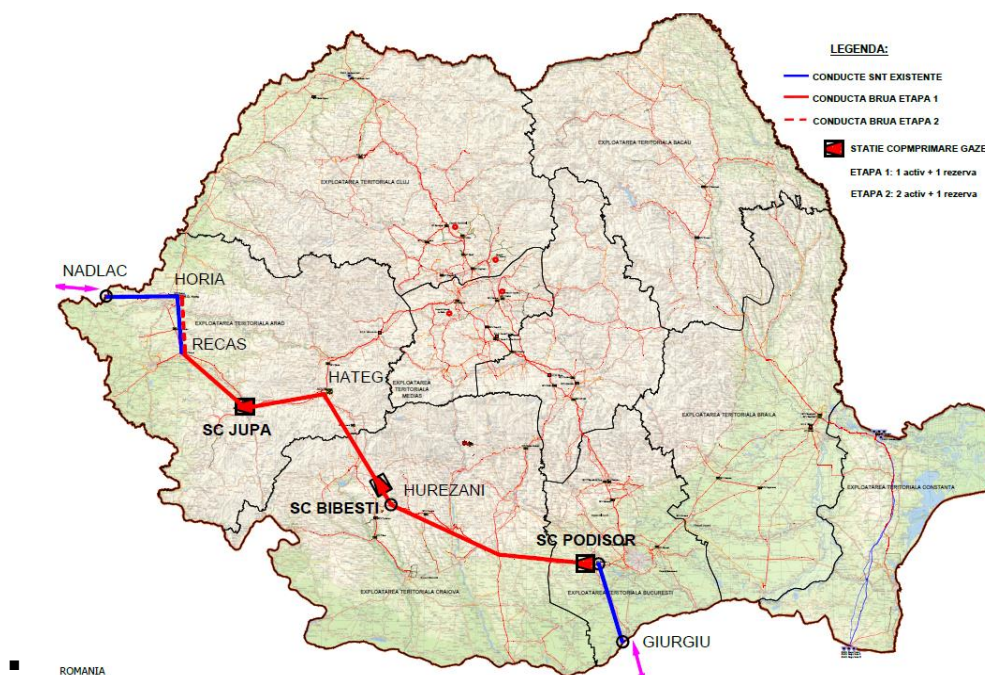


Figura 5- Implementarea etapizată a Proiectului BRUA

Calendarul estimativ de dezvoltare al proiectului:

Etape de dezvoltare	Stadiu/Data estimată de finalizare
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	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 care se va derula începând cu martie 2017 pe coridorul România – Ungaria – Austria.

Termen estimat de finalizare: 2019 pentru Etapa 1, respectiv 2020 pentru Etapa 2.

Valoarea totală a investiției rezultată din studiile efectuate de Transgaz este estimată la suma de **547,4 milioane Euro**, defalcată astfel:

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

Având în vedere statutul de proiect de interes comun, Proiectul BRUA fiind inclus și în prima listă PCI la poziția 7.1.5, Transgaz a obținut o finanțare nerambursabilă prin programul Connecting Europe Facility pentru proiectarea celor trei stații de comprimare.

De asemenea, în luna octombrie 2015, Transgaz a depus o aplicație în cadrul sesiunii de depunere a cererilor de finanțare în vederea obținerii unui grant pentru lucrările de execuție aferente etapei I a Proiectului BRUA.

În data de 19 ianuarie 2016 a avut loc, la Bruxelles, Reuniunea Comitetului de Coordonare CEF-Energie, (responsabil cu gestionarea procedurilor de acordare a asistenței financiare europene Proiectelor de Interes Comun în domeniul energiei), și s-a validat prin vot, lista proiectelor de interes comun propuse pentru a primi finanțare europeană nerambursabilă din cadrul mecanismului Connecting Europe Facility 2015. Valoarea grantului alocat pentru BRUA Etapa 1 fiind de aprox. 179,3 mil Euro, reprezentând 40% din cheltuielile eligibile.

În septembrie 2016 a fost semnat **Contractul de Finanțare** în valoare de aprox. **179,3 mil Euro**.

Urmare a finalizării studiului de fezabilitate și a documentațiilor tehnice, apar următoarele diferențe față de Planul de Dezvoltare a Sistemului Național de transport gaze naturale pentru perioada 2014-2023:

- **s-a modificat descrierea celor două etape ale proiectului;**
- **s-au modificat termenele estimate de finalizare ale etapelor:**
2014 - etapa I - 2016, etapa II - 2019,
2017 - etapa I - 2019, etapa II- 2020;
- **s-a modificat valoarea totală estimată a proiectului:**
2014 - 560 milioane Euro,
2017 - 547,4 milioane Euro;
- **s-a introdus paragraful "Calendarul estimativ de dezvoltare al proiectului".**

7.2 Dezvoltarea pe teritoriul României a Coridorului Sudic de Transport pentru preluarea gazelor naturale de la țărmul Mării Negre

În contextul în care Europa devine tot mai dependentă de importuri de gaze naturale, accesul la noi surse devine o necesitate imperioasă.

Studiile și evaluările realizate până în prezent au evidențiat zăcăminte de gaze naturale semnificative în Marea Neagră.

Mai mult, Proiectul AGRI are în vedere transportul gazelor naturale din zona Mării Caspice până la țărmul Marii Negre.

În aceste condiții dezvoltarea pe teritoriul României a unei infrastructuri de transport gaze naturale de la țărmul Mării Negre până la granița România-Ungaria reprezintă una din prioritățile majore ale TRANSGAZ.

Proiectul a devenit o prioritate pentru Transgaz, în a doua jumătate a anului 2013, ca urmare a necesității asigurării unor capacități adecvate de transport pentru valorificarea gazelor naturale din Marea Neagră în România și pe piețele central europene.

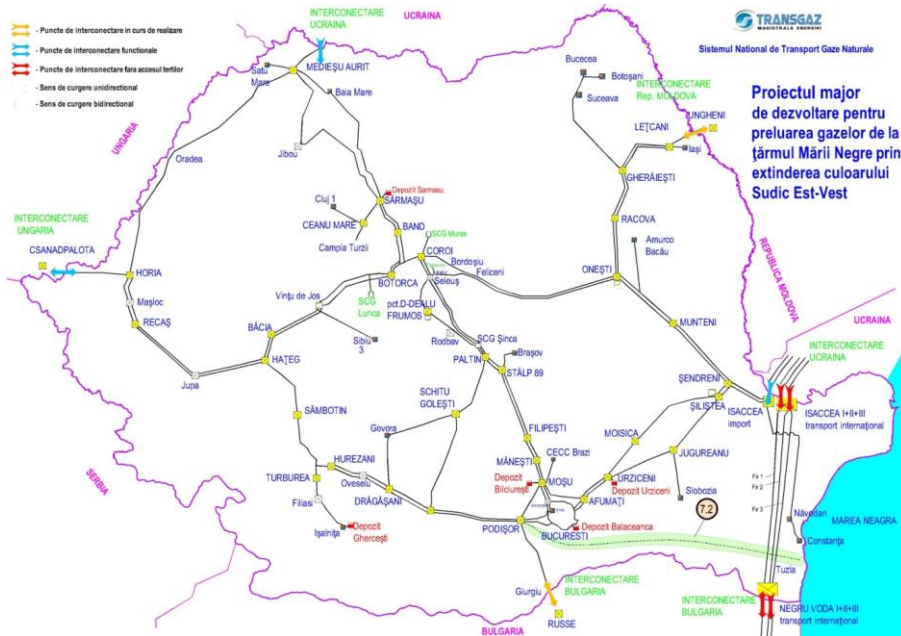


Figura 6 - Harta proiectului major de dezvoltare pentru preluarea gazelor de la țărmul Mării Negre prin extinderea culoarului Sudic Est-Vest

Importanța proiectului la nivel european se reflectă prin includerea acestuia în:

- Planul de dezvoltare european TYNDP 2017;
- lista 2 PCI/2015 a **proiectelor de interes comun, la poziția 6.24.8 „Conductă țărmul Mării Negre - Podișor (RO) pentru preluarea gazelor din Marea Neagră”**
- lista proiectelor prioritare condiționate elaborată în cadrul grupului CESEC.

Obiectivul major al acestei investiții constă în crearea unei infrastructuri de transport care să facă legătura între noile resurse potențiale de gaze 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 estimativ de dezvoltare al proiectului:

Etape de dezvoltare	Stadiu/ Data estimată de finalizare
Studiu de prefezabilitate	finalizat
Studiu de fezabilitate	finalizat
Studiu de impact asupra mediului	decembrie 2017
Documentație tehnică pentru obținerea autorizațiilor de construire	februarie 2018
Obținerea autorizațiilor de construire	martie 2018
Luarea deciziei finale de investiție	anul 2018
Construcție	anul 2020
Punere în funcțiune/începere operare	anul 2020

Termen estimat de finalizare: 2020, acesta depinzând de graficele de realizare ale proiectelor offshore din amonte.

Precizăm că Transgaz nu a luat încă o Decizie Finală de Investiție (FID) pentru acest proiect.

Valoarea estimată a investiției se ridică la suma de **278,3 milioane Euro**.

În condițiile în care proiectul va îndeplini toate criteriile de eligibilitate prevăzute în Regulamentul 347/2013, Transgaz intenționează să depună o cerere de investiție în vederea accesării unui grant nerambursabil pentru lucrări prin mecanismul Connecting Europe Facility .

Urmare a finalizării studiului de fezabilitate apar următoarele diferențe față de Planul de Dezvoltare a Sistemului Național de transport gaze naturale pentru perioada 2014-2023:

- **s-a modificat lungimea conductei:**
2014 -247 km,
2017 - 307 km;
- **s-a modificat termenul estimat de finalizare:**
2014 - termen estimat 2018,
2017 - termen estimat 2020;
- **s-a modificat valoarea totală estimată a proiectului:**
2014 - 254 milioane Euro,
2017 - 278,3 milioane Euro;
- **s-a introdus paragraful "Calendarul estimativ de dezvoltare al proiectului".**

7.3 Interconectarea sistemului național de transport gaze naturale cu conducta de transport internațional gaze naturale T1 și reverse flow Isaccea

Acest proiect este necesar 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.

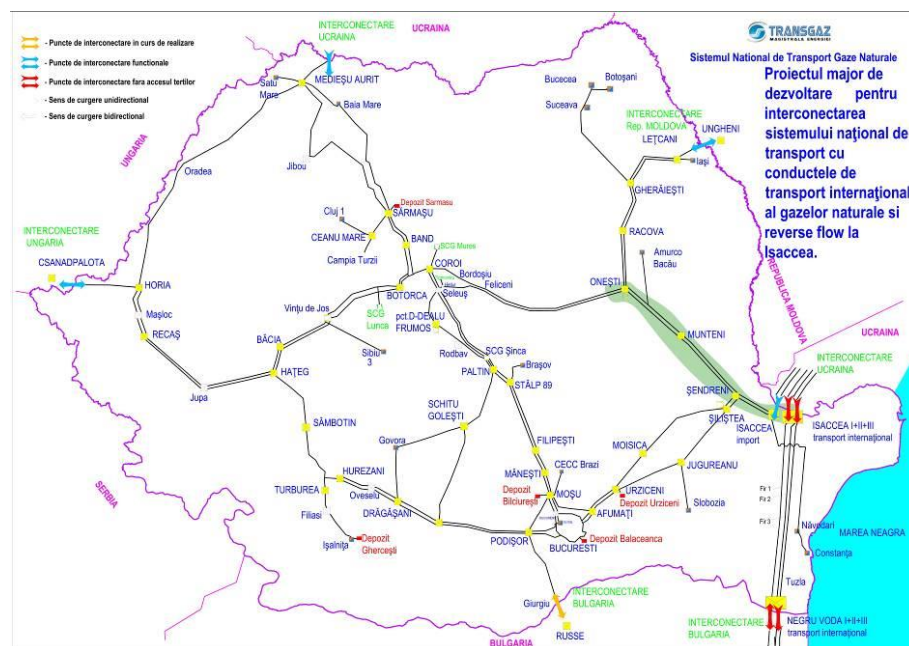


Figura 7-Harta proiectului major de dezvoltare pentru interconectarea SNT cu conducta de transport internațional Tranzit 1 și reverse flow Isaccea

Descrierea proiectului:

Proiectul va consta în următoarele:

- modernizarea și amplificarea stației de comprimare Siliștea;
- stație nouă de comprimare la 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:

Etape de dezvoltare	Stadiu/ Data estimată de finalizare
Studiu de fezabilitate	finalizat
Studiu de fezabilitate	iunie 2017
Studiu de impact asupra mediului	noiembrie 2017
Documentație tehnică pentru obținerea autorizațiilor de construire	noiembrie 2017
Obținerea autorizațiilor de construire	decembrie 2017
Luarea deciziei finale de investiție	anul 2017
Construcție	anul 2019
Punere în funcțiune/începere operare	anul 2019

Termen estimat de finalizare: 2019

Valoarea estimată a investiției se ridică la suma de 65 milioane EURO.

Defalcarea costurilor:

Modernizare și amplificare SC Siliștea	27,5 mil Euro
Stație nouă de comprimare SC Onești	27,5 mil Euro
Interconectare SMG Isaccea 1 (SNT cu Tranzit 1)	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.

Urmare a finalizării studiului de fezabilitate apar următoarele diferențe față de Planul de Dezvoltare a Sistemului Național de transport gaze naturale pentru perioada 2014-2023:

- **a fost reconsiderat întregul proiect:**
 - 2014 -interconectare SNT cu conductele de transport internațional,**
 - 2017 - modernizare și amplificarea SC Siliștea, stație nouă de comprimare la Onești, interconectare SNT cu T1, reabilitare tronsoane conductă);**
- **s-a modificat termenul estimat de finalizare:**
 - 2014 - termen estimat 2015,**
 - 2017 - termen estimat 2019;**

- s-a modificat valoarea totală estimată a proiectului:
2014 – 0,7 milioane Euro,
2017 – 65 milioane Euro);
- s-a introdus paragraful "Calendarul estimativ de dezvoltare al proiectului".

7.4 Dezvoltări ale SNT în zona de Nord – Est a României în scopul îmbunătățirii aprovizionării cu gaze naturale a zonei precum și a asigurării capacităților de transport spre/dinspre 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 parametrii tehnici adecvați cerințelor de consum din regiunile vizate.

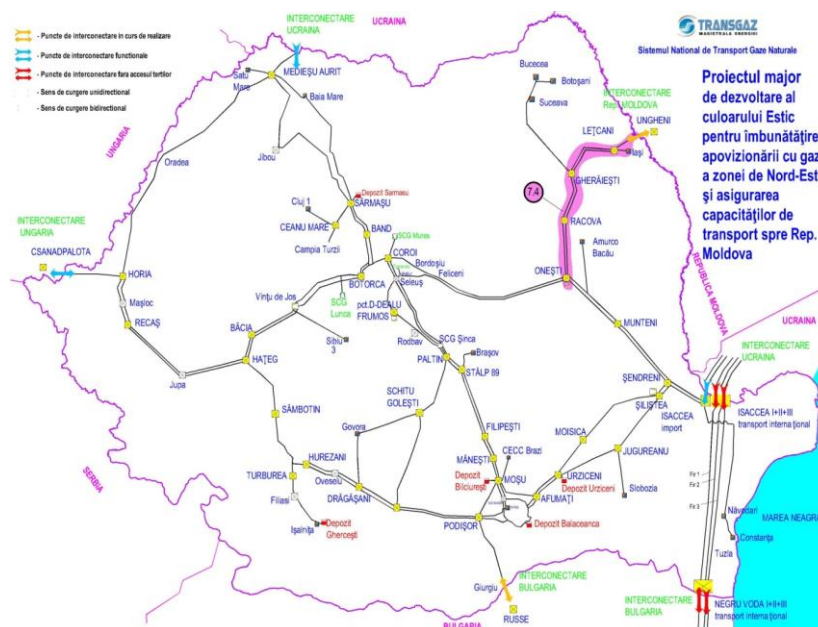


Figura 8 - Dezvoltări ale SNT în zona de Nord – Est a României

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 a fost împărțit în sub-proiecte.

Descrierea proiectului:

- 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 – Lețcani în lungime de 61km. Această conductă va înlocui conducta existentă DN 400 Gherăești – Iași pe tronsonul Gherăești – Lețcani;
- 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 estimativ de dezvoltare al proiectului:

Etapa de dezvoltare	Stadiu/ Data estimată de finalizare
Studiu de soluție	Finalizat
Studiu de fezabilitate	În curs de actualizare
Finalizarea Proiectului Tehnic pentru conducte	Iulie 2017
Finalizare Proiect tehnic pentru Stațiile de Comprimare	Iulie 2017
Obținerea autorizațiilor de construire conducte	Iulie 2017
Obținerea autorizațiilor de construire stații de comprimare	Iulie 2017
Construcție	2018 - 2019
Punere în funcțiune/incepere operare	2019

Defalcarea costurilor:

Conductă de transport gaze naturale Onești – Gherăești	59,8 mil Euro
Conductă de transport gaze naturale Gherăești – Lețcani	33,8 mil Euro
Stație de comprimare Onești	19,8 mil Euro
Stație de comprimare Gherăești	18,3 mil Euro
TOTAL	131,7 mil Euro

Termen estimat de finalizarea a proiectului: 2019

Valoarea totală estimată a investiției este de 131,7 milioane Euro.

Prin realizarea acestui proiect, va putea fi asigurată presiunea necesară și capacitatea de transport de 1,5 mld.mc/an în punctul de interconectare dintre sistemele de transport ale României și Republicii Moldova.

Proiectul **“Dezvoltarea capacității de transport a SNT în vederea asigurării fluxului de gaze naturale pe direcția România – Republica Moldova”** a fost acceptat ca eligibil conform condițiilor stabilite de Programul Operațional Infrastructura Mare (POIM). În cadrul acestui program, Axa Prioritară (AP) 8. – Obiectivul Strategic (OS) 8.2 – “Creșterea gradului de interconectare a Sistemului Național de Transport a gazelor naturale cu alte state vecine”, are o alocare financiară de circa 55 milioane euro.

Urmare a finalizării studiului de soluție și a studiului de fezabilitate (în draft) apar următoarele diferențe față de Planul de Dezvoltare a Sistemului Național de transport gaze naturale pentru perioada 2014-2023:

- **s-a modificat termenul estimat de finalizare:**
2014 – termen estimat 2016,
2017 – termen estimat 2019;
- **s-a modificat valoarea totală estimată a proiectului:**
2014 – 110 milioane Euro,
2017 – 131,7 milioane Euro;
- **s-a introdus paragraful "Calendarul estimativ de dezvoltare al proiectului".**

7.5 Amplificarea coridorului bidirecțional de transport gaze naturale Bulgaria - România - Ungaria - Austria (BRUA faza 3)

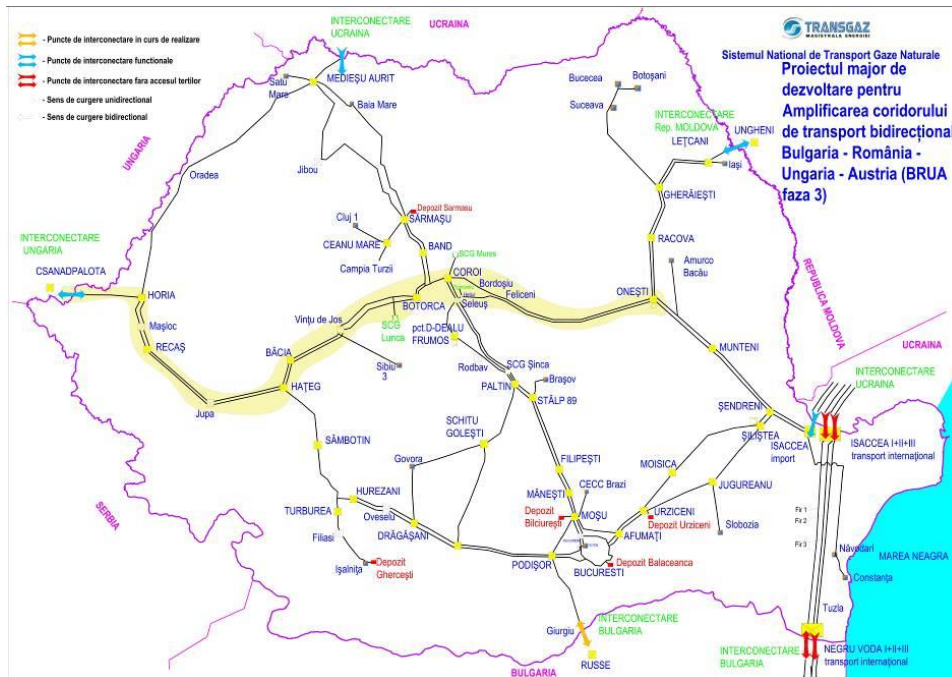


Figura 9 - Dezvoltare BRUA 3

În funcție de volumele de gaze naturale disponibile la țărmul Mării Negre, (care nu vor putea fi preluate de Culoarul BRUA), pe termen lung se are în vedere dezvoltarea capacității de transport pe culoarul Onești – Coroi – Hațeg – Nădlac.

Dezvoltarea acestui culoar de transport gaze naturale presupune următoarele:

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

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 – Hațeg – 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)"**.

Termen de finalizare pentru întreg coridorul: 2023

Valoarea estimată a investiției se ridică la suma de 530 milioane Euro.

Subliniem încă odată faptul că, realizarea acestui coridor depinde în continuare de evoluția cererii de capacitate, respectiv de rezultatele proceselor de explorare/exploatare a zăcămintelor de gaze naturale din Marea Neagră sau din alte perimetre on-shore, o decizie finală de investiție putând fi luată doar în momentul în care cererea de capacități suplimentare este confirmată prin acorduri și contracte de rezervare.

Urmare a reconsiderării proiectului 7.3 *Interconectarea SNT cu conducta de transport internațional gaze naturale T1 și reverse flow Isaccea*, apar următoarele diferențe față de Planul de Dezvoltare a Sistemului Național de transport gaze naturale pentru perioada 2014-2023:

- a fost reconsiderat întregul proiect (culoarul pornește acum de la Onești la Nădlac)
- s-a modificat valoarea totală estimată a proiectului:
2014 - 550 milioane Euro,
2017 - 530 milioane Euro.

7.6 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 fezabilitate 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 diametrele acestora în funcție de capacitatea de transport.

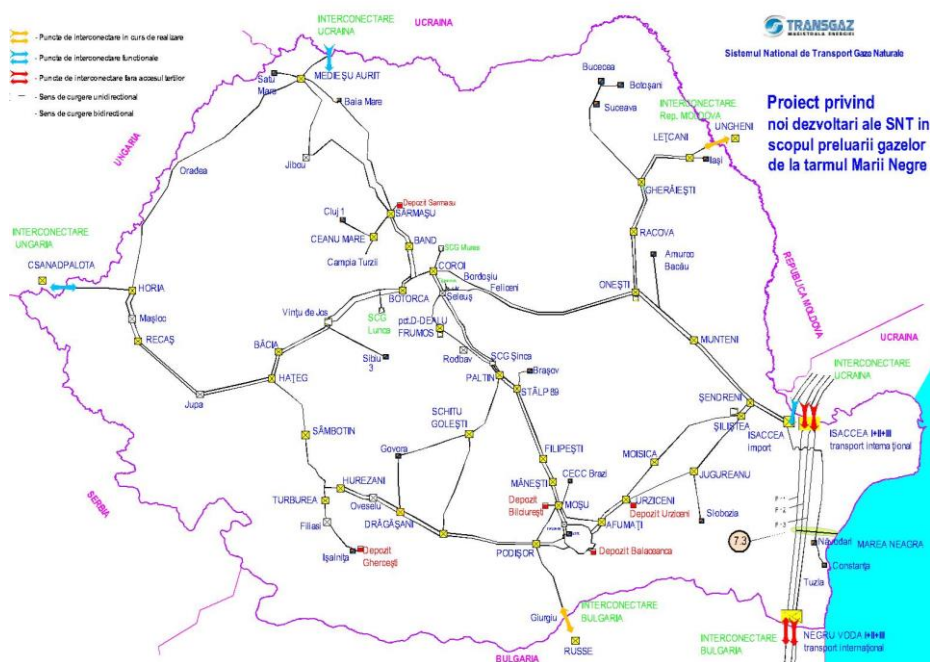


Figura 10 - Dezvoltări ale SNT la Marea Neagră

Calendarul estimativ de dezvoltare al proiectului:

Etapă de dezvoltare	Stadiu/ Data estimată de finalizare
Studiu de fezabilitate	Finalizat
Studiu de fezabilitate	Mai 2017
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.

7.7 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 are în vedere încheierea unui 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.

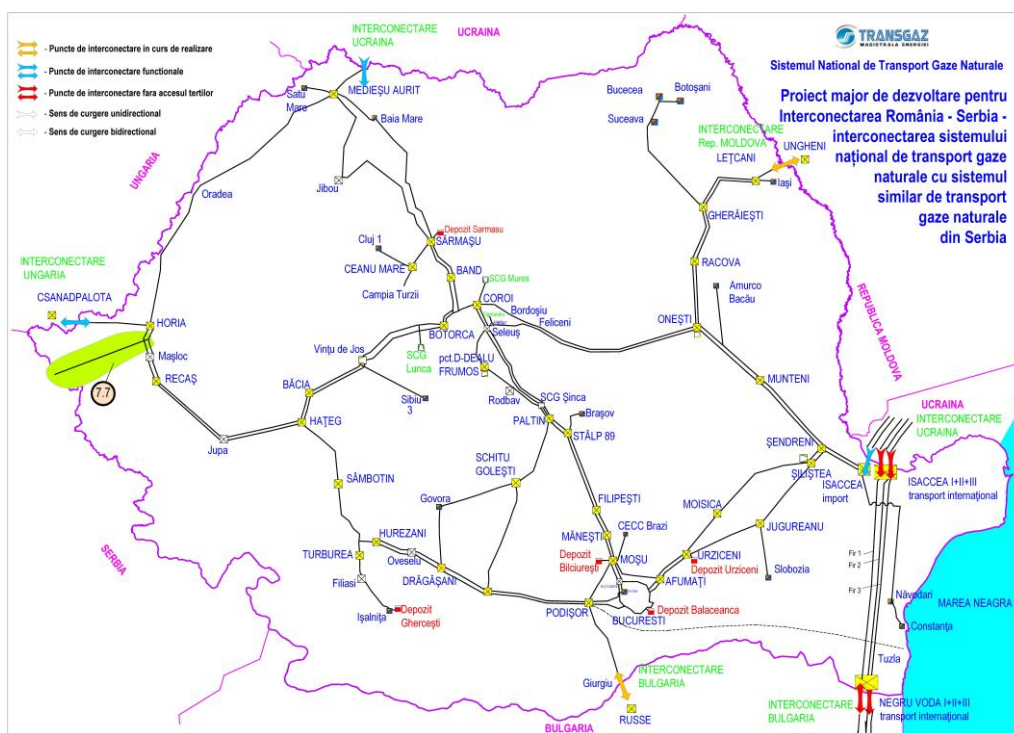


Figura 11. Interconectarea SNT cu Serbia pe direcția Arad - Mokrin

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 Conductei 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
Documnetate 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.

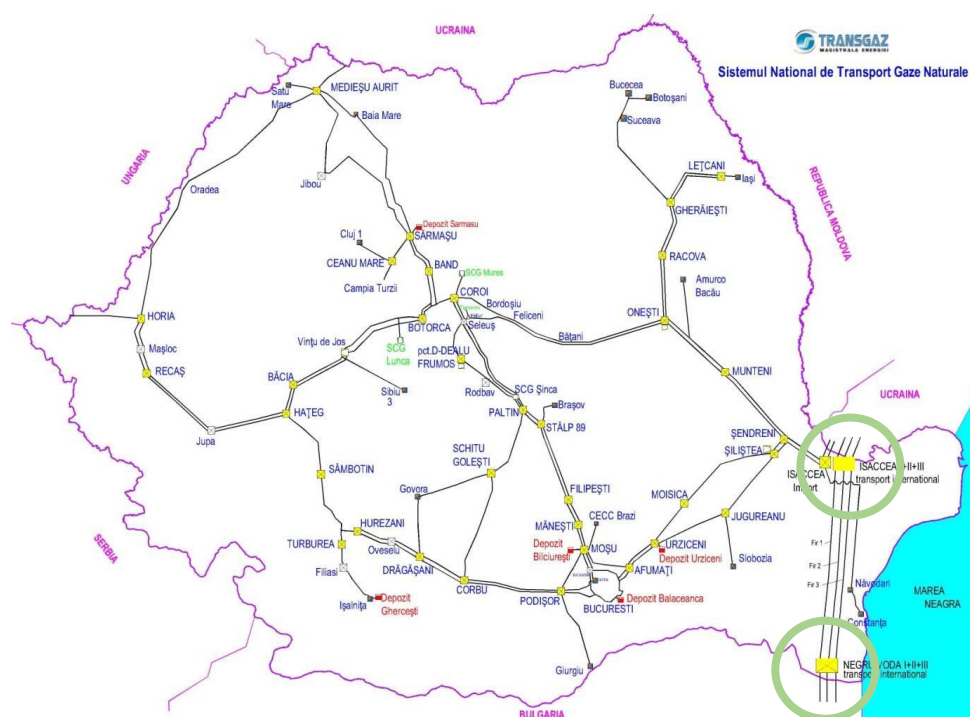


Figura 12- Modernizare SMG Isaccea 1 și Negru Vodă 1

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 inseria 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 inseria 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

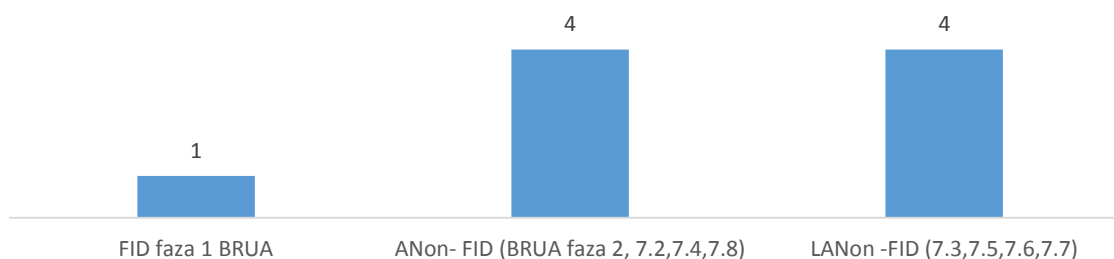
8. Analiza proiectelor majore

8.1 Statutul Proiectelor

În funcție de Decizia Finală de Investiție (FID) în TYNDP 2015 proiectele au fost clasificate în două categorii: proiecte FID – proiecte pentru care s-a luat decizia finală de investiție și non-FID – proiecte pentru care nu s-a luat decizia finală de investiție. În TYNDP 2017 statutul de bază non-FID a fost împărțit în subcategoriile: non-FID avansate (A non-FID) și non-FID mai puțin avansate (LA non-FID).

Funcție de această clasificare, proiectele Planului de Dezvoltare a Sistemului Național de Transport gaze naturale 2017 - 2026 se prezintă astfel:

Nr.proiect	Denumire proiect	Statut
7.1	Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale pe Coridorul Bulgaria – România – Ungaria – Austria – faza 1	FID
	Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale pe Coridorul Bulgaria – România – Ungaria – Austria – faza 2	A non FID
7.2	Dezvoltarea pe teritoriul României a Coridorului Sudic de Transport pentru preluarea gazelor naturale de la țărmul Mării Negre	A non FID
7.3	Interconectarea sistemului național de transport cu conductele de transport internațional gaze naturale	LA non FID
7.4	Proiect 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	A non FID
7.5	Amplificarea coridorului de transport bidirecțional Bulgaria – Romania – Ungaria – Austria (BRUA faza 3)	LA non FID
7.6	Proiect privind noi dezvoltări ale SNT în scopul preluării gazelor de la țărmul Mării Negre.	LA non FID
7.7	Interconectarea România - Serbia	LA non FID
7.8	Modernizare SMG Isaccea 1 și Negru Vodă 1	A non FID

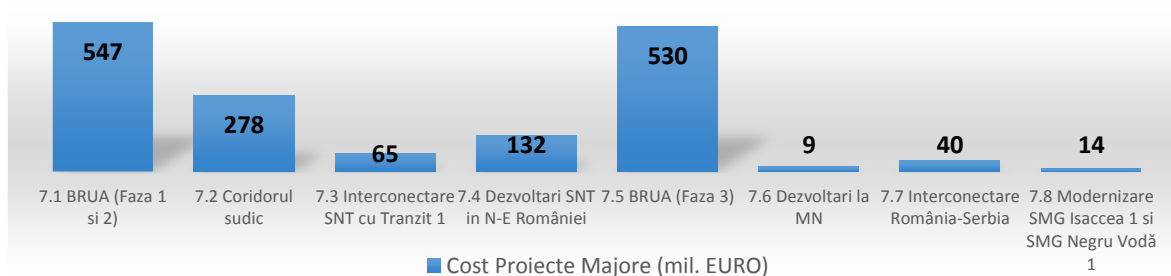


Grafic 21 – Statutul Proiectelor Majore

Mențiune

Față de Planul de Dezvoltare al Sistemului Național de Transport gaze naturale 2014-2023, în care toate proiectele erau non-FID, proiectul BRUA faza 1 a devenit FID.

8.2 Costul Proiectelor



Grafic 22 – Costul Proiectelor Majore (mil. EURO)

Prezentăm în cele ce urmează o sinteză a costurilor proiectelor majore:

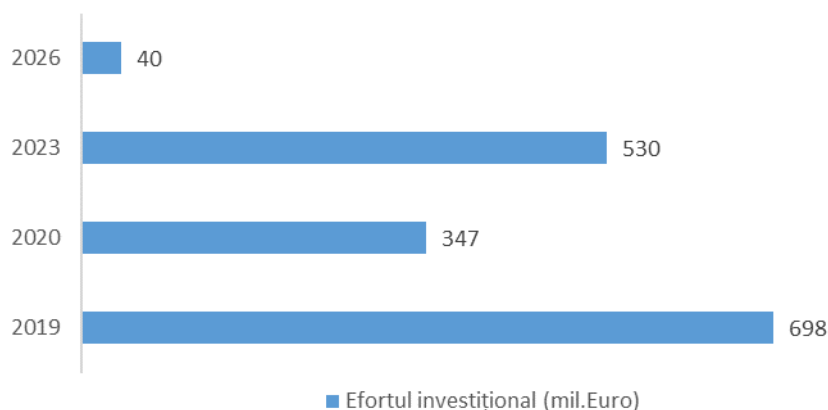
Nr. Crt	Proiectul	Valoarea estimată mil Euro	Termen de finalizare	Importanța proiectului
1	Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale pe Coridorul Bulgaria-România-Ungaria - Austria	547,4	Etapa 1: 2019 Etapa 2: 2020	Asigurarea unei capacități de transport gaze naturale spre Ungaria de 4,4 mld.mc/an, respectiv de 1,5 mld.mc/an spre Bulgaria. Importanța proiectului la nivelul Uniunii Europene se reflectă prin nominalizarea Proiectului "Conductă de gaz din Bulgaria în Austria via România și Ungaria" atât pe prima, cât și pe a II-a listă a proiectelor prioritare.
2	Dezvoltarea pe teritoriul României a Coridorului Sudic de Transport pentru preluarea gazelor naturale de la țărmul Mării Negre	278,3	2020	Preluarea gazelor ce urmează a fi produse în Marea Neagră în SNT în vederea transportului și valorificării lor în România și pe piețele europene este de importanță strategică pentru Transgaz. Importanța proiectului la nivelul Uniunii Europene se reflectă în asigurarea posibilității fizice de curgere bidirecțională permanentă între interconectările cu Bulgaria și cu Ungaria.
3	Interconectarea sistemului național de transport gaze naturale cu conducta de transport internațional gaze naturale T1 și reverse flow Isaccea.	65	2019	Transgaz are un interes deosebit să implementeze acest proiect din următoarele considerente: <ul style="list-style-type: none"> ▪ pentru a elimina posibilitatea impunerii de către Comisia Europeană a unor penalități financiare extrem de costisitoare; ▪ pentru a-și asigura venituri cât mai substanțiale prin valorificarea acestor capacități, după ce contractele de tip take or pay expiră. Menționăm faptul că acest proiect face parte din prima listă de proiecte de interes comun la nivelul Uniunii 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 capacităților de transport spre Republica Moldova	131,7	2019	Asigurarea unei capacități de transport de 1,5 mld.mc/an în punctul de interconectare dintre sistemele de transport ale României și Republicii Moldova.
5	Amplificarea coridorului bidirecțional de transport gaze naturale Bulgaria – România –	530	2023	În funcție de creșterea producției din off-shore Marea Neagră se are în vedere dezvoltarea suplimentară a rețelei:

Nr. Crt	Proiectul	Valoarea estimată mil Euro	Termen de finalizare	Importanța proiectului
	Ungaria – Austria (BRUA faza 3)			O rută secundară prin centrul României și o nouă interconectare cu Ungaria. Această rută va consta din reabilitarea tronsoanelor existente de conductă, construirea unor noi tronsoane de conductă suplimentare și 4-5 stații de comprimare.
6	Proiect privind noi dezvoltări ale SNT în scopul preluării gazelor de la țărmul Mării Negre.	9	2019	Crearea unui punct suplimentar de preluare gaze naturale din perimetrele de exploatare submarine ale Mării Negre
7	Interconectare România - Serbia	40	2026	Realizarea unei conducte de interconectare cu Serbia în vederea diversificării surselor de aprovizionare
8	Modernizare SMG Isaccea 1 și Negru Vodă 1	13,9	2019	Modernizarea stațiilor de măsurare gaze din punctele de interconectare
TOTAL (2017-2026)		~ 1,62 Mld Euro		

- Pe anumite tronsoane se vor folosi capacitățile existente prin reabilitări ale Sistemului Național de Transport

Tabel 8 - Balanța costuri -beneficii pentru Proiectele Majore

Efortul total investițional în funcție de termenele de finalizare se prezintă astfel:



Grafic 23 – Efortul total investițional funcție de termenele de finalizare (mil. EURO)

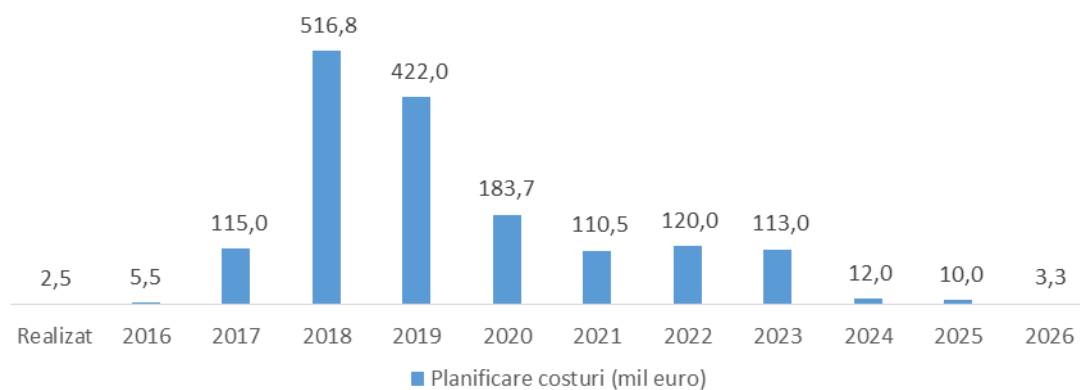
8.3 Planificarea investiției Proiectelor pentru perioada 2017-2026

Denumire obiectiv	D mm	L km	Valoare estimată (Mil. Euro)	Realizări 2013 - 2015 (Mil.Euro)	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale pe Coridorul Bulgaria - România - Ungaria - Austria	800	529	547,4	1,18	1,62	80,2	263,9	165	35,5	-	-	-	-	-	-
Dezvoltarea pe teritoriul României a Coridorului Sudic de Transport pentru preluarea gazelor naturale de la țărmul Mării Negre	1000/1200	307	278,3	0,5	3,5	3,3	106,8	126	38,2	-	-	-	-	-	-
Interconectarea sistemului național de transport gaze naturale cu conducta de transport internațional gaze naturale T1 și reverse flow Isaccea	800	77,5	65	-	-	20	25	20	-	-	-	-	-	-	-
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	700	165	131,7	0,85	0,36	10,7	69,79	50	-	-	-	-	-	-	-

Denumire obiectiv	D mm	L km	Valoare estimată (mil Euro)	Realizări 2013-2015 (mil Euro)	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Amplificarea coridorului bidirecțional de transport gaze naturale Bulgaria - România - Ungaria - Austria (BRUA faza 3)	800	645*	530	-	-	-	40	50	110	110	115	105	-	-	-
Proiect privind noi dezvoltări ale SNT în scopul preluării gazelor din Marea Neagră.	500	25	9			0,5	4,5	4	-	-	-	-	-	-	-
Interconectarea România - Serbia	500	74	40					0,2	1	0,5	5	8	12	10	3,3
Modernizare SMG Isaccea 1 și SMG Negru Vodă 1			13,9			0,28	6,81	6,81	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL			1.615,3	2,53	5,48	114,98	516,80	422,01	184,7	110,5	120	113,0	12	10	3,3

- Pe anumite tronsoane se vor folosi capacitățile existente prin reabilitări ale Sistemului Național de Transport

Tabel 9 - Planificare Proiecte Majore pentru perioada 2017-2026



Grafic 24- Planificare costuri (mil. EURO)

8.4 Beneficiile Proiectelor

Prin asigurarea legăturii între surse diferite de aprovizionare cu gaze naturale și piața europeană, proiectele investiționale menționate contribuie la realizarea dezideratelor Uniunii Europene, principalele beneficii ale realizării acestora putând fi sintetizate astfel:

- Integrarea pieței de gaze și interoperabilitatea sistemelor de transport gaze din regiune;
- Convergența prețului gazelor în regiune;
- Eliminarea congestiei în transportul gazelor naturale pe direcția Bulgaria – România - Ungaria
- Creșterea flexibilității sistemului european de transport gaze prin realizarea de întreconectări în flux bidirecțional;
- Prin interconectarea coridorului BULGARIA – ROMÂNIA – UNGARIA – AUSTRIA cu Marea Neagră se va deschide practic accesul României și Uniunii Europene spre o nouă sursă de gaze naturale;
- Creșterea concurenței pe piața europeană de gaze prin diversificarea surselor, a traseelor de transport și a companiilor active în această regiune;
- Creșterea securității aprovizionării cu gaze naturale;
- Reducerea gradului de dependență de importul de gaze naturale din Rusia;
- Impulsionarea dezvoltării de energie regenerabilă în regiune (în mod special energie eoliană și solară) având în vedere posibilitatea utilizării gazelor naturale ca variantă de rezervă pentru energiile regenerabile, fapt care conduce la creșterea semnificativă a gradului de sustenabilitate a proiectelor propuse.

8.5 Comparație TYNDP ENTSG 2017 cu Planul de Dezvoltare al Sistemului Național de Transport Gaze Naturale 2017 - 2026

Pentru a răspunde cerințelor Uniunii Europene privind garantarea securității energetice ca urmare a evidențierii unor rezerve semnificative de gaze naturale în bazinul Mării Negre și a perspectivei pe termen lung privind gazele de șist, Transgaz a cuprins în Planul de dezvoltare al Sistemului Național de Transport Gaze Naturale 2017 -2026 o amplă strategie de redefinire a rutelor interne de transport gaze naturale în concordanță cu remodelarea fluxurilor de gaze naturale ce se conturează pe termen mediu și lung la nivel național și internațional.

Nr. crt.	Cod proiect PND 2017	Denumire proiect PND	Cod proiect TYNDP 2017	Denumire proiect TYNDP 2017
1	7.1.	Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale pe Coridorul Bulgaria – România – Ungaria – Austria	TRA-N-358	Development on the Romanian territory of the NTS (BG-RO-HU-AT Corridor)
2	7.2.	Dezvoltarea pe teritoriul României a Coridorului Sudic de Transport pentru preluarea gazelor naturale de la țărmul Mării Negre	TRA-N-362	Development on the Romanian territory of the Southern Transmission Corridor
3	7.3.	Interconectarea sistemului național de transport cu conductele de transport internațional gaze naturale și Reverse Flow Isaccea	TRA-N-139	Interconnection of the NTS with the DTS and reverse flow at Isaccea
4	7.4.	Proiect 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	TRA-N-357	NTS developments in North-East Romania
5	7.5.	Amplificarea coridorului de transport bidirecțional Bulgaria – Romania – Ungaria – Austria (BRUA faza 3)	TRA-N-959	Further enlargement of the BG—RO—HU—AT transmission corridor (BRUA) phase 3
6	7.6.	Proiect privind noi dezvoltări ale SNT în scopul preluării gazelor de la țărmul Mării Negre.	TRA-N-964	New NTS developments for taking over gas from the Black Sea shore
7	7.7	Interconectare România - Serbia		
8	7.8	Modernizare SMG Isaccea 1 și SMG Negru Vodă 1		
9			TRA-N-655	Eastring - Romania
10			TRA-F- 029	Romania-Bulgaria Interconnection (EEPR-2009-INTg-RO-BG)

Tabel 10- Comparație coduri PND 2017 cu TYNDP 2017

Proiectul Interconectare România – Bulgaria (TRA-F-029) – proiect finalizat

Proiectul de Interconectare a Sistemelor de Transport Gaze Naturale din Bulgaria și România pe direcția Ruse –Giurgiu a fost realizat în temeiul Memorandumului de Înțelegere semnat între BULGARTRANSGAZ EAD și SNTGN Transgaz SA la data de 01.06.2009.

DESCRIEREA PROIECTULUI

Proiectul de interconectare cuprinde următoarele obiective:

- Conductă terestră (Dn 500 mm, PN 40 bar, L= 5,1 km) pe teritoriul românesc între Stația de Măsurare Gaze naturale (SMG) Giurgiu și punctul de subtraversare a Dunării de pe malul românesc și SMG în vecinătatea localității Giurgiu - sarcina implementării revine SNTGN Transgaz SA;
- Conductă terestră (Dn 500 mm, PN 40 bar, L = 15,4 km) pe teritoriul bulgar, între Stația de Măsurare Gaze naturale (SMG) Ruse și punctul de subtraversare a Dunării aferent malului bulgar și SMG în vecinătatea localității Ruse – sarcina implementării revine Bulgartransgaz EAD;
- Subtraversarea Dunării cu două conducte (DN 500 mm, PN 50 bar), fiecare fir având o lungime de 2,1 km, reprezentând Conducta Principală și Conducta de Rezervă – sarcina implementării este comună Transgaz și Bulgartransgaz

Proiectul a avut alocată o finanțare din partea Comisiei Europene (în cadrul programului EEPR, Decizia de Finanțare nr. C(2010)5962/06.09.2010) de max. 4,5 mil euro pentru segmentul românesc și max 4,1 mil. euro, pentru segmentul bulgar. Valoarea totală eligibilă estimată a proiectului a fost de aproximativ 23 milioane Euro, defalcată după cum urmează:

- aproximativ 11 milioane Euro, pentru partea română
- aproximativ 12 milioane Euro, pentru partea bulgară

Finanțarea din partea Comisiei Europene a fost diferențiată pe activități cu procente între 36% la 40% din valoarea eligibilă estimată.

Cei doi Beneficiari - TRANSGAZ și BULGARTRANSGAZ au convenit să desfășoare, în baza unor acorduri de colaborare, două proceduri de achiziție, după cum urmează:

- (a) pentru Conducta Principală – conform legislației achizițiilor publice din Bulgaria
- (b) pentru Conducta de Rezervă – conform legislației achizițiilor publice din România;

Ambele proceduri de achiziție publică au fost finalizate cu succes prin încheierea contractelor de lucrări cu Executanții declarați câștigători, după cum urmează:

În data de **06.04.2016**, s-a semnat contractul de execuție lucrări pentru subtraversarea Dunării cu Conducta principală, între TRANSGAZ – BULGARTRANSGAZ și SC HABAU PPS PIPELINE SYSTEMS SRL Ploiești, România.

Operațiunile aferente construirii conductei principale au fost finalizate, Procesul Verbal de Punere în Funcțiune fiind semnat la data de 4.11.2016.

În data de **30.05.2016**, TRANSGAZ și BULGARTRANSGAZ au semnat contractul cu ofertantul declarat câștigător al licitației pentru contractarea lucrărilor de construire a

Conductei de rezervă pentru subtraversarea fluviului Dunărea – Asocierea INSPET SA, lider – HABAU PPS Pipeline Systems SRL, asociat.

Au fost finalizate toate operațiunile aferente construirii conductei de rezervă pentru subtraversarea Dunării, iar la data de 22.12.2016 a fost semnat Procesul Verbal de Punere în Funcțiune.

Interconectarea – finalizată din punct de vedere tehnic – a devenit operațională după derularea licitațiilor de alocare de capacitate, în conformitate cu Regulamentul (UE) nr. 2013/984 de stabilire a unui Cod al Rețelei privind Mecanismele de Alocare a Capacității, la 1 ianuarie 2017.

În acest sens, părțile au semnat un Acord de Interconectare - în conformitate Regulamentul (UE) nr. 2015/703 de stabilire a unui cod de rețea pentru normele privind interoperabilitatea și schimbul de date – care prevede atât aspecte privind operarea punctului de interconectare Ruse-Giurgiu cât și aspecte privind procedura de alocare a capacității aferente.

Caracteristicile tehnice ale interconectării sunt:

- capacitate maximă de transport – 1,5 mld. mc/an;
- capacitate minimă de transport – 0,5 mld. mc/an;
- presiune nominală – 50 bar;
- presiune de operare – 21-40 bar;
- diametrul conductei de interconectare – DN 500.

STADIUL ACTUAL DE DEZVOLTARE

Obiectiv	Stadiu
Stația de Măsurare Gaze (SMG) Giurgiu	REALIZAT
Stația de Măsurare Gaze (SMG) Ruse	REALIZAT
Grupul de Robinete de secționare și Conducta terestră de la SMG Giurgiu la Grupul de Robinete de pe malul românesc al Dunării	REALIZAT
Grupul de Robinete de secționare și Conducta terestră de la SMG Ruse la Grupul de Robinete de pe malul bulgar al Dunării	REALIZAT
Țeava de protecție și pozarea cablului de fibră optică pentru transmisia de date, care subtraversează fluviul Dunărea	REALIZAT
Conexiunea cablului de fibră optică la cele două SMG – Giurgiu și Ruse	REALIZAT
Subtraversarea fluviului Dunărea (Conducta principală și Conducta de rezervă) CONDUCTA PRINCIPALĂ CONDUCTA DE REZERVĂ	REALIZATĂ REALIZATĂ

TERMENUL DE ELIGIBILITATE A COSTURILOR (conform Deciziei de Finanțare CE):
31.12. 2016

8.6 Modalități de finanțare

Orice organizație este obligată să se adapteze mediului în care funcționează, menținându-și în același timp coeziunea internă și reducând la minimum incertitudinea care caracterizează transformările mediului intern și extern. Pentru ca în urma eforturilor de adaptare, organizația să își păstreze identitatea, dezvoltarea sa trebuie planificată cu cât mai mare atenție, iar acest plan trebuie revizuit periodic.

Momentul în care se ia decizia de a se realiza o investiție, indiferent de natura și amploarea ei, este unul de mare importanță în viața organizației, este **una dintre deciziile manageriale cele mai încărcate de răspundere, deoarece investițiile vizează obiectivele strategice ale companiei pe termen lung, dezvoltarea durabilă a acesteia.**

În ceea ce privește modalitățile de finanțare avute în considerare pentru realizarea proiectelor majore de dezvoltare a Sistemului Național de Transport gaze naturale în perioada 2017 – 2026, acestea sunt constituite din:

- Surse proprii;
- Surse atrase.

Valoarea Planului de dezvoltare al SNT în perioada 2017-2026, estimată la aprox. 1,6 miliarde euro, va fi acoperită în procent de 35% din surse proprii, ceea ce înseamnă aprox. 560 milioane euro iar 65%, respectiv 1.040 milioane euro va fi acoperită din surse atrase.

SNTGN Transgaz SA se preocupă, prin eforturi susținute, de obținerea de asistență financiară nerambursabilă pentru finanțarea proiectelor de investiții cu impact asupra modernizării, re tehnologizării și dezvoltării infrastructurii SNT, în vederea obținerii unui mix de finanțare care să asigure cel mai redus cost în finanțarea programului de dezvoltare.

9. Planul de modernizare și dezvoltare investiții pentru sistemul național de transport gaze naturale în perioada 2017-2019

Nr. poz prog.	Denumirea categoriei de lucrari	Valori și date tehnice estimate lucrare		Estimat 2017 (lei)	Estimat 2018 (lei)	Estimat 2019 (lei)
		Fizic (km)	Valoric (lei)			
1	2	3	4	5	6	7
1	MODERNIZAREA ȘI RETEHOLOGIZAREA SISTEMULUI NAȚIONAL DE TRANSPORT GAZE	0,00	21.262.819	15.747.675	7.014.900	1.374.750
1.1.	MODERNIZARE INSTALAȚII TEHNOLOGICE AFERENTE SISTEMULUI NAȚIONAL DE TRANSPORT GAZE (SRM, SCV, PM, NT)	0,00	19.248.128	13.732.984	5.640.150	0
1.1.A.	LUCRĂRI IN CONTINUARE	0,00	18.856.294	13.341.150	5.640.150	0
1.1.A.1	ADAPTARE LA TEREN A LINIILOR DE MĂSURĂ CE URMEAZĂ A FI INSTALATE PRIN PROGRAMUL SCADA ȘI AUTOMATIZĂRI NODURI TEHNOLOGICE (Anexa 1)	0,00	18.856.294	13.341.150	5.640.150	0
1.1.B.	LUCRĂRI NOI	0,00	391.834	391.834	0	0
1.1.B.1	SISTEM DE DETECȚIE GAZ ȘI FUM ÎN HALA TURBOCOMPRESORE LA STC ȘINCA	0,00	391.834	391.834	0	0
1.2	SISTEM COMANDĂ ACHIZIȚII DATE (Anexa 2)	0,00	2.014.691	2.014.691	1.374.750	1.374.750
2	DEZVOLTAREA SISTEMULUI DE TRANSPORT GAZE ȘI INSTALAȚII AFERENTE	748,79	1.856.546.568	378.498.662	921.506.444	626.113.949
2.1.	CONDUCTE DE TRANSPORT GAZE NATURALE	203,80	249.326.345	95.380.469	83.154.727	63.975.104
2.1.A.	LUCRĂRI ÎN CONTINUARE	57,30	37.960.006	7.689.469	4.080.000	0
2.1.A.1	CONDUCTA DE TRANSP. GAZE Ø 32" CREVEDIA - PODIȘOR	0,30	550.000	550.000	500.000	0
2.1.A.2	INTERCONNECTAREA CONDUCTEI Ø10" GĂNEȘTI - UNGHENI CU CONDUCTA Ø24" VEST III (Band-Bacia) LA GĂNEȘTI, JUD.MUREȘ	0,00	371.899	264.469	0	0
2.1.A.3	CONDUCTA DE TRANSP. GAZE Ø 16" VASLUI - IASI (tr. VASLUI - MOGOȘEȘTI)	2,00	1.980.000	1.980.000	1.980.000	0
2.1.A.4	CONDUCTA DE TRANSP. GAZE Ø 28 " GĂNEȘTI - IDRIFAIA - COROI	27,00	20.917.715	2.200.000	0	0
2.1.A.5	CONDUCTA DE TRANSP. GAZE Ø 16" MOGOȘEȘTI - LEȚCANI	27,00	12.995.392	1.550.000	1.050.000	0
2.1.A.6	SUBTRAVERSARE RÂU MUREȘ CU CONDUCTA (Ø 16") Ø 20" FÂNTÂNELE - ARAD, zona Fântânele.	0,40	530.000	530.000	150.000	0
2.1.A.7	DEVIERE CONDUCTA Ø12" MOINEȘTI - DĂRMĂNEȘTI, ZONA DĂRMĂNEASCA	0,20	400.000	400.000	400.000	0
2.1.A.8	LUCRĂRI PRIVIND PUNEREA ÎN SIGURANȚĂ A CONDUCTEI DN 700, PLATOU IZVOR SINAIA - FILIPEȘTI, zona Talea - Breaza (et.II).	0,40	215.000	215.000	0	0
2.1.B.	LUCRĂRI NOI	146,50	211.366.339	87.691.000	79.074.727	63.975.104
2.1.B.1	CONDUCTA DE TRANSP. GAZE Ø 12" NEGRU VODĂ - TECHIRGHIOI - ETAPA II (transon Pecineaga - Techirghiol - revizia 1)	22,00	9.535.000	9.535.000	3.800.000	0
2.1.B.2	CONDUCTA DE TRANSP. GAZE Ø 20" PLĂTĂREȘTI - BĂLĂCEANCA	15,50	22.100.000	10.000.000	12.100.000	10.000.000

Nr. poz prog.	Denumirea categoriei de lucrari	Valori și date tehnice estimate lucrare		Estimat 2017 (lei)	Estimat 2018 (lei)	Estimat 2019 (lei)
		Fizic (km)	Valoric (lei)			
2.1.B.3	CONDUCTA DE RACORD Ø 28" SRM SIDEX GALAȚI	3,50	22.200.235	15.000.000	0	0
2.1.B.4	CONDUCTA DE TRANSP. GAZE Ø 24" MASLOC - RECAȘ - ETAPA I, (partea II - zona prin fond forestier.)	5,40	6.900.000	500.000	6.900.000	0
2.1.B.5	CONDUCTA DE TRANSP. GAZE Ø 28 " MOSU - BUCIUMENI	16,30	38.600.000	500.000	18.500.000	20.100.000
2.1.B.6	CONDUCTA DE TRANSP. GAZE Ø 10" CÂMPULUNG MOLDOVENESC - VATRA DORNEI (tr. C.Moldovenesc - Pojorâta)	1,34	1.500.000	1.500.000	0	0
2.1.B.7	CONDUCTA DE TRANSP. GAZE Ø 10" CÂMPULUNG MOLDOVENESC - VATRA DORNEI (tr. Pojorâta - Vatra Dornei)	26,00	27.831.245	550.000	10.000.000	17.281.245
2.1.B.8	CONDUCTA DE TRANSP. GAZE Ø20" CRAIOVA - SEGARCEA - BĂILEȘTI - CALAFAT, et.I, tr. Craiova – Segarcea	39,00	47.593.859	15.000.000	16.000.000	16.593.859
2.1.B.9	CONDUCTA DE TRANSP. GAZE Ø 20" SĂRMĂȘEL-BAIA MARE-SATU MARE, zona Suctard	1,90	2.400.000	2.400.000	2.400.000	0
2.1.B.10	MONTARE GARĂ DE PRIMIRE GODEVIL (PROVIZORIU) DN 800 PE CONDUCTA Ø32" BĂȚANI - ONEȘTI, zona Bogdănești	0,00	1.880.000	1.880.000	658.727	0
2.1.B.11	SISTEMATIZARE CONDUCE ÎN ZONA NODULUI TEHNOLOGIC MOSU	0,85	1.425.000	1.425.000	0	0
2.1.B.12	MODERNIZARE ALIMENTARE CU GAZE NATURALE A MUN. PLOIEȘTI	9,45	9.516.000	9.516.000	2.516.000	0
2.1.B.13	ÎNLOCUIRE SUBTRAVERSARE CF CU CONDUCTA DE TRANSPORT GAZE NATURALE TURBUREA - IȘALNIȚA FIR III, zona Florești	0,07	350.000	350.000	0	0
2.1.B.14	LUCRĂRI PRIVIND PUNEREA ÎN SIGURANȚĂ A CONDUCTEI Ø20" SCHITU GOLEȘTI - GOVORA, zona Budești, jud. Vâlcea	0,04	290.000	290.000	0	0
2.1.B.15	PUNEREA ÎN SIGURANȚĂ A CONDUCTEI Ø32" SENDRENI - SILIȘTEA - BUCUREȘTI, zona Scorțaru Vechi – Comăneasca	1,25	10.600.000	10.600.000	5.600.000	0
2.1.B.16	DEVIEREA CONDUCTEI DE TRANSP. GAZE Ø16" MOGOȘEȘTI - LEȚCANI ÎNTRE CF 610 ȘI DN 28, în zona de intersecție a conductei cu CF 613 (Lețcani - Dorohoi)	1,60	2.200.000	2.200.000	0	0
2.1.B.17	DEVIEREA CONDUCTEI DE TRANSP. GAZE Ø14" TISĂUȚI - BUCECEA, zona Salcea	0,50	700.000	700.000	0	0
2.1.B.18	DEVIEREA CONDUCTEI DE TRANSP. GAZE Ø28" BĂȚANI - ONEȘTI, la traversarea pârâu Valea Roșie în zona Bixad	0,50	710.000	710.000	0	0
2.1.B.19	MONTARE GARĂ DE PRIMIRE GODEVIL DN 500 MM PE CONDUCTA ȘENDRENI – ALBEȘTI	0,00	1.250.000	1.250.000	0	0
2.1.B.20	SUBTRAVERSARE RÂU OLT CU CONDUCTA Ø 12" DRĂGĂȘANI - CARACAL (racord alimentare cu gaze a mun. Caracal)	1,20	2.650.000	2.650.000	0	0
2.1.B.21	REFACEREA SUBTRAVERSARII PÂRÂULUI VULCANIȚA CU CONDUCELE Ø28" PALTIN - VÂRF DIHAM SI Ø20" STC ȘINCA - STALP 89, punctele 1,2,3 si 4 Vulcanița- lucrări de consolidare mal	0,10	1.135.000	1.135.000	600.000	0

Nr. poz prog.	Denumirea categoriei de lucrari	Valori și date tehnice estimate lucrare		Estimat 2017 (lei)	Estimat 2018 (lei)	Estimat 2019 (lei)
		Fizic (km)	Valoric (lei)			
2.2.	CREȘTEREA CAPACITĂȚII DE TRANSPORT A SNT	540,00	1.509.076.368	193.557.368	769.580.155	555.938.845
2.2.1	DEZVOLTARI ALE SNT ÎN ZONA DE NORD – EST A ROMÂNIEI ÎN SCOPUL ÎMBUNĂȚĂȚIRII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE A ZONEI, PRECUM ȘI A ASIGURĂRII CAPACITĂȚILOR DE TRANSPORT SPRE REPUBLICA MOLDOVA	0,00	486.000.000	21.150.000	278.910.000	185.940.000
2.2.1.1	CONDUCTA DE TRANSP. GAZE Ø 28" ONEȘTI - GHERAIEȘTI - LEȚCANI	62,00	188.100.000	0	112.860.000	75.240.000
2.2.1.2	STAȚII DE COMPRIMARE - ONEȘTI ȘI GHERAIEȘTI	0,00	38.250.000	0	22.950.000	15.300.000
2.2.1.3	INSTALAȚII ELECTRICE, PROTECȚIE CATODICĂ, AUTOMATIZĂRI ȘI SECURIZARE CONDUCTĂ	0,00	15.300.000	0	9.180.000	6.120.000
2.2.1.4	ACHIZIȚIE MATERIAL TUBULAR FIR LINEAR CONDUCTĂ ȘI CURBE	0,00	128.250.000	0	76.950.000	51.300.000
2.2.1.5	ACHIZIȚIE ROBINETE	0,00	10.350.000	0	6.210.000	4.140.000
2.2.1.6	ACHIZIȚIE GRUPURI DE COMPRIMARE	0,00	105.750.000	21.150.000	50.760.000	33.840.000
2.2.2	DEZVOLTAREA PE TERITORIUL ROMÂNIEI A SNT PE CORIDORUL BULGARIA - ROMÂNIA - UNGARIA - AUSTRIA, FAZA 1 (BRUA- Faza 1)	0,00	1.023.076.368	172.407.368	490.670.155	369.998.845
2.2.2.1	LUCRĂRI DE EXECUȚIE CONDUCTĂ (Faza 1)	478,00	501.292.000	54.576.000	250.160.960	196.555.040
2.2.2.2	LUCRĂRI DE EXECUȚIE STAȚII DE COMPRIMARE (Podișor, Bibești, Jupa)	0,00	216.769.000	0	98.629.895	118.139.105
2.2.2.3	LUCRĂRI DE AUTOMATIZARE ȘI SECURIZARE CONDUCTĂ	0,00	62.642.000	0	31.321.000	31.321.000
2.2.2.4	ACHIZIȚIE GRUPURI DE COMPRIMARE CENTRIFUGALE ACȚIONATE CU TURBINE PE GAZE	0,00	229.101.000	104.559.000	104.558.300	19.983.700
2.2.2.5	LUCRĂRI DE SĂPĂTURĂ PENTRU DIAGNOSTIC ARHEOLOGIC INTRUZIV	0,00	4.455.206	4.455.206	2.000.000	2.000.000
2.2.2.6	LUCRĂRI DE SĂPĂTURĂ PENTRU CERCETARE ARHEOLOGICĂ PREVENTIVĂ	0,00	8.817.162	8.817.162	4.000.000	2.000.000
2.3	LUCRĂRI DE CONSTRUCȚII ȘI INSTALAȚII DE SUPRAFAȚĂ PENTRU STAȚII DE REGLARE MĂSURARE (Anexa 3)	0,00	52.465.305	46.336.505	29.396.620	0
2.4	STAȚII DE PROTECȚIE CATODICĂ (Anexa 4)	0,00	152.000	152.000	0	0
2.5	LUCRĂRI DE CONSTRUCȚII ȘI INSTALAȚII DE SUPRAFAȚĂ PENTRU INSTALAȚII DE ODORIZARE (Anexa 5)	0,00	7.281.100	4.460.000	170.000	0
2.6	LUCRĂRI LA CONDUCTELE DE TRANSPORT GAZE NATURALE AFLATE ÎN EXPLOATARE SITUATE ÎN ZONE DE RISC INCIDENT (Anexa 6)	4,99	7.738.000	7.738.000	6.102.000	0
2.7	INSTALAȚII ȘI REȚELE ELECTRICE	0,00	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000
	TOTAL	748,79	1.848.301.937	364.372.017	896.418.402	622.288.699

PMDI – Anexa 1

Nr. poz prog.	Denumirea categoriei de lucrări	Valori și date tehnice estimate lucrare		Estimat 2017 (lei)	Estimat 2018 (lei)	Estimat 2019 (lei)
		Fizic (km)	Valoric (lei)			
1	2	3	4	5	6	7
1	Nod tehnologic Racova	0,00	8.464.251	3.046.000	0	0
2	Nod tehnologic Mosu	0,00	1.500.000	1.500.000	0	0
3	Nod tehnologic Filipești	0,00	2.000.000	2.000.000	2.000.000	0
4	Nod tehnologic Sâmbotin	0,00	266.893	170.000	0	0
5	Nod tehnologic Drăgășani	0,00	530.000	530.000	0	0
6	Nod tehnologic Bacia	0,00	650.000	650.000	0	0
7	Nod tehnologic Recaș	0,00	500.000	500.000	500.000	0
8	Nod tehnologic Moșica – automatizări	0,00	593.150	593.150	593.150	0
9	Nod tehnologic Schitu Golești - alim. cu en. el. și automatizări	0,00	800.000	800.000	800.000	0
10	Nod tehnologic Bogata 3	0,00	675.000	675.000	0	0
11	Nod tehnologic Corbu	0,00	200.000	200.000	200.000	0
12	Nod tehnologic Lăzșrești - alim. cu en. el și automatizări	0,00	1.130.000	1.130.000	0	0
13	Nod tehnologic Filipești Târg - alim. cu en. el și automatizări	0,00	452.000	452.000	452.000	0
14	Nod tehnologic Schitu Golești - montare GLPG	0,00	1.095.000	1.095.000	1.095.000	0
TOTAL		0,00	18.856.294	13.341.150	5.640.150	0

PMDI – Anexa 2

Nr. poz prog.	Denumirea categoriei de lucrări	Valori și date tehnice estimate lucrare		Estimat 2017 (lei)	Estimat 2018 (lei)	Estimat 2019 (lei)
		Fizic (km)	Valoric (lei)			
1	2	3	4	5	6	7
1	SISTEM SCADA	0,00	443.121	443.121	0	0
1.1	Lucrări de remediere /completare echipamente SCADA deteriorate /sustrase	0,00	222.000	222.000	0	0
1.2	Relocare echipamente Sistem SCADA	0,00	205.625	205.625	0	0
1.3	Suplimentare licență Scada HIGH-LEIT pentru terminal server	0,00	15.496	15.496	0	0
2	INSTALAȚII ELECTRICE ȘI DE AUTOMATIZARE	0,00	1.374.750	1.374.750	1.374.750	1.374.750
2.1	Pregătirea instalațiilor de automatizare locală pentru integrarea cu SCADA	0,00	801.000	801.000	801.000	801.000
2.2	Integrarea sistemelor de măsură în automatică locală	0,00	573.750	573.750	573.750	573.750
3	ÎMPREJMUIRI LA ROBINETI S.C.A.D.A. ȘI NODURI TEHNOLOGICE	0,00	196.820	196.820	0	0
3.1	Robineți S.C.A.D.A.	0,00	169.100	169.100	0	0
3.1.1	Robinet R6 + R43 Lutita	0,00	131.000	131.000	0	0
3.1.2	Robinet R53 Sarmisegetusa	0,00	38.100	38.100	0	0
3.2	Noduri tehnologice	0,00	27.720	27.720	0	0
3.2.1	Feliceni	0,00	27.720	27.720	0	0
TOTAL		0,00	2.014.691	2.014.691	1.374.750	1.375.750

PMDI – Anexa 3

Nr. poz prog.	Denumirea categoriei de lucrări	Valori și date tehnice estimate lucrare		Estimat 2017 (lei)	Estimat 2018 (lei)	Estimat 2019 (lei)
		Fizic (km)	Valoric (lei)			
1	2	3	4	5	6	7
1	S.R.M. Ișalnița	0,00	10.200.000	10.200.000	6.200.000	0
2	S.R.M. Sângeorgiu de Mureș	0,00	707.000	707.000	707.000	0
3	SRM - Lot 3	0,00	7.566.135	1.437.335	0	0
4	Relocarea, redimensionarea și adaptarea la teren a instalației tehnologice de la SRM Câlnic la SRM Drăgănești, județul Olt (Modernizare SRM Drăgănești Olt, Jud. Olt)	0,00	343.000	343.000	0	0
5	Relocarea, redimensionarea și adaptarea la teren a instalației tehnologice de la SRM Supercom Afumați la SRM Dragomirești	0,00	493.000	493.000	0	0
06	Înlocuirea instalațiilor tehnologice la SRM Timișoara I.	0,00	14.707.620	14.707.620	10.707.620	0
7	Modernizare SRM IZVIN	0,00	505.000	505.000	505.000	0
8	Modernizare SRM Chișineu Criș	0,00	555.500	555.500	0	0
9	Modernizare și adaptare la teren SRM Suceava	0,00	1.835.000	1.835.000	0	0
10	Modernizare SRM Barcea	0,00	620.000	620.000	0	0
11	SRM Campina (PETROUTILAJ P. Câmpina)	0,00	41.000	41.000	0	0
12	Adaptare teren pentru :	0,00	11.632.050	14.892.050	11.250.000	0
12.1	S.R.M. Fălticeni	0,00	455.550	455.550	0	0
12.2	S.R.M. Dej II	0,00	831.500	831.500	0	0
12.3	S.R.M. Valea Chioarului	0,00	555.000	555.000	555.000	0
12.4	S.R.M. Nadrag	0,00	555.000	555.000	555.000	0
12.5	S.R.M.Ucea de Jos	0,00	555.000	555.000	555.000	0
12.6	S.R.M. Bucecea	0,00	555.000	555.000	555.000	0
12.7	S.R.M. Dorohoi	0,00	1.305.000	1.305.000	805.000	0
12.8	S.R.M. Pașcani II	0,00	1.705.000	1.705.000	0	0
12.9	S.R.M. Vart (Rovinari)	0,00	1.705.000	1.705.000	1.705.000	0
12.10	S.R.M. Vaslui	0,00	1.705.000	1.705.000	1.705.000	0
12.11	S.R.M. Bârlad	0,00	1.705.000	1.705.000	1.705.000	0
13	Adaptare la teren și racord alimentare cu gaze naturale a SRM Cornățel	0,26	150.000	150.000	0	0
14	Modernizare și relocare SRM Bistrița	0,00	2.010.000	2.010.000	2.010.000	0
15	SRM Clinceni - Eficientizarea sistemului de măsură prin completarea instalației tehnologice cu elemente/echipamente corespunzătoare	0,00	1.100.000	1.100.000	1.100.000	0
TOTAL			52.465.305	46.336.505	29.369.620	0

PMDI – Anexa 4

Nr. poz prog.	Denumirea categoriei de lucrări	Valori și date tehnice estimate lucrare		Estimat 2017 (lei)	Estimat 2018 (lei)	Estimat 2019 (lei)
		Fizic (km)	Valoric (lei)			
1	2	3	4	5	6	7
1	Stație protecție catodică Merfulești.	0,00	152.000	152.000	0	0
TOTAL			152.000	152.000	0	0

PMDI – Anexa 5

Nr. poz prog.	Denumirea categoriei de lucrări	Valori și date tehnice estimate lucrare		Estimat 2017 (lei)	Estimat 2018 (lei)	Estimat 2019 (lei)
		Fizic (buc)	Valoric (lei)			
1	2	3	4	5	6	7
1	Instalații de odorizare Lot 1	92	2.981.100	160.000	0	0
2	Instalații de odorizare Lot 2	124,00	4.300.000	4.300.000	170.000	0
TOTAL			7.281.100	4.460.000	170.000	0

PMDI – Anexa 6

Nr. poz prog.	Denumirea categoriei de lucrări	Valori și date tehnice estimate lucrare		Estimat 2017 (lei)	Estimat 2018 (lei)	Estimat 2019 (lei)
		Fizic (km)	Valoric (lei)			
1	2	3	4	5	6	7
1	LUCRĂRI PRIVIND PUNEREA ÎN SIGURANȚĂ A CONDUCTEI Ø20 ² HUREZANI - BUCUREȘTI (fir I), zona Momotești	0,20	1.163.000	1.163.000	0	0
2	LUCRĂRI PRIVIND PUNEREA ÎN SIGURANȚĂ TRAVERSARE AERIANĂ PĂRĂU AȚINTIȘ CU CONDUCTA DN500 OZD - CÂMPIA TURZII ÎN, zona AȚINTIȘ	0,02	473.000	473.000	0	0
3	LUCRĂRI PRIVIND PUNEREA ÎN SIGURANȚĂ RACORD DE ALIMENTARE CU GAZE NATURALE Ø 10 ² SRM BREAZA	1,50	1.100.000	1.100.000	1.100.000	0
4	LUCRĂRI PRIVIND PUNEREA ÎN SIGURANȚĂ A CONDUCTEI Ø8 ² CORNĂȚEL - AVRIG, zona Avrig	0,16	110.000	110.000	110.000	0
5	LUCRĂRI PRIVIND PUNEREA ÎN SIGURANȚĂ RACORD DE ALIMENTARE CU GAZE NATURALE SRM RĂCĂCIUNI, zona popas turistic Dumbrava.	0,20	110.000	110.000	110.000	0
6	LUCRĂRI PRIVIND PUNEREA ÎN SIGURANȚĂ RACORD DE ALIMENTARE CU GAZE NATURALE SRM BRĂILA, zona Ferma Agricolă.	0,20	165.000	165.000	165.000	0
7	LUCRĂRI PRIVIND PUNEREA ÎN SIGURANȚĂ RACORD DE ALIMENTARE CU GAZE NATURALE SRM VASLUI, zona Râpa Albastră.	0,20	187.000	187.000	187.000	0
8	PUNEREA ÎN SIGURANȚĂ A CONDUCTEI Ø10" FRASIN - SPĂTĂREȘTI, zona Spătărești	0,60	1.050.000	1.050.000	1.050.000	0
9	PUNEREA ÎN SIGURANȚĂ A CONDUCTEI Ø8" OCNA MUREȘ - AIUD, zona Decea	0,18	260.000	260.000	260.000	0
10	PUNEREA ÎN SIGURANȚĂ A CONDUCTEI Ø12" AGÂRBICIU - SIBIU, zona Slimnic	1,13	1.970.000	1.970.000	1.970.000	0
11	PUNERE ÎN SIGURANȚĂ TRAV. AERIANĂ PESTE RÂU VALEA ȘERPILOR CU CONDUCTELE Ø24", Ø28" ȘINCA - PALTIN SI Ø20" STC ȘINCA - STÂLP 89, zona Șinca Nouă	0,60	1.150.000	1.150.000	1.150.000	0
TOTAL		4,99	7.738.000	7.738.000	6.102.000	0

Pentru anul 2017 valoarea totală a lucrărilor de modernizare și dezvoltare investiții, strict pentru sistemul național de transport gaze naturale este de 364.372.017 lei.

Valoarea totală a investițiilor pentru anul 2017 este de 704.140.804 lei aceasta cuprinzând și valoarea investițiilor în bunuri proprii (140.948.688 lei), valoarea proiectării pentru lucrările de dezvoltare SNT (24.228.248 lei), valoarea țevii propusă spre achiziție (172.114.000 lei) și valoarea unor studii de fezabilitate (2.477.851 lei).

Prioritizarea obiectivelor de investiții pentru dezvoltarea sistemului național de transport gaze naturale:

PMDI	Bugetat (mii lei)
DEZVOLTAREA PE TERITORIUL ROMANIEI A SNT PE CORIDORUL BULGARIA - ROMANIA - UNGARIA - AUSTRIA (BRUA)	172.407
DEZVOLTARI ALE SNT IN ZONA DE NORD - EST IN SCOPUL IMBUNATATIRII APROVIZ CU GAZE A ZONEI PRECUM SI A ASIGURARII CAPACITATII DE TRANSPORT SPRE - REPUBLICA MOLDOVA	21.150
CONDUCTA DE RACORD Ø 28" SRM SIDEX GALATI	15.000
CONDUCTA DE TRANSP. GAZE Ø 20" CRAIOVA-SEGARCEA-BAILESTI-CALAFAT, et.I, tr. Craiova-Segarcea	15.000
ÎNLOCUIREA INSTALAȚIILOR TEHNOLOGICE LA SRM TIMIȘOARA I	14.708
PUNEREA IN SIGURANTA A CONDUCTEI Ø32" SENDRENI-SILISTEA-BUCURESTI, zona Scortaru Vechi-Comaneasca	10.600
SRM ISALNITA	10.200
CONDUCTA DE TRANSP. GAZE Ø 20" PLATARESTI - BALACEANCA	10.000
CONDUCTA DE TRANSP. GAZE Ø 12" NEGRU VODA - TECHIRGHIOL - ETAPA II (tronson Pecineaga - Techirghiol revizia 1)	9.535
MODERNIZARE ALIMENTARE CU GAZE NATURALE IN MUN.PLOIESTI	9.516
INSTALATII DE ODORIZARE LOT II	4.300
SUBTRAVERSARE RAU OLT CU COND.12" DRAGASANI-CARACAL	2.650
CONDUCTA DE TRANSP.GAZE 20" SARMASEL-BAIA MARE-SATU MARE, zona Sicutard	2.400
CONDUCTA DE TRANSP. GAZE Ø 28 " GANESTI - IDRIFAIA - COROI	2.200
DEVIERE CONDUCTĂ DE TRANSPORT GAZE Ø 16" MOGOSESTI-LETCANI in zona intersectiei cu CF613	2.200
CONDUCTA DE TRANSP. GAZE Ø 16" VASLUI- IASI	1.980
MONTARE GARA DE PRIMIRE/LANSARE GODEVIL PE COND.32» BATANI-ONESTI, ZONA BOGDANESTI	1.880
CONDUCTA DE TRANSPORT 16" MOGOSESTI-LETCANI	1.550
TOTAL	307.276

Tabel 11 - Prioritizarea proiectelor de investiții

10. CONCLUZII

România aspiră să devină un pol energetic în estul Europei, un pol nodal în rețelele regionale de transport energie precum și un furnizor de energie.

Cele trei direcții majore în care România trebuie să lucreze și să se dezvolte pentru dobândirea acestui statut sunt prezentate în **Pactul pentru Energie** încheiat în luna mai 2013 și anume:

- Interconectarea rețelelor de gaze naturale și electricitate și crearea infrastructurii fizice și instituționale necesare operării unei piețe lichide de energie;
- Dezvoltarea de noi surse autohtone de gaze naturale și integrarea în piețele regionale de energie electrică;
- Asumarea politicilor energetice europene, creșterea capacității de negociere în instituțiile UE și colaborarea cu alte state membre în susținerea obiectivelor strategice comune.

Sectorul energetic poate deveni un veritabil "**motor de creștere economică**". Prin resursele sale semnificative și prin oportunitățile oferite de poziționarea geografică, România își poate asigura un grad ridicat de securitate energetică și integrare regională. Interconectarea transfrontalieră a rețelelor este astăzi, o prioritate în politica energetică a României.

Orice scenariu de dezvoltare a producției de gaze naturale sau de energie electrică, ori de import din surse externe necesită o **infrastructură adecvată de transport**.

În acest sens și pentru a răspunde cerințelor politicii Uniunii Europene în domeniul energiei pentru perioada până în 2025, bazată pe trei obiective fundamentale: **siguranță energetică, dezvoltare durabilă și competitivitate**, SNTGN Transgaz SA a prevăzut în planul de administrare pentru perioada 2013-2017, creșterea nivelului de adecvanță al rețelei de transport gaze naturale în vederea asigurării interoperabilității cu sistemele vecine, dezvoltarea, reabilitarea și modernizarea infrastructurii de transport gaze naturale, îmbunătățirea eficienței și interconectarea cu sistemele de transport gaze naturale din țările vecine.

Prin realizarea obiectivelor stabilite în **Planul de dezvoltare pe 10 ani, 2017 - 2026**, **Transgaz** dorește să devină un operator de transport gaze naturale pe piața internațională a gazelor naturale, cu un sistem național de transport modernizat, inteligent, integrat la nivel european și cu un sistem de management modern aliniat la standardele de performanță și reglementările legislative internaționale.

Pe fondul dependenței semnificative a pieței europene de energie de importul de resurse energetice din Rusia și Orientul Mijlociu, rolul rezervelor de gaze naturale recent descoperite în Marea Neagră este fără îndoială major pentru siguranța energetică a României, pentru consolidarea poziției României ca un jucător important în UE ca producător și exportator de energie, pentru includerea țării pe trasele majore de transport gaze naturale ale Europei și pentru creșterea bunăstării economice a țării în deceniile următoare.

La orizontul anului 2026, cu interconexiunile necesare, România va avea mai multe opțiuni de import de gaze naturale: prin intermediul terminalelor regionale de gaz natural lichefiat (GNL) din Grecia, Croația și Polonia, piața românească va putea achiziționa gaze din Bazinul Levantin (Mediterranean de Est); prin interconexiunea Bulgaria –România va putea fi importat gaz caspic din Coridorul Sudic de Gaz.

Conștient de această responsabilitate, managementul companiei Transgaz a demarat unul dintre cele mai mari și importante programe de dezvoltare a infrastructurii de transport gaze naturale din România în ultimii 20 de ani, cu proiecte de investiții estimate la aprox. 1,6 miliarde euro, proiecte ce vor avea ca rezultat crearea unor noi culoare de transport esențiale nu numai pentru valorificarea atât pe piața autohtonă, cât și pe piețele din regiune a resurselor de gaze naturale recent descoperite în Marea Neagră, dar și pentru integrarea României pe marile trasee transfrontaliere ale Coridorului Sud-Est/Nord-Vest al Europei.

Capabilitatea companiei de a se transforma și de a fi pregătită în anii ce urmează să facă față cerințelor generate de resursele gazeifere ale României va fi una din cele mai mari provocări întâmpinată de o companie românească (nu numai de stat) în ultimele două decenii. Abilitatea companiei de a executa acest program de investiții, nu numai că va asigura valorificarea unor resurse economice esențiale pentru bunăstarea României în viitorul apropiat și îndepărtat, dar va fi și un litmus test pentru a demonstra investitorilor străini abilitatea României de a crea condiții propice de dezvoltare și atragere a investițiilor străine.

Listă figuri, grafice și tabele

Figura 1- Harta organizării teritoriale a SNTGN Transgaz SA Mediaș	11
Figura 2 - Punctele de interconectare transfrontalieră ale SNT și conductele de tansport internațional gaze naturale din	14
Figura 3- Punctele de interconectare ale sistemului românesc de transport gaze naturale cu sistemele similare ale Bulgariei și Ungariei.....	41
Figura 4- Harta proiectului major de dezvoltare al coridorului Bulgaria-România-Ungaria-Austria.....	42
Figura 5– Implementarea etapizată a Proiectului BRUA	44
Figura 6 - Harta proiectului major de dezvoltare pentru preluarea gazelor de la țărmul Mării Negre prin extinderea.....	46
Figura 7-Harta proiectului major de dezvoltare pentru interconectarea SNT cu conducta de transport internațional	48
Figura 8 - Dezvoltări ale SNT în zona de Nord – Est a României.....	50
Figura 9 - Dezvoltare BRUA 3	52
Figura 10 - Dezvoltări ale SNT la Marea Neagră	54
Figura 11. Interconectarea SNT cu Serbia pe direcția Arad - Mokrín.....	55
Figura 12- Modernizare SMG Isaccea 1 și Negru Vodă 1.....	57
Figura 13 - Harta organizării teritoriale a SNTGN Transgaz SA Mediaș	81
Figura 14 - Harta Sistemului Național de Transport Gaze Naturale.....	82
Figura 15 - Punctele de interconectare transfrontalieră ale SNT și conductele de tansport internațional gaze naturale din sud - estul Românie	84
Figura 16 - Culoarele de transport gaze naturale din SNT	86
Figura 17- Harta proiectelor majore din SNT.....	86
Figura 18- Reprezentarea schematică a pieței gazelor naturale din România	86
Figura 19- Harta țărilor vecine României și lungimile sistemelor de transport gaze naturale	86

Grafic 1 - Evoluția cantităților de gaze naturale transportate inclusiv cele destinate înmagazinării subterane	7
Grafic 2 -Ponderea consumului tehnologic în total gaze naturale transportate inclusiv cele destinate înmagazinării în perioada 2010-2016*	7
Grafic 3- Structura veniturilor din exploatare.....	9
Grafic 4 - Structura actuală a acționariatului Transgaz	10
Grafic 5-Gradul de deschidere a pieței interne de gaze naturale (%)	16
Grafic 6 -Consumul de gaze naturale pe piața din România în perioada 2008 –2016 (GWh) 20	
Grafic 7 - Structura consumului de gaze naturale pe categorii de consumatori în perioada 2008 -2015	21
Grafic 8 - Consumul sezonier de gaze naturale în perioada 2008 -2016.....	21
Grafic 9–Evoluția parcului de capacități producție energie electrică disponibile, fără investiții în capacități noi	22
Grafic 10 – Structura mixului energiei primare în 2015 și 2030	23
Grafic 11 – Cererea de energie finală pe sectoare de activitate în 2015 și 2030	24
Grafic 12 – Evoluția capacităților nete disponibile pe bază de gaz natural (cu și fără cogenerare).....	24
Grafic 13 – Consumul de gaze naturale în perioada 2000 -2050 conform	25
Grafic 14 – Prognoza consumului intern de gaze naturale în perioada 2017 – 2035	26
Grafic 15 - Producția internă de gaze naturale în funcție de principalii producători în perioada 2008–2016 (mld mc/an).....	26

Grafic 16- Sursele de aprovizionare cu gaze naturale în perioada 2008 – 2016.....	27
Grafic 17 – Prognoza producției de gaze naturale în perioada 2000 – 2050 conform.....	28
Grafic 18 – Prognoza producției interne de gaze naturale în perioada 2017 – 2037	29
Grafic 19 – Capacități rezervate în perioada 2008-2017	30
Grafic 20 – Prognoza necesarului de capacitate de înmagazinare pentru perioada 2017 - 2037	32
Grafic 21 – Statutul Proiectelor Majore	59
Grafic 22 – Costul Proiectelor Majore (mil. EURO)	60
Grafic 23 – Efortul total investițional funcție de termenele de finalizare (mil. EURO).....	61
Grafic 24– Planificare costuri (mil. EURO)	63

Tabel 1- Cantitățile de gaze naturale transportate, consumul tehnologic și ponderea consumului tehnologic în total gaze naturale transportate inclusiv cele destinate înmagazinării subterane în perioada 2010-2016 (* date preliminare)	6
Tabel 2- Previziuni ale cantităților de gaze natural vehiculate, transportate și consum tehnologic în perioada 2017 -2026	7
Tabel 3– Acționariatul Transgaz.....	9
Tabel 4– PEAK și consum maxim 14 zile	22
Tabel 5 - Punctele de import gaze naturale.....	36
Tabel 6 – Prognoze valoare N-1 pe 10 ani.....	36
Tabel 7 – Prognoze valoare N-2 pe 10 ani.....	37
Tabel 8 - Balanța costuri –beneficii pentru Proiectele Majore	61
Tabel 9 - Planificare Proiecte Majore pentru perioada 2017-2026.....	63
Tabel 10- Comparatie coduri PND 2017 cu TYNDP 2017	65
Tabel 11 – Prioritizarea proiectelor de investiții.....	75
Tabel 12 – Principalele componente ale SNT la data de	83
Tabel 13 – Analiza principalelor obiective ale SNT din	83
perspectiva duratei de funcționare	83
Tabel 14 – Starea tehnică a grupurilor de comprimare.....	83
Tabel 15 – Caracteristici tehnice ale conductelor de interconectare transfrontalieră	85
Tabel 16 – Caracteristici tehnice ale constuctelor de transport international gaze naturale	85

Definiții și abrevieri

ENTSO-G	European Network of Transmission System Operators for Gas
TYNDP	Ten Year Network Development Plan
CE	Comisia Europeană
CEF-Energie	Conecting Europe Facility
CESEC	Central East South Europe Gas Connectivity
ROHUAT/BRUA	Grupul de proiecte care presupune creșterea etapizată a capacității coridorului de transport bidirecțional Bulgaria – România – Ungaria – Austria
NSI-EAST	Coridorul Estic Nord – Sud
PCI	Proiecte de Interes Comun
POIM	Programul Operațional Infrastructură Mare
AP	Axa Prioritară (POIM)
OS	Obiectiv Strategic (POIM)
TANAP	Conducta Trans-Anatolian Pipeline (TANAP);
TAP	Conducta Trans Adriatic Pipeline
IGB	Interconectorul Grecia – Bulgaria
AGRI	Interconectorul Azerbaidjan-Georgia-Romania-Ungaria
BRUA	Conducta Bulgaria – România – Ungaria - Austria
SNTGN	Societatea Națională de Transport Gaze Naturale
ANRE	Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei
ANRM	Agencia Națională a Resurselor Minerale
BVB	Bursa de Valori București
SNT	Sistemul Național de Transport gaze naturale
SRM	Stație de Reglare Măsurare gaze naturale
SCV	Stație Comandă Vane
NT	Noduri Tehnologice
SMG	Stație de măsurare pe conductele de transport internațional
SCG, SC	Stație de Comprimare gaze naturale
SPC	Stație de Protecție Catodică
SOG	Stație de Odorizare gaze naturale
SCADA	Sistem de Comandă și Achiziție Automata a Datelor
BG	Bulgaria
UA	Ucraina
HU	Ungaria
RO	România
DN	Diametru Nominal
L	Lungime
Pn	Presiune nominală

Anexe : Hărți și specificații tehnice

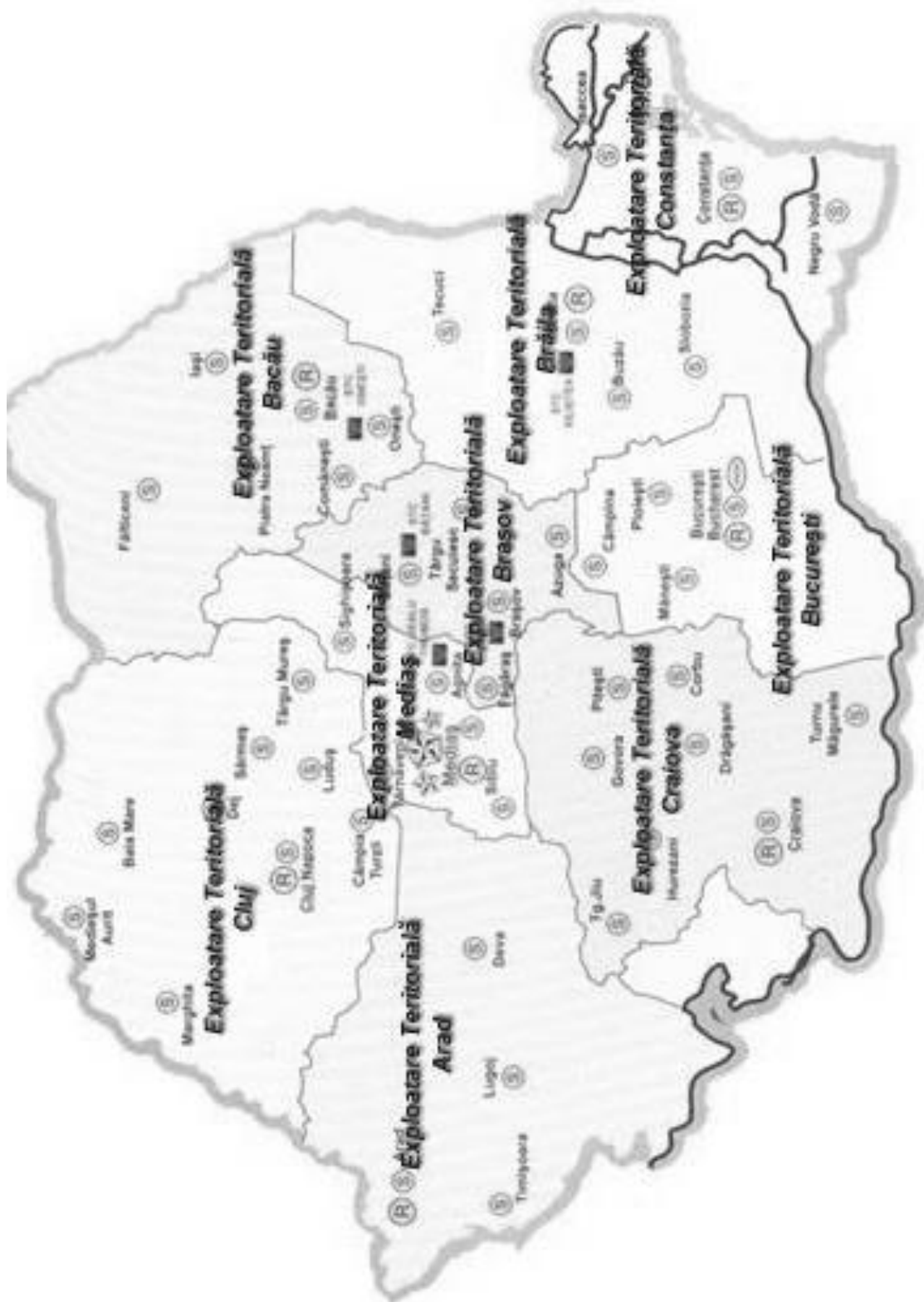


Figura 13 - Harta organizării teritoriale a SNTGN Transgaz SA Mediaș

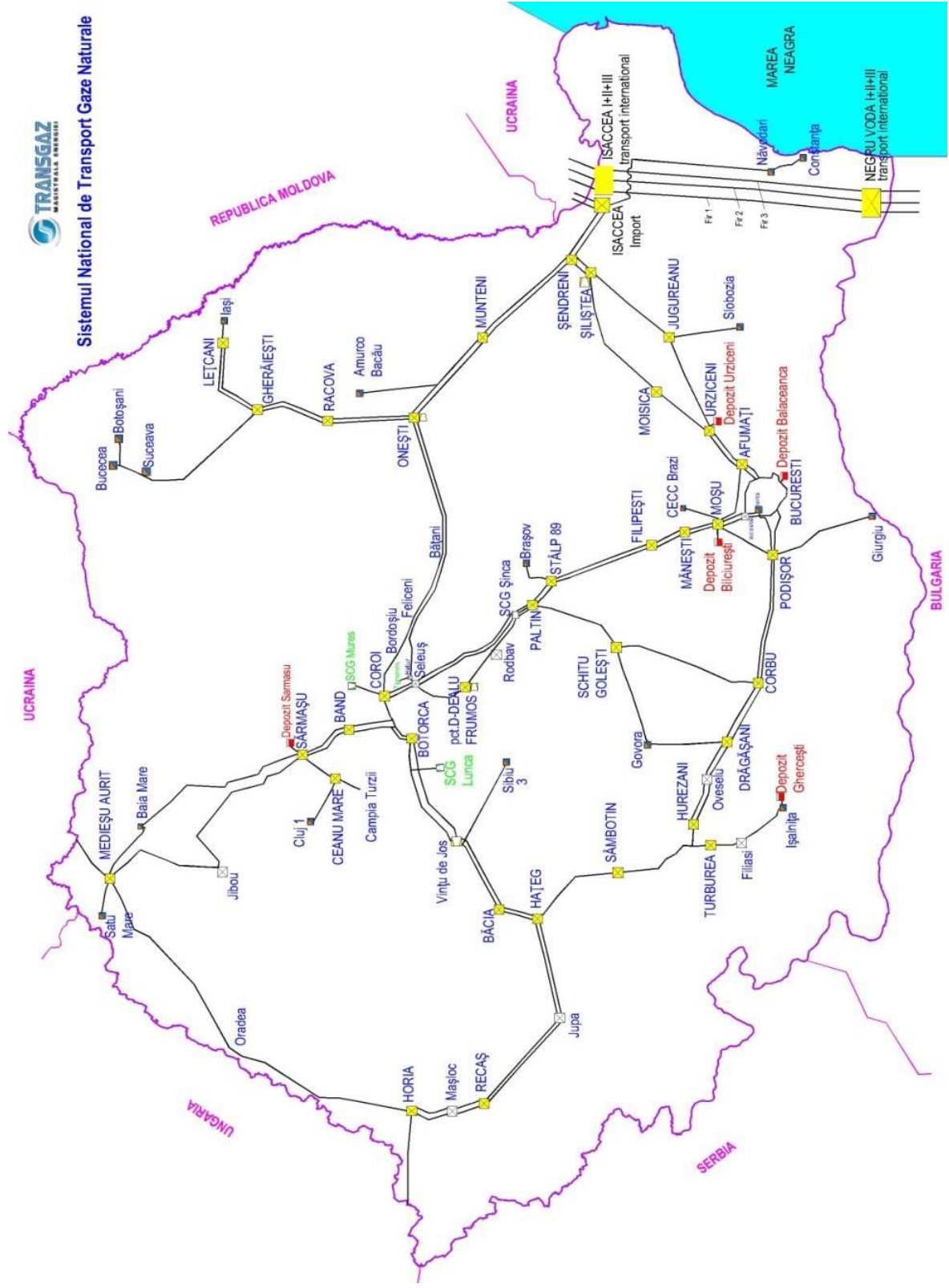


Figura 14 - Harta Sistemului Național de Transport Gaze Naturale

Caracteristici ale Sistemului Național de Transport Gaze Naturale

Principalele componente ale Sistemului Național de Transport gaze naturale
13.303 km conducte magistrale de transport și racorduri de alimentare gaze naturale, din care 553 km conducte de tranzit
▪ 1.132 stații de reglare măsurare gaze naturale
▪ 60 stații de comandă vane (SCV, NT);
▪ 6 stații de măsurare a gazelor naturale din import
▪ 6 stații de măsurare amplasate pe conductele de tranzit gaze (SMG);
▪ 3 stații de comprimare gaze (SCG);
▪ 1.042 stații de protecție catodică (SPC);
▪ 871 stații de odorizare gaze (SOG).

Tabel 12 – Principalele componente ale SNT la data de 31.12.2016

Analiza principalelor obiective aparținând SNT din perspectiva duratei de funcționare			
Durata de funcționare	Conducte de transport (km)	Racorduri de alimentare (km)	Număr Stații de Reglare Măsurare (Direcții)
> 40 ani	6.242	337	138
30 - 40 ani	2.037	128	53
20 -30 ani	664	182	138
10-20 ani	1.468	826	539
< 10 ani	1.096	323	376
TOTAL	11.503	1.796	1.132 SRM-uri (1.244 direcții de măsurare)
	13.303		

Tabel 13 – Analiza principalelor obiective ale SNT din perspectiva duratei de funcționare

Starea tehnică a grupurilor de comprimare			
S.T.C.	GRUP COMPRIMARE	Luna/an PIF	STARE TEHNICĂ
VINȚU	G1(3,2 MW)	III 1966	Grupurile de comprimare sunt depășite tehnic și moral. Dacă din punct de vedere tehnologic, în noul context al fluxurilor de gaze în SNT, stația va trebui să fie funcțională, atunci se va impune o modernizare completă a instalațiilor.
	G2 (3,2 MW)	III 1966	
ȘINCA	G1 (3,2 MW)	II 1974	Grupurile 1 și 2 (stația 1) în stare de funcționare. Stația 1 a fost modernizată în perioada 2010-2013 fără schimbarea grupurilor de comprimare. Grupurile 3 și 4 (stația 2) au fost montate prin programul de modernizare în 2015 (PIF 15.12.2015)
	G2 (3,2 MW)	II 1974	
	G3 (4,6 MW)	XII 2015	
	G4 (4,6 MW)	XII 2015	
DEALU FRUMOS	G1 (0,75 MW)	VI 1987	Grupurile de comprimare în stare de funcționare-activitate suspendată, personal transferat la STC Șinca și Sector Agnita. (în conservare)
	G2 (0,75 MW)	XI 1987	
	G3 (0,75MW)	XI 1987	
	G4 (0,75 MW)	XII 1987	
ONEȘTI	G1 (3,2 MW)	VIII 1976	În stare de funcționare, s-a modernizat instalația tehnologică în cadrul programului de modernizare 2010-2015.
	G2 (3,2 MW)	IV 2007	
SILIȘTEA	G1 (3,2 MW)	XII 1980	În stare de funcționare – necesită modernizarea sistemelor de automatizare. Reabilitare termică clădiri și instalații de încălzire în perioada 2014-2015.
	G2 (3,2 MW)	XII 1980	

Tabel 14 – Starea tehnică a grupurilor de comprimare

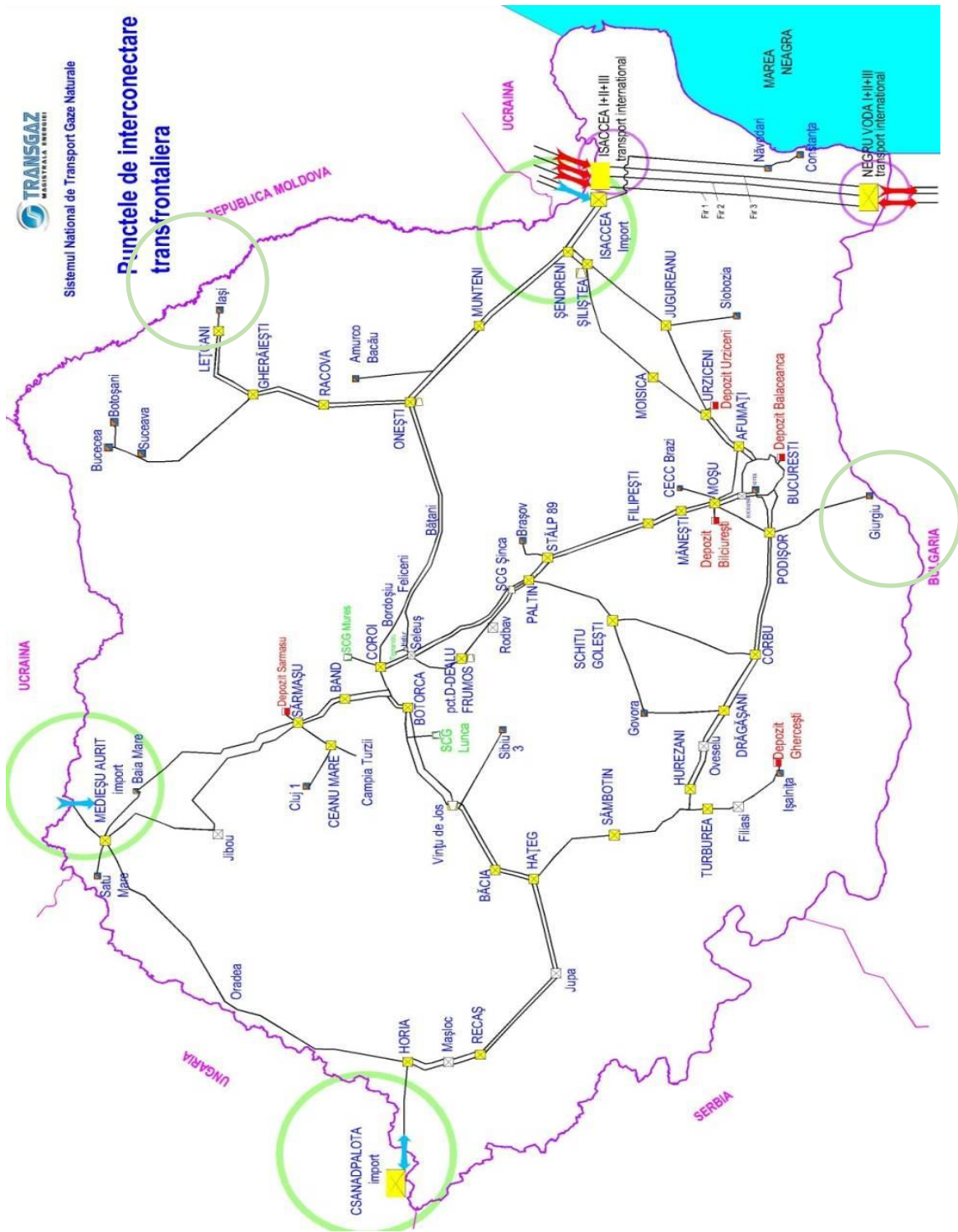


Figura 15 - Punctele de interconectare transfrontalieră ale SNT și conductele de transport internațional gaze naturale din sud - estul Românie

Caracteristici tehnice ale conductelor de interconectare transfrontalieră și transport internațional de gaze naturale

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

Tabel 15 - Caracteristici tehnice ale conductelor de interconectare transfrontalieră

**Caracteristici ale conductelor de transport internațional gaze naturale
-Conducte dedicate care nu sunt conectate la Sistemul Național de Transport gaze naturale-**

Transport internațional al gazelor naturale pentru Bulgaria	
FIR I:	DN 1000 L = 183,5 km Capacitate tehnică = 6.1 mld. Smc/an
Transport internațional de gaze naturale pentru Turcia, Grecia, Macedonia	
FIR II:	DN 1200 L = 186 km Capacitate tehnică = 9,6 mld. Smc/an
FIR III:	DN 1200 L = 183,5 km Capacitate tehnică = 9,7 mld. Smc/an

Tabel 16 - Caracteristici tehnice ale constuctelor de transport international gaze naturale

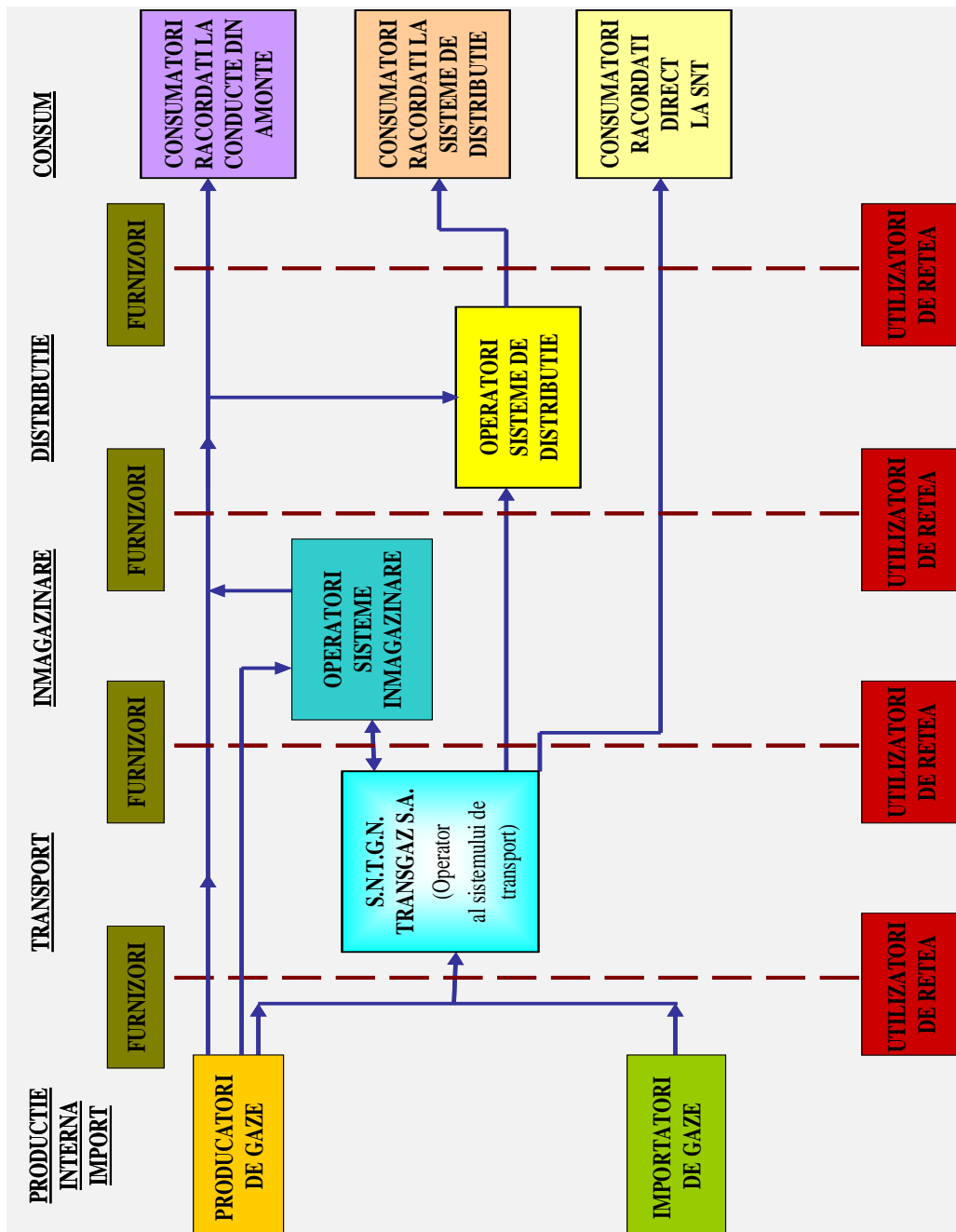


Figura 18- Reprezentarea schematică a pieței gazelor naturale din România

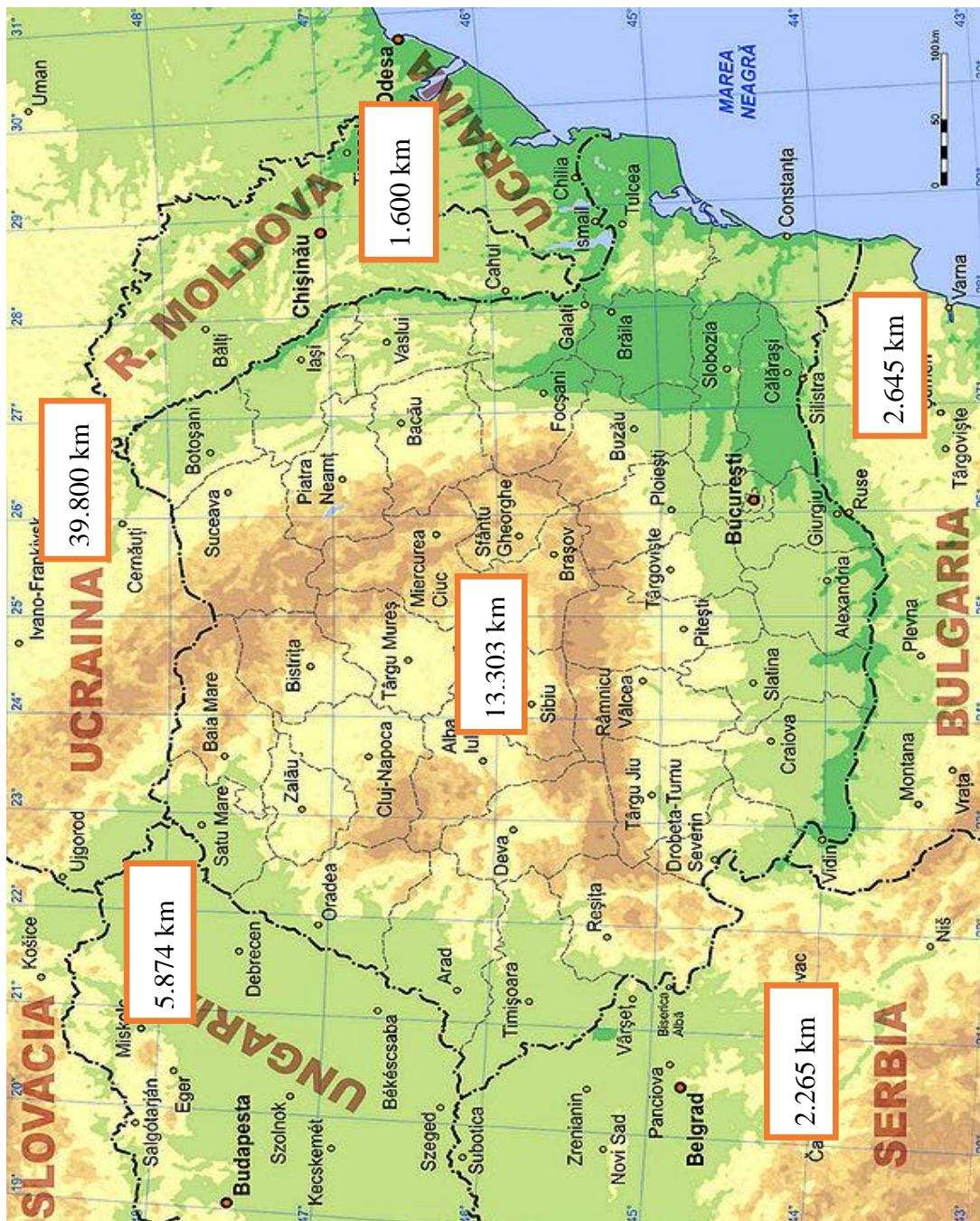


Figura 19- Harta țărilor vecine României și lungimile sistemelor de transport gaze naturale