SNTGN TRANSGAZ SA MEDIAŞ

PLANUL DE DEZVOLTARE A SISTEMULUI NAȚIONAL DE TRANSPORT GAZE NATURALE

2019 - 2028

CUPRINS

1. INTRODUCERE 3
1.1 Actualizări și completări ale Planului de Dezvoltare a Sistemului Național de Transport (PDSNT) gaze naturale 2018-2027 4
2. PROFILUL COMPANIEI 5
2.1 Activitatea societăţii 5
2.2 Acţionariat 9
2.3 Organizare și conducere 9
3. DESCRIEREA SISTEMULUI NAŢIONAL DE TRANSPORT GAZE NATURALE 10
4. PIAȚA GAZELOR NATURALE DIN ȚARĂ ȘI DIN REGIUNE 14
4.1 Piaţa gazelor naturale din România 14
4.2 Piaţa gazelor naturale din regiune şi posibilităţi de aprovizionare cu gaze naturale 16
4.3 Concluziile analizei pieţei regionale de gaze naturale 19
5. CONSUMUL, PRODUCȚIA ȘI ÎNMAGAZINAREA GAZELOR NATURALE 21
5.1 Consumul de gaze naturale 21
5.1.1 Istoric consum gaze naturale 2008 - 2018 21
5.1.2 Consumul sezonier și vârful de consum 21
5.1.3 Prognoze consum gaze naturale 2019-2030 22
5.2 Producția de gaze naturale 25
5.2.1 Istoric producţie gaze naturale 2008 – 2018 25
5.2.2 Prognoza producţiei interne de gaze naturale 2019-2030 26
5.3. Înmagazinarea subterană a gazelor naturale 28
5.3.1 Context actual al activității de înmagazinare subterană a gazelor naturale 28
5.3.2 Prognoze privind înmagazinarea subterană a gazelor naturale 2019-2030 31
6. SIGURANŢA ÎN APROVIZIONAREA CU GAZE NATURALE 32
7. DIRECŢII DE DEZVOLTARE A SISTEMULUI NAŢIONAL DE TRANSPORT (SNT) GAZE NATURALE 36
7.1 Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Naţional de Transport Gaze Naturale pe Coridorul Bulgaria–România–Ungaria–Austria (BRUA) 39
7.1.1 Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Naţional de Transport Gaze Naturale pe Coridorul Bulgaria–România–Ungaria–Austria (BRUA) – Faza I 41
7.1.2 Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Naţional de Transport Gaze Naturale pe Coridorul Bulgaria–România–Ungaria–Austria (BRUA) – Faza II 45
7.2 Dezvoltarea pe teritoriul României a Coridorului Sudic de Transport pentru preluarea gazelor naturale de la ţărmul Mării Negre 48
7.3 Interconectarea sistemului naţional de transport gaze naturale cu conducta de transport internaţional gaze naturale T1 şi reverse flow Isaccea 50
7.4 Dezvoltări ale SNT în zona de Nord–Est a României în scopul îmbunătăţirii aprovizionării cu gaze naturale a zonei precum și a asigurării capacităţilor de transport spre/dinspre Republica Moldova 54
7.5 Amplificarea coridorului bidirecțional de transport gaze naturale Bulgaria–România–Ungaria–Austria (BRUA-Faza III) 56
7.6 Noi dezvoltări ale SNT în scopul preluării gazelor de la ţărmul Mării Negre 58
7.7 Interconectarea România–Serbia – interconectarea Sistemului Național de Transport gaze naturale cu sistemul similar de transport gaze naturale din Serbia 60
7.8 Modernizare SMG Isaccea 1 și SMG Negru Vodă 1 63
7.9 Interconectarea sistemului național de transport gaze naturale cu sistemul de transport gaze naturale din Ucraina, pe direcția Gherăești–Siret 66
7.10 Dezvoltarea/Modernizarea Infrastructurii de transport gaze naturale în zona de Nord-Vest a României 68

ROMÂNIA Societatea Națională de Transport Gaze Naturale TRANSGAZ S.A. MEDIAȘ J32/301/2000

7.11 Creșterea capacității de transport gaze naturale a interconectării România-Bulgaria pe direcția Giurgiu-Ruse 70
7.12 Eastring-România 71
7.13 Sistem de monitorizare, control și achiziție de date pentru stațiile de protecție catodică aferente Sistemului Național de Transport Gaze Naturale 72
7.14 Dezvoltarea sistemului SCADA pentru Sistemul Național de Transport gaze naturale 74
8. DIRECŢII DE DEZVOLTARE A SISTEMULUI DE ÎNMAGAZINARE GAZE NATURALE....76
I. OPERATE DE DEPOGAZ PLOIEȘTI - PROIECTE MAJORE DE ÎNMAGAZINARE 76
8.1 Modernizarea infrastructurii sistemului de înmagazinare gaze naturale–Bilciurești....76
8.2 Creșterea capacității de stocare subterană gaze naturale a depozitului Ghercești....78
8.3 Depozit nou de stocare subterană a gazelor naturale Fălticeni (Moldova)....79
8.4 Creșterea capacității de stocare subterană gaze naturale la depozitul Sărmășel (Transilvania) 80
II. OPERATE DE DEPOGAZ MUREȘ - PROIECTE MAJORE DE ÎNMAGAZINARE 82
8.5. Unitate de stocare – Depomureș - Retehnologizarea și dezvoltarea Depozitului de înmagazinare subterană gaze naturale Târgu Mureș....82
8.6. ANALIZA PROIECTELOR DE ÎNMAGAZINARE 85
8.5.1. Statutul Proiectelor în funcție de Decizia Finală de Investiție (FID): 85
8.5.2. Costul Proiectelor majore de înmagazinare 85
9. ANALIZA PROIECTELOR STRATEGICE TRANSGAZ....87
9.1 Statutul Proiectelor 87
9.2 Costul Proiectelor 89
9.3 Planificarea investiției Proiectelor Strategice Transgaz pentru perioada 2019-2028....97
9.4 Beneficiile Proiectelor 100
9.5. Comparație TYNDP ENTSOG 2018 cu Planul de Dezvoltare al Sistemului Național de Transport Gaze Naturale 2019-2028....100
9.6 Modalităţi de finanţare....104
10. Planul de modernizare și dezvoltare investiții pentru sistemul național de transport gaze naturale în perioada 2018-2021 105
11. CONCLUZII 112
Definiţii şi abrevieri....116
Anexe : Hărţi şi specificaţii tehnice 117

Anexe confidențiale:
Anexa A: PMDI 2019 -2028
Anexa A1: PMDI 2019-2028 – centralizat
Anexa B: Proiecte Majore – defalcare anuală
Anexa B1: Proiecte Majore – analiză comparativă cu PMDI
Anexa C: Surse de finanțare Proiecte Majore
Anexa D: Program de mentenanță 2019-2028
Anexa E: Analiza de impact a investițiilor în tariful de transport

Alte documente: Fișe de prezentare actualizate ale Proiectelor Majore
Documente solicitate conform Deciziei 1954/14.12.2018

1. INTRODUCERE

În considerarea respectării cerinţelor Directivei Europene CE/73/2009 art. 22, privind obligativitatea elaborării anuale a **Planului de Dezvoltare pe 10 ani** pentru toţi operatorii sistemelor de transport gaze naturale din Uniunea Europeană, SNTGN Transgaz SA Mediaş, în calitate de operator tehnic al Sistemului Naţional de Transport gaze naturale din România a elaborat **Planul de Dezvoltare a Sistemului Naţional de Transport gaze naturale pentru perioada 2019-2028.**

Documentul prezintă direcțiile 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 este atingerea unui grad maxim de transparență în ceea ce privește dezvoltarea Sistemului Naţional de Transport gaze naturale pentru a oferi actorilor de pe piaţă posibilitatea informării din timp asupra capacităţilor de transport existente şi planificate, astfel încât, prin consultări publice, deciziile privind investiţiile în reţeaua de transport gaze naturale să răspundă cerinţelor pieţei.

Planul de Dezvoltare a Sistemului Naţional de Transport (SNT) gaze naturale în perioada 2019-2028 elaborat în conformitate cu prevederile **Legii nr. 123/2012 a energiei electrice şi a gazelor naturale,** cu obiectivele propuse în proiectul Strategiei Energetice a României 2019-2030 cu perspectiva anului 2050, răspunde cerinţelor politicii energetice europene privind:

- asigurarea siguranţei în aprovizionarea cu gaze naturale;
- creşterea gradului de interconectare a rețelei naționale de transport gaze naturale la reţeaua europeană;
- creşterea flexibilităţii rețelei naționale de transport gaze naturale;
- liberalizarea pieţei gazelor naturale;
- crearea pieţei de gaze naturale integrate la nivelul Uniunii Europene;
- asigurarea racordării terţilor la sistemul de transport, conform unor reglementări specifice, în limitele capacităţilor de transport şi cu respectarea regimurilor tehnologice;
- extinderea, până în decembrie 2021, a reţelei de conducte, până la intrarea în localităţile atestate ca staţiuni turistice de interes naţional, respectiv local, când aceste localităţi se află la o distanţă de maximum 25 km de punctele de racordare ale operatorilor de transport şi de sistem;
- asigurarea racordării la reţeaua de gaze naturale a investiţiilor noi, generatoare de locuri de muncă.

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

În acest context, la elaborarea Planului de Dezvoltare a Sistemului Naţional de Transport gaze naturale pentru perioada 2019–2028 s-a avut în vedere coordonarea cu TYNDP, GRIP și planurile de dezvoltare pe 10 ani ale celorlalţi operatori din regiune.

Societatea Națională de Transport Gaze Naturale "TRANSGAZ" S.A. MEDIAȘ J32/301/2000 ROMÂNIA

Securitatea alimentării cu gaze naturale stă la baza oricărei politici energetice–orice întrerupere a livrărilor de gaze naturale are consecinţe importante asupra economiilor statelor membre ale UE. Pentru a întări această securitate, ţările Uniunii Europene trebuie să-şi diversifice vectorii lor energetici şi sursele energetice, dar în aceeaşi timp să acţioneze pentru modernizarea infrastructurii de transport gaze naturale.

O dezvoltare durabilă a infrastructurii de transport gaze naturale din România, presupune un amplu program investiţional care să permită alinierea SNT la cerinţele de transport şi operare în conformitate cu normele europene de protecţie a mediului.

În contextul geopoliticii şi geostrategiei traseelor energetice europene, România beneficiază de avantajele localizării geografice pe coridoare importante de transport gaze naturale cu acces la resursele de gaze naturale descoperite în Marea Neagră, aspect ce conduce la necesitatea valorificării eficiente a acestor oportunităţi.

Prin **Planul de Dezvoltare a Sistemului Naţional de Transport gaze naturale pe următorii 10 ani,** Transgaz propune proiecte majore de investiţii pentru dezvoltarea strategică şi durabilă a infrastructurii de transport gaze naturale din România urmărind totodată şi conformitatea acesteia cu cerinţele reglementărilor europene în domeniu.

Conform prevederilor legale, documentul se supune aprobării Autorităţii Naţionale pentru Reglementare în Domeniul Energiei (ANRE). Prezentul document reprezintă actualizarea și completarea Planului de dezvoltare a SNT în perioada 2018-2027 aprobat de ANRE prin Decizia nr. 1954 din 14.12.2018.

1.1 Actualizări și completări ale Planului de Dezvoltare a Sistemului Național de Transport (PDSNT) gaze naturale 2018-2027

- actualizarea calendarelor estimate de desfășurare a proiectelor, a valorilor și termenelor de finalizare ale proiectelor din PDSNT 2018-2027 ca urmare a finalizării unor studii de prefezabilitate, fezabilitate, a unor proiecte tehnice sau a semnării unor contracte;

- introducerea de către Transgaz a unui număr de 5 proiecte noi, după cum urmează:
  - dezvoltarea/modernizarea infrastructurii de transport gaze naturale în zona de Nord-Vest a României;
  - creșterea capacității de transport gaze naturale a interconectării România-Bulgaria pe direcția Giurgiu-Ruse;
  - Eastring–România;
  - sistem de monitorizare, control si achizitie de date pentru statiile de protectie catodica aferente Sistemului Național de Transport Gaze Naturale;
  - dezvoltarea sistemului SCADA pentru Sistemul Național de Transport Gaze Naturale.

ROMÂNIA TRANSGAZ S.A. MEDIAȘ J32/301/2000 Societatea Națională de Transport Gaze

2. PROFILUL COMPANIEI

2.1 Activitatea societăţii

Societatea Naţională de Transport Gaze Naturale TRANSGAZ SA, înfiinţată în baza Hotărârii Guvernului nr. 334/28 aprilie 2000 în urma restructurării fostei Societăţi Naţionale de Gaze Naturale ROMGAZ SA, este persoană juridică română având forma juridică de societate comercială pe acţiuni şi îşi desfăşoară activitatea în conformitate cu legile române şi cu statutul său.

SNTGN Transgaz SA Mediaş este operatorul tehnic al Sistemului Naţional de Transport (SNT) gaze naturale şi asigură îndeplinirea în condiţii de eficienţă, transparenţă, siguranţă, acces nediscriminatoriu şi competitivitate a strategiei naţionale privind transportul intern şi internaţional al gazelor naturale, dispecerizarea gazelor naturale, precum şi cercetarea şi proiectarea în domeniul specific activităţii sale, cu respectarea cerinţelor legislaţiei europene şi naţionale, a standardelor de calitate, performanţă, mediu şi dezvoltare durabilă.

Activitatea de transport gaze naturale se desfăşoară în baza Acordului de concesiune al conductelor, instalaţiilor, echipamentelor şi dotărilor aferente SNT, aflate în domeniul public al statului român, încheiat cu Agenţia Naţională pentru resurse Minerale (ANRM), ca reprezentantul statului român, aprobat prin HG nr.668/20 iunie 2002 (publicat în MO nr. 486/8 iulie 2002), valabil până în 2032, modificat şi completat ulterior prin 7 acte adiţionale aprobate prin Hotărâre de Guvern.

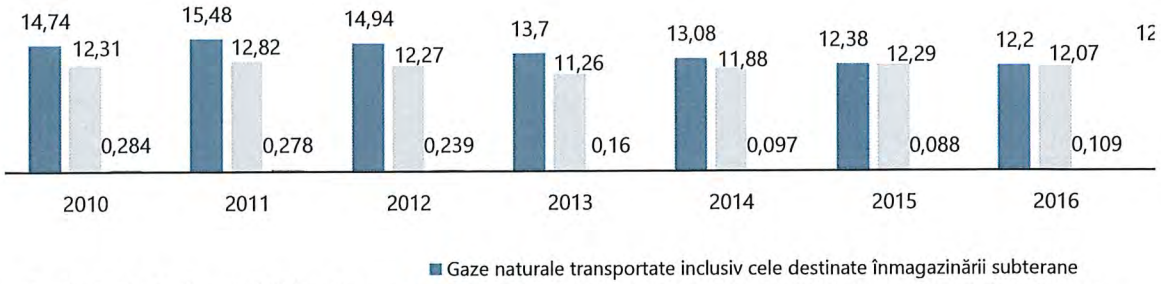
Transport intern gaze naturale

Activitatea de transport intern gaze naturale este desfăşurată de Transgaz în baza licenţei de operare a sistemului de transport gaze naturale nr. 1933/20.12.2013 emisă de Autoritatea Naţională de Reglementare în domeniul Energiei (ANRE), valabilă până la data de 08.07.2032. Transportul gazelor naturale este asigurat prin 13.381 km de conducte şi racorduri de alimentare gaz cu diametre cuprinse între 50 mm şi 1.200 mm, la presiuni cuprinse între 6 bar şi 63 bar.

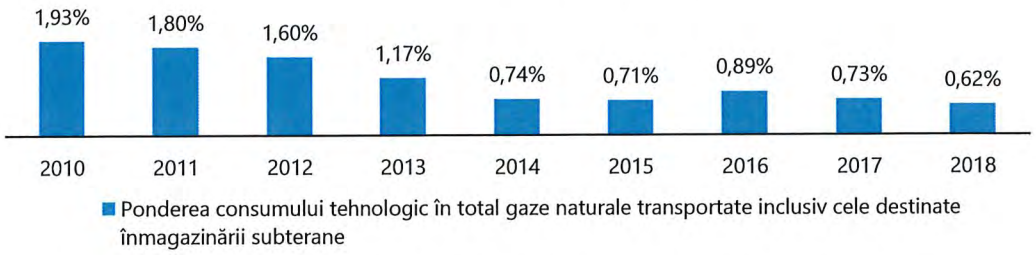
Anul	um	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Gaze naturale transportate inclusiv cele destinate înmagazinării subterane (fără transport internaţional gaze naturale)	mld.mc	14,74	15,48	14,94	13,70	13,08	12,38	12,20	12,97	13,07
Gaze naturale transportate pentru consumul intern	mld.mc	12,31	12,82	12,27	11,26	11,88	12,29	12,07	12,87	12,99
Consumul tehnologic	mld.mc	0,284	0,278	0,239	0,160	0,097	0,088	0,109	0,095	0,081
Ponderea consumului 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	0,73	0,62

Tabel 1- Cantităţile de gaze naturale transportate, consumul tehnologic şi ponderea consumului tehnologic în total gaze naturale transportate inclusiv cele destinate înmagazinării subterane în perioada 2010-2018

S.N.T.G.N. TRANSGAZ S.A. MEDIAŞ J32/301/2000 Societatea Naţională de Transport Gaze Naturale



Grafic 1 - Evoluţia cantităţilor de gaze naturale transportate inclusiv cele destinate înmagazinării subterane şi consum tehnologic în perioada 2010-2018



Grafic 2 -Ponderea consumului tehnologic în total gaze naturale transportate inclusiv cele destinate înmagazinării în perioada 2010-2018

Previziuni ale cantităţilor de gaze naturale transportate inclusiv cele destinate înmagazinării subterane **şi a consumului tehnologic pentru perioada 2019–2028:**

Anul	um	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Gaze naturale transportate inclusiv cele destinate înmagazinării subterane (fără transport internaţional gaze naturale)	mld. mc	13,205	13,337	13,471	13,605	20,775	20,775	20,775	20,775	20,775	20,775
Gaze naturale transportate	mld. mc	13,123	13,254	13,387	13,521	20,691	20,691	20,691	20,691	20,691	20,691
Consumul tehnologic	mld. mc	0,082	0,083	0,084	0,084	0,084	0,084	0,084	0,084	0,084	0,084
Ponderea consumului tehnologic în total gaze naturale vehiculate	%	0,62	0,62	0,62	0,62	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4

Tabel 2- Previziuni ale cantităţilor de gaze naturale transportate inclusiv cele destinate înmagazinării subterane (fără transport internaţional gaze naturale) şi consum tehnologic în perioada 2019 -2028

* **2019-2022**-creştere anuală de 1%
Anul 2023-creştere cu 8,17 mld. mc sursa Marea Neagră

ROMÂNIA * TRANSGAZ S.A MEDIAŞ J32/301/2000 Societatea Naţională de Transport Gaze Naturale

Transport internaţional gaze naturale

Activitatea de transport internaţional gaze naturale este desfăşurată de Transgaz în baza licenţei de operare a sistemului de transport gaze naturale nr. 1933/20.12.2013 emisă de Autoritatea Naţională de Reglementare în domeniul Energiei (ANRE), valabilă până la data de 08.07.2032, în baza Legii energiei și gazelor naturale nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare, precum și în baza reglementărilor specifice în vigoare.

Activitatea de transport internaţional 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 internaţional 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 internaţional gaze naturale din Ucraina, care subtraversează Dunărea cu 5 conducte, iar la sud de localitatea Negru Vodă există 3 interconectări cu sistemul similar de transport internaţional gaze naturale din Bulgaria.

Activitatea de transport internaţional gaze naturale este efectuată prin următoarele conducte:

- o conductă de transport gaze naturale pe direcția UA-RO-BG (T1) cu următoarele caracteristici: DN 1000, L=183,5 km şi capacitate tehnică=6,1 mld. Smc/an, la care în luna decembrie 2018 Transgaz a finalizat lucrările de conectare fizică a conductei de transport gaze naturale Isaccea 1–Negru Voda 1 la Sistemul Național de Transport gaze naturale;
- două conducte de transport internaţional gaze naturale pe direcția UA-RO-BG-TK-GR (T2 şi T3) fiecare cu următoarele caracteristici: DN 1200, L=186 km şi capacitate tehnică=9,6 mld. Smc/an (T2) şi DN 1200, L=183,5 km și 9,7 mld. Smc/an (T3) care nu sunt conectate la Sistemul Național de Transport.

Începând cu anul gazier 2016–2017 capacitatea de transport a conductei T1 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.

Conectarea Conductei de transport Gaze naturale Isaccea 1–Negru Voda 1 (T1) la Sistemul Național de Transport gaze naturale a fost o cerință a Comisiei Europene și unul din angajamentele solicitate de DiGi Competition.

Începând cu anul gazier 2019-2020, urmare a conectării Conductei de transport Gaze naturale Isaccea 1–Negru Voda 1 la Sistemul Național de Transport gaze naturale, Negru Voda 1 devine punct de interconectare și i se aplică prevederile aceleiași metodologii de tarifare (aprobată prin Ordinul ANRE 41/2019) aplicabilă atât punctelor de interconectare cu țările membre UE (Csanadpalota, Giurgiu Ruse) cât și punctelor interne ale Sistemului Național de Transport.

ROMÂNIA * Societatea Națională de Transport Gaze Naturale TRANSGAZ S.A. MEDIAȘ J32/301/2000

În ceea ce privește transportul prin conductele T2 și T3, acesta nu se supune în prezent reglementărilor europene privind accesul terţilor şi se desfăşoară în baza acordurilor guvernamentale şi 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.

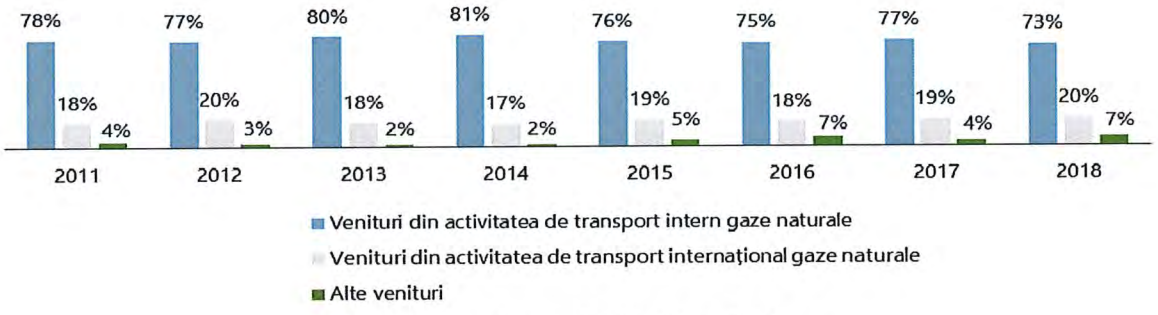
La sfârșitul anului 2018 a fost finalizată interconectarea dintre conducta T1-DN1000 și SNT care dă posibilitatea curgerii fizice a gazelor din conducta de transport internațional spre SNT (nu și invers).

Operarea de către SNTGN Transgaz SA Mediaş a Sistemului Naţional de Transport gaze naturale cuprinde în principal activităţile:

- echilibrare comercială;
- contractare a serviciilor de transport gaze naturale;
- dispecerizare şi regimuri tehnologice;
- măsurare şi monitorizare calitate gaze naturale;
- odorizare gaze naturale şi transport internaţional gaze naturale.

"TRANSGAZ" S.A. poate desfăşura complementar şi alte activităţi conexe pentru susţinerea obiectului principal de activitate, în conformitate cu legislaţia în vigoare şi cu statutul propriu, putând achiziţiona gaze naturale doar în scopul echilibrării şi exploatării în condiţii de siguranţă a Sistemului Naţional de Transport.

Societatea realizează pe lângă veniturile din activitatea de transport intern şi internaţional gaze naturale şi alte venituri, din taxe de acces la SNT, din servicii de proiectare, din încasarea penalităţilor percepute clienţilor şi 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 şi a ANRE.

În scopul monitorizării calităţii serviciului de transport gaze naturale pe bază de indicatori specifici şi niveluri de performanţă minimale, începând cu data de 1 octombrie 2016 a intrat în vigoare **Standardul de performanţă pentru serviciul de transport al gazelor naturale aprobat prin Ordinul ANRE 161/26.11.2015.**

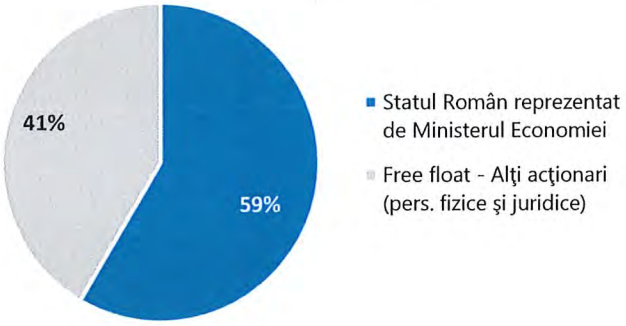
Societatea Națională de Transport Gaze Naturale TRANSGAZ S.A MEDIAȘ J32/301/2000 ROMÂNIA

2.2 Acţionariat

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 acţiuni reprezentând 15% din capitalul social al companiei a contribuit, dată fiind dinamica sectorului din care societatea face parte, la creşterea capitalizării şi dezvoltării pieţei de capital din România.

Denumire acționar	Număr acțiuni	Procent
Statul Român reprezentat de Ministerul Economiei	6.888.840	58,51%
Free float–Alți acționari (persoane fizice și juridice)	4.885.004	41,49%
Total	**11.773.844**	**100,00%**

Tabel 3– Acţionariatul Transgaz



Grafic 4 - Structura actuală a acţionariatului Transgaz

SNTGN TRANSGAZ SA Mediaş, prin utilizarea eficientă a instrumentelor manageriale şi execuţia cu responsabilitate a măsurilor angajate faţă de acţionari, investitori, mediul de afaceri şi comunitate, a reușit să ocupe **locul 6 în Top 10 tranzacționare la BVB pe întreg anul 2018**. De asemenea, în luna decembrie 2018 Transgaz se situează pe **locul 7 în Top 15 companii listate, în funcție de capitalizarea bursieră**.

2.3 Organizare și conducere

SNTGN Transgaz SA este administrată în sistem unitar prin Consiliul de Administraţie. Există o **separaţie** între funcţia neexecutivă, de control (administrator neexecutiv) şi cea executivă (directori)–separaţie obligatorie, în cazul societăţilor pe acţiuni ale căror situaţii financiare anuale fac obiectul unei obligaţii legale de auditare.
Consiliul de administraţie a delegat conducerea societăţii către directorul general al Transgaz. Directorul general al Transgaz reprezintă societatea în relaţiile cu terţii şi este responsabil de luarea tuturor măsurilor aferente conducerii, în limitele obiectului de activitate al societăţii şi cu respectarea competenţelor exclusive rezervate de lege sau de Actul Constitutiv, consiliul de administraţie şi adunarea generală a acţionarilor.

SNTGN "TRANSGAZ" SA (Transgaz) îşi desfăşoară activitatea în următoarele locaţii:

- Sediul Transgaz: Municipiul Mediaş, str. Piaţa C.I. Motaş nr. 1, jud. Sibiu, cod 551130;

ROMÂNIA • Societatea Națională de Transport Gaze Naturale TRANSGAZ S.A. MEDIAȘ J32/301/2000

- Departamentul Exploatare şi Mentenanţă: Municipiul Mediaş, str. George Enescu nr. 11, jud. Sibiu, cod 551018;
- Departamentul Proiectare şi Cercetare: Municipiul Mediaş, str. Unirii nr. 6, jud. Sibiu, cod 550173;
- Direcţia Operare PVT: Municipiul Bucureşti, Calea Dorobanţi nr. 30, sector 1, cod 010573;
- Reprezentanţa Transgaz–România: Municipiul Bucureşti, Bld. Primăverii, nr. 55;
- Reprezentanţă Transgaz Bruxelles–Belgia: Bruxelles, str. Luxembourg nr. 23;
- Reprezentanță Transgaz Chișinău–Republica Moldova;
- Departamentul Accesare Fonduri Europene şi Relaţii Internaţionale: Municipiul Bucureşti, Calea Victoriei, nr. 155, sector 1, cod 010073;
- Ateliere Proiectare Cercetare Brașov, str. Nicolae Titulescu Nr. 2;
- Societate cu Răspundere Limitată „EUROTRANSGAZ": MD–2004, Bd. Ștefan cel Mare și Sfânt, 180, of. 506, mun. Chișinău, Republica Moldova;
- Sediu secundar Transgaz: Mediaș, str. I.C. Brătianu nr. 3, bl. 3, ap. 75, jud. Sibiu.

3. DESCRIEREA SISTEMULUI NAŢIONAL DE TRANSPORT GAZE NATURALE

Prima conductă din cadrul Sistemului Naţional de Transport gaze naturale a fost pusă în funcţiune în anul 1914.

SNT a fost conceput ca un sistem radial-inelar interconectat, fiind dezvoltat în jurul şi având drept puncte de plecare marile zăcăminte de gaze naturale din Bazinul Transilvaniei (centrul ţării), Oltenia şi ulterior Muntenia de Est (sudul ţării).

Drept destinaţie au fost marii consumatori din zona Ploieşti–Bucureşti, Moldova, Oltenia, precum şi pe cei din zona centrală (Transilvania) şi de nord a ţării.

Ulterior, fluxurile de gaze naturale au suferit modificări importante din cauza declinului surselor din Bazinul Transilvaniei, Moldova, Oltenia şi apariţiei altor surse (import, OMV-Petrom, concesionări realizate de terţi etc.), în condiţiile în care infrastructura de transport gaze naturale a rămas aceeaşi.

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 (până la 49 bar pentru conducta T1-DN1000, respectiv 54 bar pentru T2, T3-DN1200) 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.

ROMÂNIA • Societatea Națională de Transport Gaze Naturale
TRANSGAZ S.A. MEDIAȘ J32/301/2000

Principalele componente ale Sistemului Naţional de Transport gaze naturale la **31.12.2018** au fost următoarele:

Denumire obiectiv/componentă SNT	U.M.	Valoare
Conducte magistrale de transport și racorduri de alimentare cu gaze naturale, din care conducte de transport internațional	km	13.381 370
Stații de reglare măsurare (SRM) în exploatare	buc	1.130 (1.237 direcții măsurare)
Stații de comandă vane (SCV, NT)	buc	58
Stații de măsurare a gazelor din import (SMG)	buc	7
Stații de măsurare amplasate pe conductele de transport internațional gaze (SMG)	buc	4
Stații de comprimare gaze (SCG)	buc	3
Stații de protecție catodică (SPC)	buc	1.039
Stații de odorizare gaze (SOG)	buc	902

Analiza stării tehnice a Sistemului Național de Transport gaze naturale la data de **31.12.2018**

Din perspectiva vechimii în funcționare, principalele obiective aparținând SNT sunt prezentate sintetic în continuare:

Durata de funcționare	Conducte (km)	Racorduri (km)	Nr. SRM-uri	Nr. SMG pe conducte de tranzit	Nr. SMG-import	Nr. SPC	Nr. stații comandă vane (SCV-NT)	Număr de Stații de comprimare gaze (SCG)
>40 ani	6.628	338	144	2		70	14	1
30<D≤40	1.768	161	65			26	2	1
20<D≤30	818	273	191	2	2	36	1	
10<D≤20	1.590	850	570	2		431	12	
5<D≤10	522	143	212		1	425	5	
≤ 5 ani	260	29	55		2	51	24	1
TOTAL	**11.586**	**1.795**	**1.237**	**4**	**7**	**1.039**	**58**	**3**

Se observă că în ceea ce privește conductele de transport și racordurile de alimentare, un procent de **74,63%** are o durata de funcționare mai mare de 20 de ani. Cu toate acestea starea tehnică a acestora se menţine la un nivel corespunzător ca urmare a faptului că activitatea de exploatarea se desfăşoară în contextul unui sistem de mentenanţă preponderent preventiv, planificat, corectiv şi este susţinută de programe anuale de investiţii de dezvoltare şi modernizare.

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 la data de 31.12.2018 este de 147.749 mii mc/zi (53,93 mld. mc/an) la intrare și de 237.139 mii mc/zi (86,56 mld. mc/an) la ieșire.

Capacitatea tehnică totală a punctelor de interconectare amplasate pe conductele de transport internațional gaze naturale 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 33,28 TWh este unul dintre elementele care contribuie la optimizarea utilizării infrastructurii de transport gaze naturale 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.

La data de 31.12.2018, SNT are în dotare **1.039 stații de protecție catodică**. Protecția catodică reduce considerabil viteza de coroziune a materialului țevii, mărind 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 **1.130 stații de reglare măsurare (1.237 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.

În ceea ce privește limitările și întreruperile planificate rezultate în urma programelor de reparații/investiții sau neplanificate rezultate în urma unor evenimente neprevăzute/ accidentale, o situație sintetică pentru perioada 2013-2018 este prezentată în tabelul următor:

Perioada		Planificate		Neplanificate	
		Limitări	Întreruperi	Limitări	Întreruperi
An calendaristic	2013	7	43	4	113
	2014	5	43	5	158
	2015	8	64	8	164
	2016	7	43	38	160
An gazier	2016-2017	11	58	2	174
	2017-2018	0	5	7	138

ROMÂNIA · Societatea Națională de Transport Gaze Naturale · TRANSGAZ S.A. MEDIAȘ · J32/301/2000

Pentru conformare la Ordinul 115/2018 privind aprobarea Metodologiei de calcul al consumului tehnologic din sistemul de transport al gazelor naturale, SNTGN Transgaz SA a demarat acțiuni de achiziție a unor "Servicii de expertiză tehnică a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale, în scopul estimării consumului tehnologic nelocalizat, determinat de uzura în exploatare a conductelor de transport gaze naturale".

Scopul expertizei este stabilirea procentului din cantitatea de gaze naturale transportată, alocat consumului tehnologic nelocalizat determinat de uzura în exploatare a conductelor de transport gaze naturale și a neetanșeităților îmbinărilor demontabile.

Un alt obiectiv al expertizei sus menționate îl constituie și obținerea unor informații relevante care să permită o mai bună corelare între realizările programelor de mentenanță și evoluția în timp a consumurilor tehnologice.

Conducte de interconectare transfrontalieră

În prezent importul/exportul de gaze naturale în/din România se realizează prin 5 conducte de interconectare transfrontalieră (a se vedea Figura 15).

Interconectare cu **UCRAINA**:

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

ROMÂNIA * S.N.T.G.N. TRANSGAZ S.A. MEDIAȘ J32/301/2000 Societatea Națională de Transport Gaze Naturale

4. PIAȚA GAZELOR NATURALE DIN ȚARĂ ȘI DIN REGIUNE

4.1 Piața gazelor naturale din România

România are cea mai mare piață de gaze naturale din Europa Centrală și a fost prima țară care a utilizat gazele naturale în scopuri industriale.

Piața gazelor naturale a atins dimensiuni record la începutul anilor '80, ca urmare a aplicării unor politici guvernamentale orientate către eliminarea dependenței de importuri.
Aplicarea acestor politici a dus la o exploatare intensivă a resurselor interne, având ca rezultat declinul producției interne.

În contextul reformelor radicale din domeniul structural și instituțional care au caracterizat economia românească după 1989 și care au avut drept scop descentralizarea serviciilor în vederea creșterii calității și eficienței acestora, piața de energie din România a fost deschisă gradual către concurență, ca parte integrantă a conceptului de liberalizare a economiei naționale și de liberă circulație a bunurilor și serviciilor.

În particular, sectorul românesc al gazelor naturale a fost supus unui proces de restructurare profundă, având drept principali piloni:

- separarea activităților în sectoare autonome de producere, înmagazinare, transport și distribuție;
- diminuarea concentrării producției de gaze naturale și a importului prin acordarea de licențe și autorizații unui număr din ce în ce mai mare de companii;
- reglementarea accesului nediscriminatoriu al terților la sistemul de transport gaze naturale.

Structura actuală a pieței de gaze naturale din România cuprinde:

- 1 operator al Sistemului Național de Transport-SNTGN TRANSGAZ SA MEDIAȘ;
- 9 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, SC Hunt Oil SRL, Mazarine Energy România SRL, Serinus Energy România;
- 2 operatori pentru depozitele de înmagazinare subterană: SNGN Romgaz–Filiala de Înmagazinare gaze naturale Ploiești SRL, SC Depomureș SA;
- 36 de societăți de distribuție și furnizare a gazelor naturale-cei mai mari fiind SC Distrigaz Sud Rețele SRL și SC Delgaz Grid;
- 151 furnizori licențiați de gaze naturale din care 138 de furnizori de gaze naturale activează în piața gazelor naturale.

Piața internă de gaze naturale are două componente:

- **segmentul concurențial** care cuprinde:
  - piața angro care funcționează pe bază de:
    (i) contracte bilaterale între operatorii economici din domeniul gazelor naturale;

Societatea Națională de Transport Gaze Naturale "TRANSGAZ" S.A. MEDIAȘ J32/301/2000

(ii) tranzacţii pe pieţe centralizate, administrate de către operatorul pieţei de gaze naturale sau operatorul pieţei de echilibru după caz;
(iii) alte tipuri de tranzacţii sau contracte.

– piaţa cu amănuntul în cadrul căreia furnizorii vând gaze naturale clienţilor finali prin contracte la preţuri negociate.

- **segmentul reglementat** care cuprinde activităţile cu caracter de monopol natural, activităţile conexe acestora şi furnizarea la preţ reglementat şi în baza contractelor-cadru aprobate de ANRE.

Creşterea ponderii pieţei concurenţiale se realizează gradual prin asigurarea accesului pe această piaţă pentru cât mai mulţi participanţi, furnizori şi clienţi finali.

Clienţii finali îşi pot alege furnizorul şi pot negocia direct contracte de vânzare–cumpărare cu acesta.

Piaţa 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 rezidenţiali piaţa de gaze naturale a fost liberalizată în iulie 2007, în prezent, conform prevederilor Directivei 2009/73/CE, gradul de deschidere a pieţei naţionale de gaze naturale fiind de 100%.

Dezvoltarea pieţei de gaze naturale interne are în vedere următoarele:

- dezvoltarea concurenţei la nivelul furnizorilor de gaze naturale;
- continuarea implementării unor metodologii de tarifare de tip „plafon";
- stimularea descoperirii şi/sau reabilitării unor zăcăminte de gaze naturale, în scopul creşterii cantităţilor de gaze naturale din producţia internă şi limitarea dependenţei de import;
- diversificarea surselor de import/export;
- flexibilitatea sistemului de înmagazinare.

Transgaz în calitate de operator tehnic al SNT–are un rol deosebit de important în asigurarea securităţii aprovizionării cu gaze naturale a ţării şi în funcţionarea corespunzătoare a pieţei naţionale a gazelor naturale.

ROMÂNIA * Societatea Națională de Transport Gaze Naturale TRANSGAZ S.A. MEDIAȘ J32/301/2000

4.2 Piaţa gazelor naturale din regiune şi posibilităţi de aprovizionare cu gaze naturale

REPUBLICA BULGARĂ

Operator de transport	**Bulgartransgaz**
Lungimea sistemului de transport	2.765 km
Puterea staţiilor de comprimare	Transport: 274 MW Înmagazinare: 10 MW
Interconectări	Negru Vodă I, II și III–Transgaz RO Kulata/Sidirokastron–DESFA GR Strandja/Malkoclar–BOTAS TR Kyustendil/Zidilovo – GA-MA MK Ruse/Giurgiu–Transgaz RO
Înmagazinări	Chiren–Bulgartransgaz Capacitate totală 550 mil. mc
Consumul de gaze naturale (mld. mc) (2017)	3,313
Import gaze naturale (mld. mc) (2017)	3,256
Producţia internă (mld. mc) (2017)	0,079
Proiecte viitoare	Interconectarea Turcia–Bulgaria Interconectorul Grecia–Bulgaria Interconectarea sistemelor naționale de transport gaze naturale dintre Bulgaria–Serbia Reabilitarea, Modernizarea și Dezvoltarea SNT Construirea unei conducte de gaze între BG–RO (investiții în sistemul bulgaresc pentru creșterea capacității în cadrul proiectului BRUA) Eastring–Bulgaria Extinderea capacității de înmagazinare de la Chiren Construirea unei conducte pentru creșterea capacității și interconectarea cu sistemul existent, sub forma unui inel, între SC Valchi Dol și stația de robineți Novi Iskar Construirea unei conducte între Varna și Oryahovo Construirea unei conducte pentru creșterea capacității și interconectarea cu sistemul existent, sub forma unui inel, între SC Provadia și Rupcha Construirea unor noi depozite pe teritoriul Bulgariei

***Sursa**: www.bulgartransgaz.bg, http://ec.europa.eu/eurostat, www.gie.eu, entsog.eu*

SERBIA

Operator de transport	**SRBIJAGAS şi YUGOROSGAZ**
Lungimea sistemului de transport	2.265 km
Puterea staţiilor de comprimare	4 MW
Interconectări	SRBIJAGAS Kiskundorozsma–FGSZ HU Zvornik–BH-gas-BA Pojate–YUGOROSGAZ YUGOROSGAZ Pojate–SRBUAGAS RS
Înmagazinări	Banatski Dvor SRBIJAGAS Capacitate totală 450 mil. mc
Consumul de gaze naturale (mld. mc) (2017)	2,718

ROMÂNIA Societatea Națională de Transport Gaze Naturale TRANSGAZ S.A. MEDIAȘ J32/301/2000

Operator de transport	SRBIJAGAS şi YUGOROSGAZ
Import gaze naturale (mld. mc) (2017)	2,01
Producţia internă (mld. mc) (2017)	0,509
Proiecte viitoare	Interconectarea cu România pe direcţia Mokrin–Arad Interconectări cu Bosnia şi Herţegovina pe direcţia Novo Selo-Bijeljina Interconectare cu Bulgaria pe direcţia Nis-Dimitrovgrad Realizarea înmagazinării Banatski Dvor (capacitate între 450 milioane mc şi 750 milioane mc, cu o capacitate maxima pe zi de până la 10 milioane metri cubi) Realizarea înmagazinării Itebej (capacitate între 800 milioane şi 1 miliard metri cubi de gaz)

Sursa: *Internet, http://ec.europa.eu/eurostat*

UNGARIA

Operatori de transport	FGSZ
Lungimea sistemului de transport	5.873 km
Puterea staţiilor de comprimare	240 MW
Interconectări	Beregdaroc–Ukrtransgas (UA) Mosonmagyarovar–OMV Gas (AT) Kiskundarozsma–Srbijagas (RS) Csanadpalota–Transgaz (RO) Dravaszerdahely–Plincro (HR) Balassagyarmat–Eustream Slovacia (SK) Vecses 4/MGT
Înmagazinări	Zsana Magyar Foldgaztarolo Hajuszoboszlo Magyar Foldgaztarolo Pusztaederics Magyar Foldgaztarolo Kardosku Magyar Foldgaztarolo Szoreg-1 MMBF Foldgaztarolo Capacitate totală 6 mld. mc
Consumul de gaze naturale (mld. mc) (2017)	10,39
Import gaze naturale (mld. mc) (2017)	13,37
Producţia internă (mld. mc) (2017)	1,812
Proiecte viitoare	Reverse flow România–Ungaria, secţiunea maghiară, faza 1. Interconectorul Slovenia–Ungaria. Secţiunea maghiară a proiectului Tesla. Reverse flow HU–UA. Eastring–Ungaria. Construirea unei conducte între Varosfold–Ercsi–Gyor. Construirea unei conducte între Ercsi–Szazhalombatta. Construirea unei alte staţii de comprimare la Varosfold. Reverse flow România–Ungaria, secţiunea maghiară, faza 2. Coridorul de transmisie BG-RO-HU-AT. Construirea unei alte staţii de comprimare la Hajduszoboszlo. Construirea unei conducte de tranzit Vecses–Varosfold. Dezvoltare secţiune ungară proiect Tesla.

Sursa: *, https://fgsz.hu, http://ec.europa.eu/eurostat, entsog.eu*

ROMÂNIA • Societatea Națională de Transport Gaze Naturale TRANSGAZ S.A. MEDIAȘ J32/301/2000

UCRAINA

Operator de transport	Ukrtransgas filială a Naftogaz
Lungimea sistemului de transport	38.550 km conducte
Puterea staţiilor de comprimare	Transport: 263 MW Înmagazinare: 10 MW
Interconectări	Orlovka–Isaccea (RO) Tekovo–Medieşu Aurit (RO) Platovo RU/UA Prokorovka RU/UA Sokhranovka RU/UA Pisarevka RU/UA Serebryanka RU/UA Valuyki RU/UA Volchansk RU/UA Belgorod RU/UA Sudzha RU/UA Kobryn Belarus-UA Hermanowice–Polonia/UA Budince–Slovacia/UA Beregdaroc (HU)- Beregovo (UA) Oleksiivka–MD/UA Grebenyky–MD/ UA
Înmagazinări	13 instalaţii subterane de stocare cu o capacitate de 31 mld. mc^3 Krasnopopivske–PJSC Ukrtransgaz Olyshivske–PJSC Ukrtransgaz Bohorodchanske–PJSC Ukrtransgaz Uherske (XIV-XV)–PJSC Ukrtransgaz Oparske–PJSC Ukrtransgaz Solokhivske–PJSC Ukrtransgaz Dashavske–PJSC Ukrtransgaz Kehychivske–PJSC Ukrtransgaz Chervonopartyzanske–PJSC Ukrtransgaz Bilche-Volytsko-Uherske–PJSC Ukrtransgaz Proletarske–PJSC Ukrtransgaz Verhunske–PJSC Ukrtransgaz Hlibovske–PJSC Chornomornaftogaz
Consumul de gaze naturale (mld. mc) (2017)	30,92
Import gaze naturale (mld. mc) (2017)	12,97
Producţia internă (mld. mc) (2017)	19,73
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. Proiectul de interconectare România-Ucraina

Sursa: *utg.ua, http://ec.europa.eu/eurostat, www.entsog.eu, www.gie.eu*

ROMÂNIA • Societatea Națională de Transport Gaze Naturale TRANSGAZ S.A MEDIAS J32/301/2000

REPUBLICA MOLDOVA

Operator de transport	Moldovatransgaz și Vestmoldtransgaz
Lungimea sistemului de transport	~ 1.600 km
Puterea staţiilor de comprimare	Moldovatransgaz 3 staţii de comprimare (75,5 mW) + o staţie de măsurare a gazelor naturale (cu o capacitate de 80,0 ml./24h) Vestmoldtransgaz 1 staţie de măsurare gaze naturale
Interconectări	Moldovatransgaz Ungheni (IUC) RO-MD SMG Alexeevca (ACB) UA-MD SMG Grebeniki (ATI) UA-MD SMG Grebeniki (RI, SDKRI) UA-MD SMG intermediare Ananiev/Orlovca (ACB) UA-MD SMPG Limanscoe (TO 3) UA-MD Căuşeni (ATI) MD-UA Căuşeni (RI, SDKRI) MD-UA Vestmoldtransgaz
Consumul de gaze naturale (mld. mc) (2017)	2,52
Import gaze naturale (mld. mc) (2017)	2,52
Producţia internă (mld. mc) (2017)	0,011
Proiecte viitoare	Extinderea Interconectorului Iași–Ungheni–Chișinău (Faza II). Construcţia reţelei de transport gaze naturale cu DN 500 pe segmentul Ungheni–Bălți, cu conectarea în reţeaua de transport din Nordul republicii „Ananiev-Cernăuți-Bogorodiceni". Construcţia staţiei de Comprimare a gazelor naturale amplasată în raionul Ungheni.

Sursa: *www. moldovatransgaz.md, http://ec.europa.eu/eurostat*

4.3 Concluziile analizei pieţei 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 aprovizionarea cu gaze naturale și nu în ultimul rând al asigurării condițiilor de competitivitate a prețurilor.

Orientarea operatorilor sistemelor de transport gaze naturale din țările vecine 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 a implementat 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 transport internațional gaze naturale;
Sursa: http://www.dw.com/en/slovakia-opens-reverse-flow-pipeline-to-carry-gas-to-ukraine https://spectator.sme.sk/c/20051881/fico-and-yatsenyuk-open-reverse-gas-flow-pipe.html?ref=av-center

- **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, Herţegovina, Bulgaria şi 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, resursele descoperitele 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.

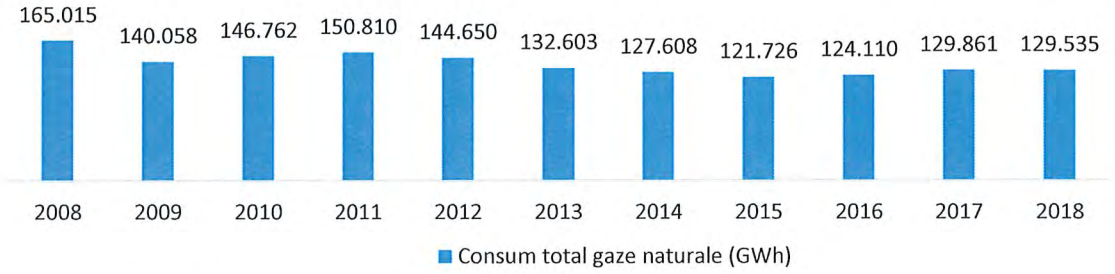
ROMÂNIA • Societatea Națională de Transport Gaze Naturale • TRANSGAZ S.A. MEDIAȘ J32/301/2000

5. CONSUMUL, PRODUCȚIA ȘI ÎNMAGAZINAREA GAZELOR NATURALE

5.1 Consumul de gaze naturale

5.1.1 Istoric consum gaze naturale 2008 - 2018

Consumul total de gaze naturale pe piaţa din România în perioada 2008–2018, exprimat în GWh se prezintă astfel:



Grafic 5-Consumul de gaze naturale pe piaţa din România în perioada 2008–2018 (GWh)

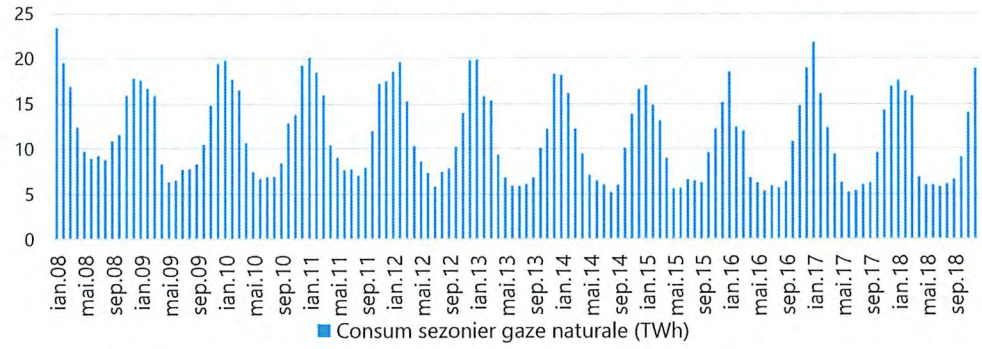
Sursa: Raportări anuale ANRE

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

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 2008–2018 este reprezentată în graficul următor:



Grafic 6- Consumul sezonier de gaze naturale în perioada 2008-2018

Sursa: Raportări ANRE

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

Istoric cele două elemete cheie se prezintă astfel:

Maxim zilnic de consum și 14 zile consum maxim				
An	**Consum maxim 1 zi (GWh)**	**Data**	**Consum maxim 14 zile (GWh)**	**Perioada**
2008	797,7	5 ianuarie	10.859,8	2-15 ianuarie
2009	745,5	22 decembrie	9.708,5	11 -24 decembrie
2010	710,4	31 decembrie	9.480,6	22 ian.-4 februarie
2011	732,7	1 februarie	9.858,7	24 ian. -6 februarie
2012	773,2	1 februarie	10.278,3	30 ian.-11 februarie
2013	721,0	10 ianuarie	9.209,1	7-20 ianuarie
2014	734,9	31 ianuarie	9.677,7	25 ian.-7 februarie
2015	647,5	9 ianuarie	8.393,3	1-14 ianuarie
2016	728,5	22 ianuarie	8.874,6	15-28 ianuarie
2017	751,1	9 ianuarie	10.145,2	7-20 ianuarie
2018	698,1	26 februarie	9.061,0	20 februarie – 5 martie

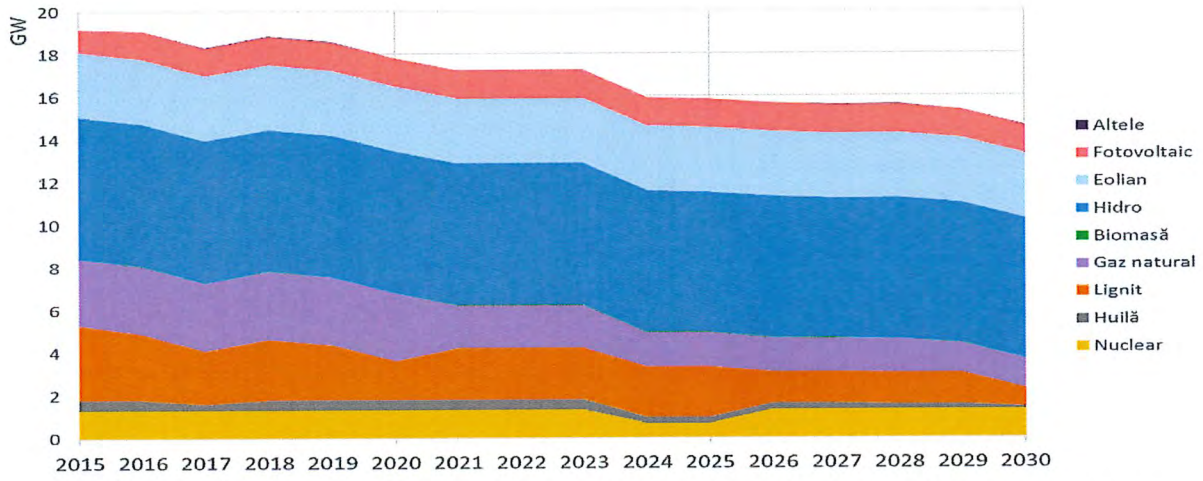
Tabel 4 - PEAK și consum maxim 14 zile

5.1.3 Prognoze consum gaze naturale 2019-2030

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

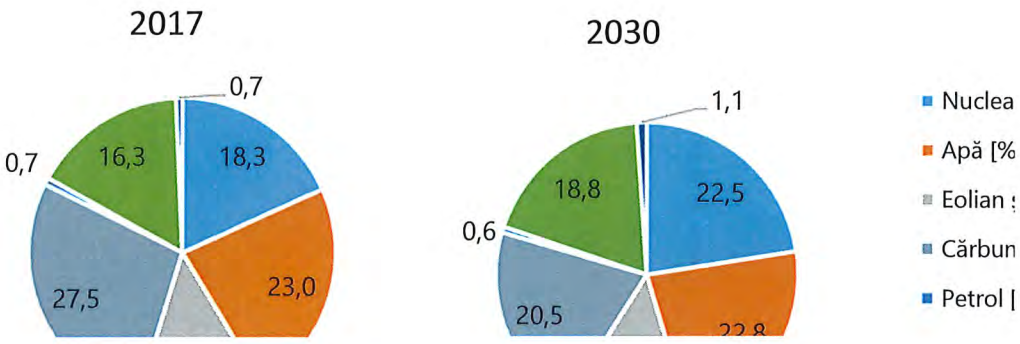
1. *Prognoza mixului energiei elecrice*

Mixul energiei electrice, conform proiectului Strategiei Energetice a României 2019–2030 cu perspectiva anului 2050, este și va rămâne echilibrat și diversificat:



***Grafic 7*–Evoluția parcului de capacități producție energie electrică disponibile, fără investiții în capacități noi**
Sursa: Strategia energetică a României 2019–2030 cu perspectiva anului 2050 - proiect

ROMÂNIA • Societatea Națională de Transport Gaze Naturale • TRANSGAZ S.A. MEDIAȘ J32/301/2000



***Grafic 8* – Structura mixului energiei primare în 2017 și 2030**

Sursa: Strategia energetică a României 2019–2030 cu perspectiva anului 2050

În anul 2017, ponderea resurselor energetice primare în producția de energie electrică a avut următoarea structură: energia electrică produsă din cărbune (lignit și huilă) 27,5% (17,3 TWh); energia electrică produsă în centralele hidroelectrice 23% (14,4TWh); energia electrică produsă în centrala nucleară de la Cernavodă 18,3% (11,5 TWh); energia electrică produsă pe hidrocarburi (petrol și gaz) 16,3% (10,7TWh); energia electrică produsă în instalații eoliene și fotovoltaice 13.5% (8,5TWh), energia electrică produsă din biomasă 0,7% (0,4 TWh).

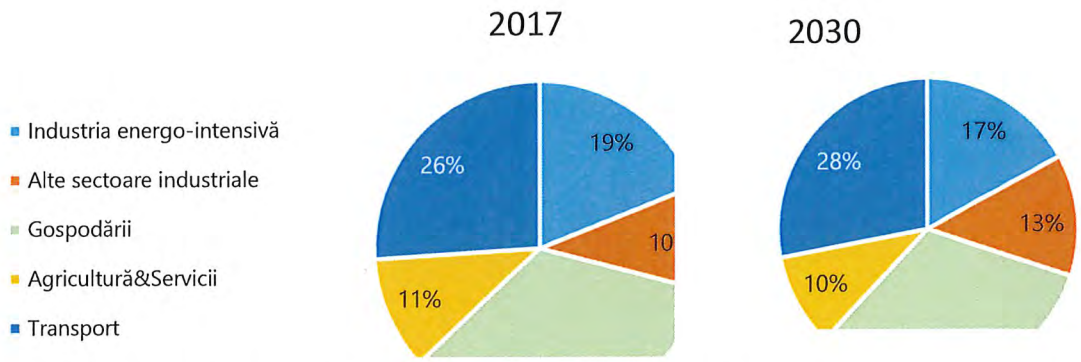
Pentru anul 2030, rezultatele modelării în Scenariul Optim arată o creștere de 2,5% a ponderii hidrocarburilor în producția de energie electrică, de la 16,3% în anul 2017 la 18,8% în anul 2030. Gazele naturale au deci o pondere importantă în consumul intern de energie primară, datorită disponibilității relativ ridicate a resurselor autohtone, a impactului redus asupra mediului înconjurător și a capacității mărite de a echilibra energia electrică produsă din surse regenerabile intermitente (eoliene și fotovoltaice), dată fiind flexibilitatea centralelor de generare pe bază de gaze.

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 proiectul Strategiei Energetice a României 2019-2030 cu perspectiva anului 2050, estimează consumul brut de energie în 2030 la 394 TWh (creștere cu 4% față de 2015). Consumul resurselor energetice ca materie primă urmează să crească cu 35%, în timp ce consumul și pierderile aferente sectorului energetic vor scădea cu 4 TWh.

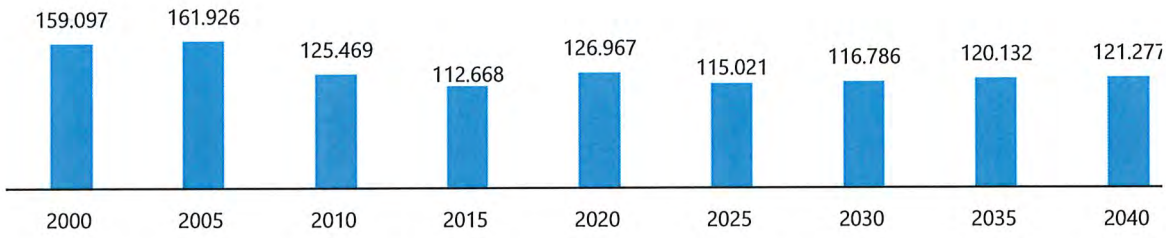
Structura sectorială a cererii de energie finală în 2017 și 2030 este prezentată în Graficul 9.
Se remarcă o ușoară **scădere a consumului rezidențial ca efect al creșterii eficienței energetice,** precum și **creșterea consumului de gaze naturale în transporturi și în industrie** datorită impactului redus al gazului natural asupra mediului.



***Grafic 9* – Cererea de energie finală pe sectoare de activitate în 2017 și 2030**
Sursa: Strategia energetică a României 2019–2030 cu perspectiva anului 2050 – proiect.

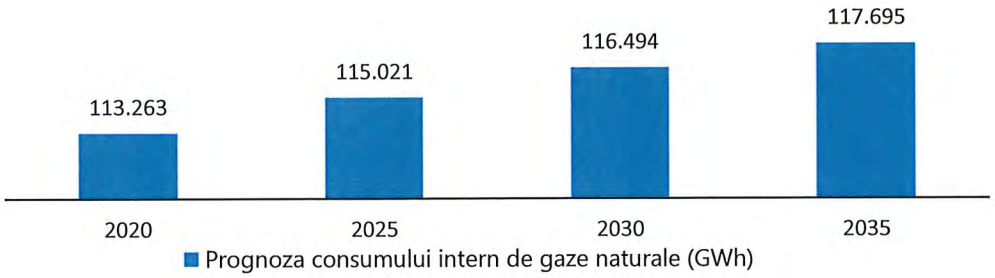
3. *Scenariul de referință al Comisiei Europene (REF 2016)*

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



Grafic 10 – Consumul de gaze naturale în perioada 2000-2050 conform Scenariului de referință al Comisiei Europene

Urmare a acestor 3 considerente luate în calcul la prognoza consumului intern de gaze naturale în perioada 2020 – 2035 estimăm:

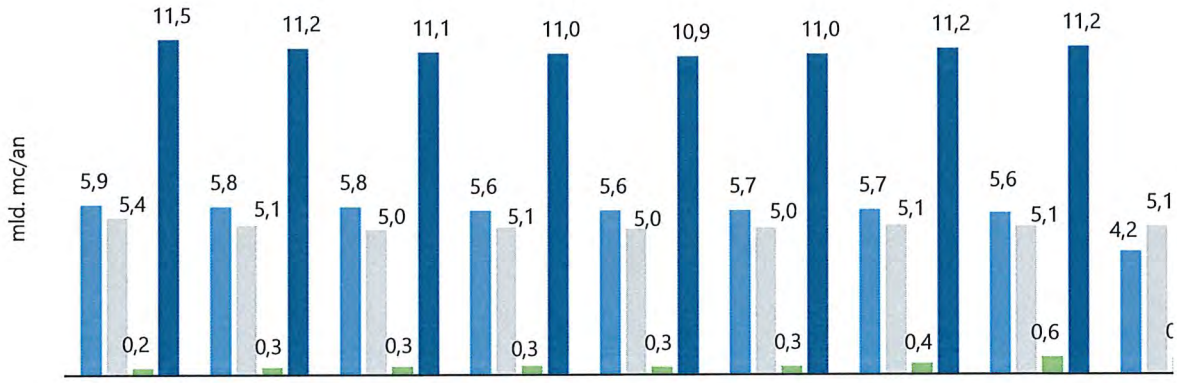


Grafic 11 – Prognoza consumului intern de gaze naturale în perioada 2020 – 2035
Sursa: Analiză internă

5.2 Producția de gaze naturale

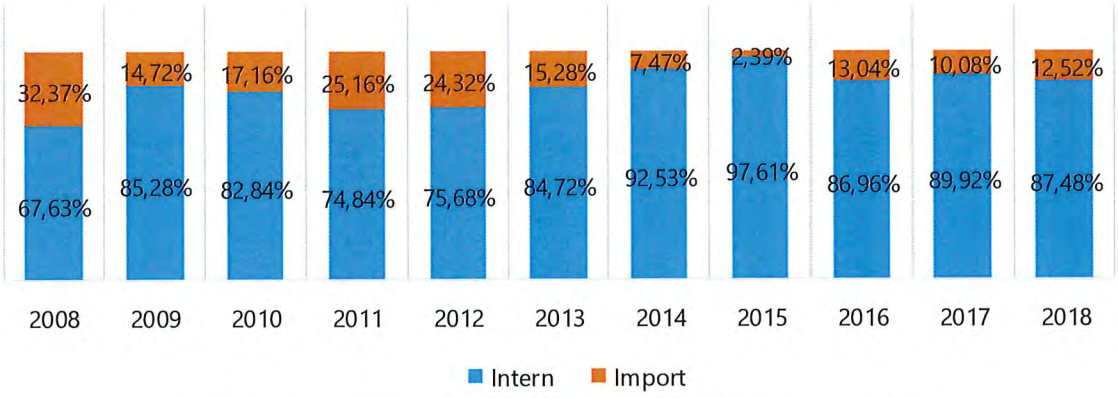
5.2.1 Istoric producție gaze naturale 2008 – 2018

Producţia internă de gaze naturale (mld. mc) în perioada 2008–2018 funcţie de principalii producători, se prezintă astfel:



Grafic 12 – Producția internă de gaze naturale în funcție de principalii producători în perioada 2008-2018 (mld mc/an)
Sursa: Intern - Dispecerat

Sursele de aprovizionare cu gaze naturale în perioada 2008–2018, se prezintă astfel:



Grafic 13 – Sursele de aprovizionare cu gaze naturale în perioada 2008-2018
Sursa: Raportări anuale ANRE pentru perioada 2008–2015 și intern pentru 2016, 2017 și 2018

Producția internă relativ constantă și consumul în scădere au redus ponderea anuală a importurilor de gaze naturale de la 15% în 2013 la 7,5% în 2014 și la doar 2,5% în 2015, dar din anul 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 a prețului gazelor naturale în raport cu sursele din import.

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.

ROMÂNIA Societatea Națională de Transport Gaze Naturale TRANSGAZ S.A. MEDIAȘ J32/301/2000

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

5.2.2 Prognoza producţiei interne de gaze naturale 2019-2030

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

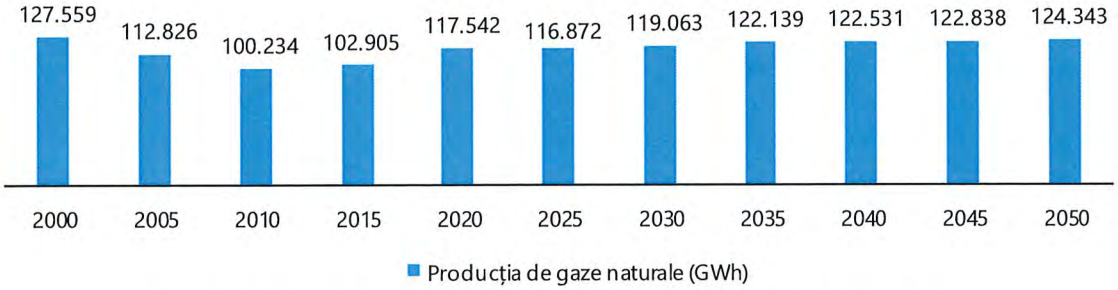
1. *Prognozele din proiectul Strategiei Energetice a României 2019-2030 cu perspectiva anului 2050*

Conform proiectului Strategiei Energetice a României 2019-2030 cu perspectiva anului 2050, producția de gaze naturale va scădea, după ce atinge un nou vârf de 132 TWh în 2025, ca urmare a producției din Marea Neagră, la 96 TWh în 2030 și la 65 TWh în 2050.

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

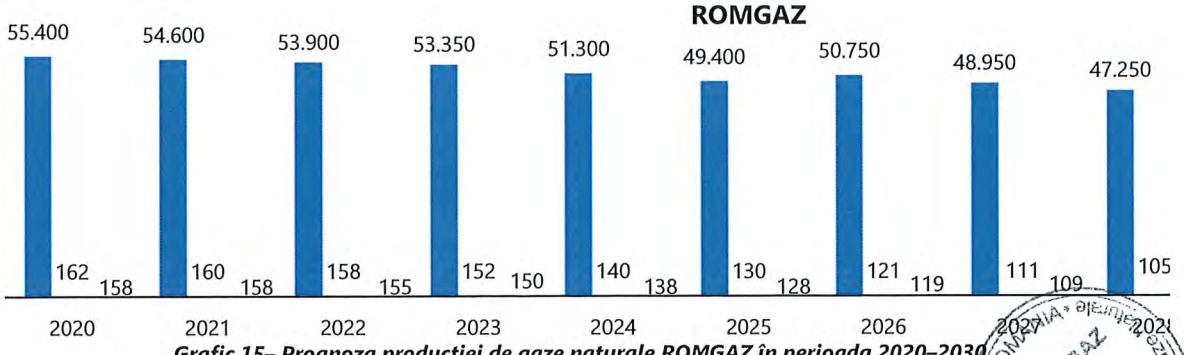
2. *Scenariul de referință al Comisiei Europene (REF 2016)*

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



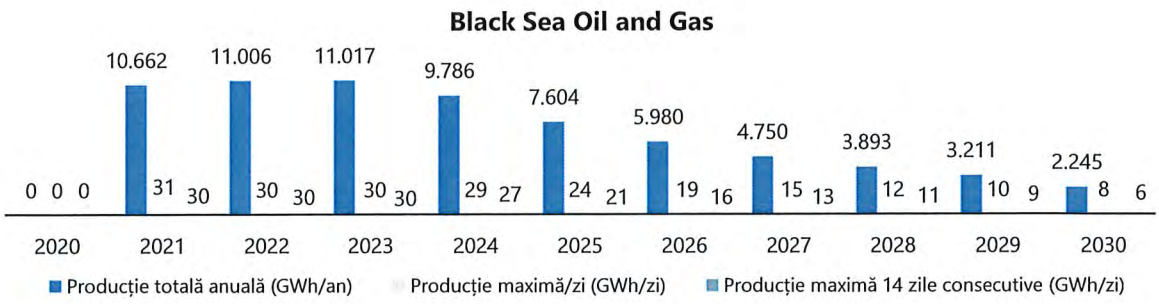
Grafic 14 – Prognoza producţiei de gaze naturale în perioada 2000–2050 conform Scenariului de referință al Comisiei Europene

3. *Prognozele principalilor producători de gaze naturale pentru perioada 2020-2030*

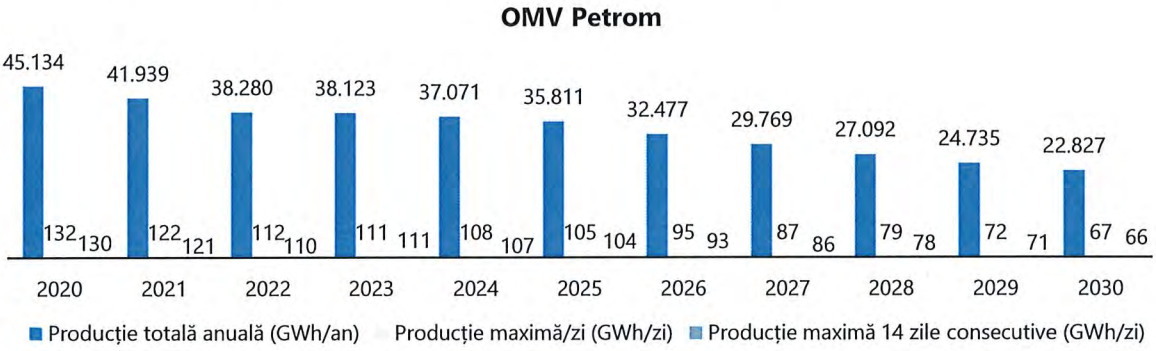


Grafic 15– Prognoza producţiei de gaze naturale ROMGAZ în perioada 2020–2030

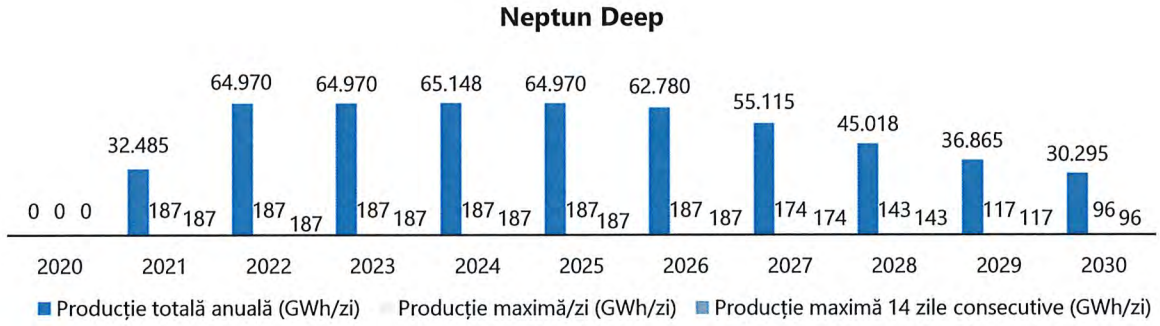
TRANSGAZ S.A. MEDIAS J32/301/2000 Societatea Națională de Transport Gaze Naturale



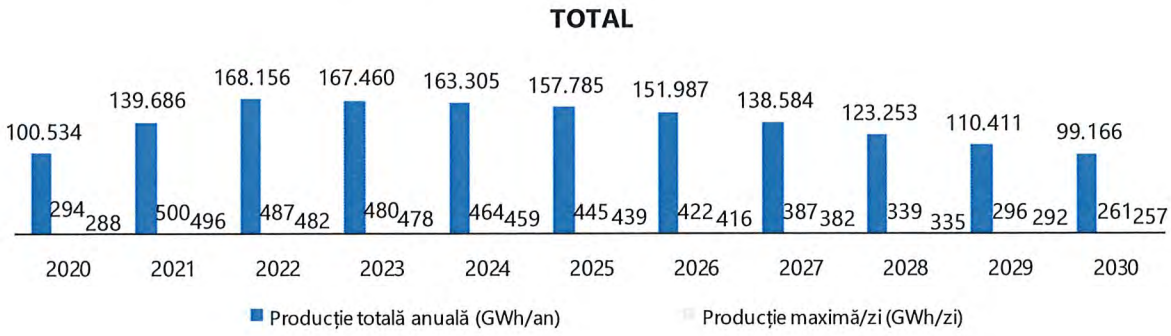
Grafic 16– Prognoza producţiei de gaze naturale Black Sea Oil and Gas în perioada 2020–2030



Grafic 17– Prognoza producţiei de gaze naturale OMV Petrom în perioada 2020–2030



Grafic 18 – Prognoza producţiei de gaze naturale Exxon Mobil în perioada 2020–2030



Grafic 19– Prognoza producţiei de gaze naturale în perioada 2000–2030 conform producătorilor de gaze naturale

Sursa: ROMGAZ, Black Sea Oil and Gas, OMV Petrom, Exxon Mobil

Societatea Națională de Transport Gaze Naturale • TRANSGAZ S.A. MEDIAȘ • J32/301/2000 • ROMÂNIA

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 şi menţinerea caracteristicilor de funcţionare optimă a sistemului național de transport gaze naturale, în scopul obţinerii de avantaje tehnice şi 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 (calamităţi, cutremure şi alte evenimente neprevăzute).

Noile reglementări UE depășesc cadrul creat în 2010 și cer țărilor UE să conlucreze în sensul identificării potențialelor întreruperi în aprovizionarea cu gaze naturale și să agreeze acțiunile comune care pot preveni sau elimina consecințele întreruperii alimentării cu gaze naturale.
A fost astfel creat un nou principiu, cel al solidarității statelor membre, care trebuie să reducă riscul de dependență de sursele externe.

Obiectivul CE este asigurarea măsurilor necesare pentru a garanta continuitatea furnizării de gaze naturale în întreaga Uniune Europeană, în special pentru clienți protejați în caz de condiții climatice dificile sau de perturbare a furnizării de gaze.

În 2017 a fost introdusă o nouă reglementare europeană privind siguranța în aprovizionarea cu gaze naturale care ajută la îndeplinirea mai multor obiective:

- realizarea de către ENTSOG a unei simulări la nivelul UE pentru situația de întrerupere a furnizării sau de defecțiune a sistemului cu scopul de a identifica principalele riscuri la nivelul UE privind întreruperea alimentării cu gaze;
- cooperarea dintre Statele Membre în cadrul grupurilor regionale cu scopul de a evalua riscurile comune privind siguranța în aprovizionare și pentru a elabora și conveni asupra unor măsuri comune preventive și de răspuns;
- introducerea principiului solidarității conform căruia Statele Membre trebuie să se ajute reciproc astfel încât să garanteze în permanență aprovizionarea cu gaze naturale pentru consumatorii vulnerabili chiar și în timpul celor mai severe situații de criză;
- îmbunătățirea transparenței: companiile de gaze naturale trebuie să notifice în mod oficial autoritatea națională privind contractele pe termen lung care pot fi relevante pentru siguranța în furnizare;
- stabilirea unui cadru prin care decizia privind o curgere permanentă bidirecțională a conductelor ia în calcul opiniile tuturor țărilor UE pentru care respectivul proiect aduce un beneficiu.

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 6 depozite de înmagazinare subterană a gazelor naturale, cu o capacitate activă totală de 33,2948 TWh pe ciclu de înmagazinare, respectiv o capacitate de injecție de 262,4450 GWh/zi și capacitate de extracție de 347,5500 GWh/zi.

La nivel național, raportul dintre volumul de gaze înmagazinat și consumul anual a fost de cca. 22% în anul 2018, situat la jumătatea clasamentului valorilor practicate în Europa.

Începând cu data de 1 aprilie 2018, în baza Directivei 73/2009 a CE preluată în Legea 123/2012 Legea energiei electrice şi a gazelor naturale în art. 141, activitatea de înmagazinare a fost separată din cadrul SNGN Romgaz SA şi se desfășoară prin intermediul unui operator de înmagazinare, Filiala de Înmagazinare Gaze Naturale DEPOGAZ Ploieşti SRL, în care SNGN Romgaz este asociat unic.

În prezent, pe piața de înmagazinare din România sunt activi doi operatori de sistem de înmagazinare:

- Depogaz care deține licență pentru operarea a 5 depozite de înmagazinare subterană a gazelor naturale, a căror capacitate activa cumulată este de 30,1213 TWh pe ciclu respectiv 90,6% din capacitatea totală de înmagazinare și
- Depomureș, care operează depozitul de înmagazinare subterană a gazelor naturale Târgu Mureș, cu o capacitate activă de 3,1545 TWh pe ciclu de înmagazinare care reprezintă 9,4% din capacitatea totală de înmagazinare.

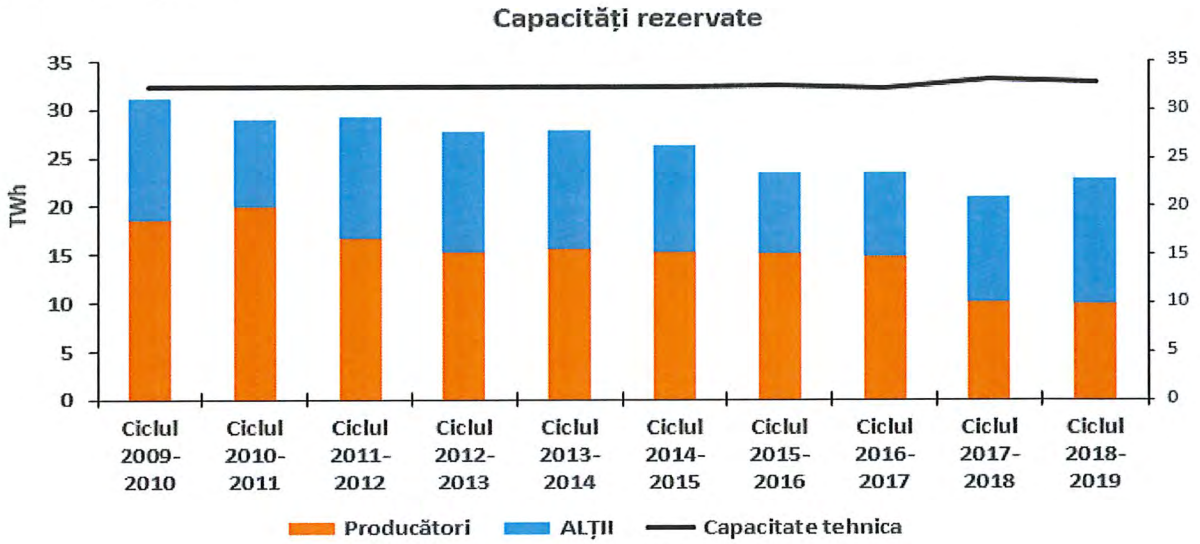
Capacitatea depozitelor de înmagazinare subterană				
Depozit de înmagazinare subterană	**Operator depozit**	**Capacitatea activă**	**Capacitatea de extracție**	**Capacitatea de injecție**
		TWh/ciclu	GWh/zi	GWh/zi
Bălăceanca	Depogaz	0,5452	13,1760	10,9800
Bilciurești	Depogaz	14,3263	152,7820	109,1300
Ghercești	Depogaz	1,6343	21,4000	21,4000
Sărmășel	Depogaz	9,5987	79,0350	68,4970
Urziceni	Depogaz	4,0168	50,1570	33,4380
Târgu Mureș	Depomureș	3,1545	29,.0000	27,0000
Total		**33,2758**	**345,5500**	**270,4450**

Sursa: Raportări Depogaz și Depomureș

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.

ROMÂNIA • Societatea Națională de Transport Gaze Naturale TRANSGAZ S.A. MEDIAȘ J32/301/2000

Sub aspectul istoricului de rezervare de capacitate, în perioada 2009-2018 situația este descrisă în următorul grafic:

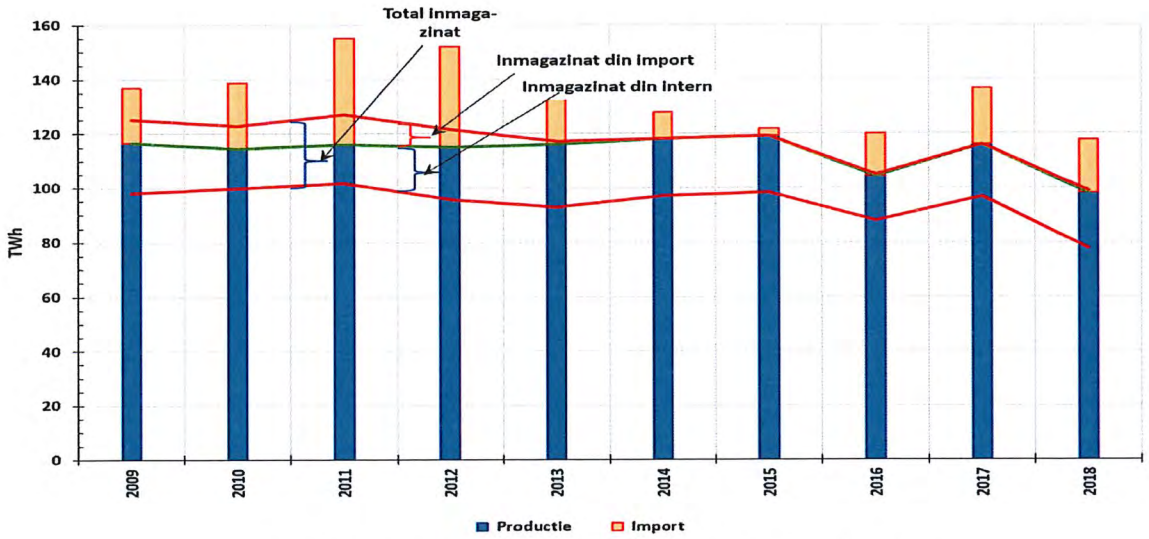


Grafic 20– Capacități rezervate în perioada 2009-2018

Sursa : Depogaz și Depomureș

Aportul activității de înmagazinare la asigurarea cantităților de gaze necesare consumului anual s-a situat, constant, în jurul valorii de 22%.

Acest procent poate fi mărit prin creșterea performanțelor tehnice ale depozitelor printr-un mix ce poate fi obținut prin asigurarea condițiilor pentru mărirea gradului de umplere a depozitelor si prin asigurarea posibilităților tehnice de mărire a volumelor de gaze extrase zilnic pe parcursul ciclurilor de extracție.



Grafic 21 – Evoluție capacități înmagazinate în perioada 2009-2018

ROMÂNIA Societatea Națională de Transport Gaze Naturale TRANSGAZ S.A. MEDIAS J32/301/2000

5.3.2 Prognoze privind înmagazinarea subterană a gazelor naturale 2019-2030

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 2019-2030 cu perspectiva anului 2050, pentru activitatea de înmagazinare se desprind tendințele:

- de ajustare a gradului de interconexiune și a 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 gaze naturale existente și de creare a unui grad sporit de flexibilitate, inclusiv prin utilizarea în regim alternativ injecție/extracție 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 acest sens și în corelare cu acțiunile de dezvoltare a sistemului național de transport gaze naturale, a posibilităților de dezvoltare a perimetrelor offshore și a tranziției de la cărbune la gaz în producerea energiei electrice, proiectele de investiții în înmagazinare promovate de SNGN Romgaz SA.

Filiala de Înmagazinare Gaze Naturale DEPOGAZ Ploiești SRL, pentru perioada 2019-2028 cuprind următoarele acțiuni:

- investiții în modernizări ale depozitelor de înmagazinare în scopul creșterii capacității de livrare zilnică a gazelor;
- elaborarea de analize și studii care privesc creșterea capacităților de înmagazinare gaze naturale și promovarea proiectelor ca proiecte de interes comun;
- evaluarea posibilităților de transformare a unui depozit de înmagazinare într-un depozit cu operare alternativă injecție/extracție.

ROMÂNIA Gaze Naturale Societatea Națională de Transport TRANSGAZ S.A. MEDIAȘ J32/301/2000 31

6. SIGURANŢA ÎN APROVIZIONAREA CU GAZE NATURALE

În anul 2017 a fost introdusă o nouă reglementare europeană privind siguranța în aprovizionarea cu gaze naturale și anume Regulamentul (UE) 2017/1938 din 25 octombrie 2017 care prevede îndeplinirea mai multor obiective, printre care:

- realizarea de către ENTSOG a unei simulări la nivelul UE pentru situația de întrerupere a furnizării sau de defecțiune a sistemului cu scopul de a identifica principalele riscuri la nivelul UE privind întreruperea alimentării cu gaze naturale;
- cooperarea dintre Statele Membre în cadrul grupurilor regionale cu scopul de a evalua riscurile comune privind siguranța în aprovizionare și pentru a elabora și conveni asupra unor măsuri comune preventive și de răspuns;
- introducerea principiului solidarității conform căruia Statele Membre trebuie să se ajute reciproc astfel încât să garanteze în permanență aprovizionarea cu gaze naturale pentru consumatorii vulnerabili chiar și în timpul celor mai severe situații de criză;
- îmbunătățirea transparenței: companiile de gaze naturale trebuie să notifice în mod oficial autoritatea națională privind contractele pe termen lung care pot fi relevante pentru siguranța în furnizare;
- stabilirea unui cadru prin care decizia privind o curgere permanentă bidirecțională a conductelor ia în calcul opiniile tuturor țărilor UE pentru care respectivul proiect aduce un beneficiu.

Pentru a răspunde cerinţelor Regulamentului (UE) 2017/1938 din 25 octombrie 2017, Art. 5, 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).

Obligaţia 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 și în cazul în care autoritatea competentă 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 circumstanţe:

- mărimea pieţei, scenariu clasic de consum;
- configurația rețelei;
- producţia locală de gaze naturale;
- capacitatea prognozată pentru noile interconectări;
- capacitatea prognozată dupa optimizarea fluxului reversibil.

Calcularea formulei N-1 pentru România

1. Definiția formulei N-1

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 tehnică[1] 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. Metoda de calcul a formulei N-1

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

3. Definiții ale parametrilor formulei N-1

„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 producţie (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 instalaţiilor GNL (mil. mc/zi) înseamnă suma capacităților tehnice zilnice maxime de extracție din toate instalațiile GNL din România, luând

[1] 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.

în considerare elemente critice precum descărcarea, serviciile auxiliare, depozitarea temporară și regazeificarea GNL, precum şi 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.

Rezultatul formulei N-1 calculat pentru teritoriul României la nivelul anului 2018 este următorul:

$$N-1[\%] = \frac{42{,}4 + 27{,}0 + 29{,}5 + 0 - 23{,}6}{72} \times 100$$

$$N-1[\%] = 104{,}6\%$$

$$N-1[\%] \geq 100\%$$

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 Sm^3/zi inferior celui istoric din ultimii 20 de ani.

b) Termeni privind oferta (de capacitate):

Termeni privind oferta [mil. m^3/zi]		**Explicații**
EP_m	**42,4**	Capacitatea totală a punctelor de import (Isaccea, Medieșu Aurit, Csanadpalota, Ruse-Giurgiu).
P_m	**27,0**	Producția internă de gaze intrată în SNT (fără extras depozite).
S_m	**29,5**	Suma debitelor maxime extrase din fiecare depozit de înmagazinare.
LNG_m	**0**	Nu există terminale LNG.
I_m	**23,6**	Capacitatea punctului Isaccea Import.

Pentru termenul P_m a fost luat în considerare potențialul de producție nu capacitatea tehnică (70,6 mil. Sm^3/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.

La determinarea termenului S_m s-a avut în vedere suma debitelor maxime extrase din fiecare depozit de înmagazinare, actualizată conform istoricului din ultimii 5 ani (2014-2018), respectiv:

Depozit	Capacitate tehnologică (mil. Sm³/zi)	Debit maxim (mil. Sm³/zi)
Urziceni	4,6	4,5
Bălăceanca	1,3	1,1
Bilciurești	16,8	13,5
Sărmășel	7,0	6,0
Târgu Mureș	3,4	3,0
Ghercești	1,5	1,4
Total	**34,6**	**29,5**
Debit maxim zilnic extras simultan din toate depozitele	*25,8*	

La determinarea valorii termenului EP_m au fost avute în vedere punctele de intrare Isaccea Import, Medieşul Aurit Import şi Csanadpalota și Ruse–Giurgiu, după cum urmează:

Puncte de intrare	Capacitate punct [mil.Sm³/zi]
Punct intrare Isaccea Import	23,6
Punct intrare Medieșu Aurit Import	11,0
Punct intrare Csanadpalota	4,8
Punct intrare Ruse-Giurgiu	3,0
Total	**42,4**

Tabel 5 - Punctele de import gaze naturale

4. Calcularea formulei N-1 prin luarea în considerare a măsurilor axate pe cerere:

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

Definiție privind cerere:

„ 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 9 alineatul (1) litera (c) și articolul 5 alineatul (2).

Rezultatul de calcul este același întrucât : $D_{eff}=0$ - nu sunt contracte încheiate cu clienți întreruptibili de siguranță.

Note:

- 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) 2017/1938 din 25 octombrie 2017.

Prognoza valorii formulei N-1 pe 10 ani pentru scenariul de întrerupere a furnizării de gaze naturale de către Rusia:

AN	N-1
2018	104,6
2019	102,5
2020	102,5
2021	127,6
2022	127,1
2023	123,2
2024	121,4
2025	131,5
2026	116,5
2027	112,5
2028	106,9

Tabel 6* – Prognoze *valoare N-1 pe 10 ani

7. DIRECŢII DE DEZVOLTARE A SISTEMULUI NAŢIONAL DE TRANSPORT (SNT) GAZE NATURALE

Consideraţii generale

Structura fizică a Sistemului Naţional de Transport Gaze Naturale oferă posibilitatea identificării şi constituirii unor culoare de transport gaze naturale care să răspundă atât necesităţilor privind asigurarea alimentării cu gaze naturale a diferitelor zone de consum din ţară cât şi necesităţilor privind transferul prin sistemul românesc a unor cantităţi de gaze naturale între sistemele ţărilor vecine, ca o cerinţă impusă de liberalizarea pieţelor gazelor naturale şi de reglementările europene.

Sistemul de transport gaze naturale din România este format în principal din următoarele culoare de transport (fig. 19 din Anexa):

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 producţiei interne de gaze din sursele din Oltenia;
- alimentarea cu gaze naturale a consumatorilor zonelor de Vest şi de Sud-Bucureşti.

Dezvoltarea acestui culoar de transport gaze naturale are în vedere creşterea capacităţii de transport a punctului de interconectare transfrontalieră cu Ungaria, la 4,4 mld.mc/an pe direcţia Csanapalota-Horia şi asigurarea transportului gazelor naturale de la zăcămintele din Marea Neagră spre zonele de consum interne şi spre punctele de interconectare transfrontalieră ale acestui culoar (Ungaria, Bulgaria).

Această dezvoltare va presupune construirea de conducte noi şi amplasarea de staţii de comprimare în anumite locaţii (Podişor, Bibeşti, 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 producţiei interne de gaze naturale din sursele din Ardeal;
- alimentarea cu gaze naturale a consumatorilor zonelor de Est şi de Vest.

Dezvoltarea acestui culoar de transport gaze naturale are în vedere creşterea capacităţii de transport a punctului de interconectare transfrontalieră cu Ungaria, la 8,8 mld. mc/an pe direcţia Csanapalota-Horia şi asigurarea transportului bidirecţional al gazelor naturale.
În acest scop se impune reabilitarea unor conducte existente ale acestui culoar şi construirea de conducte noi şi amplasarea de staţii 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 Medieşu Aurit cu Ucraina la o capacitate de 4,0 mld. mc/an;
- preluarea producţiei interne de gaze naturale din sursele din Ardeal;
- înmagazinarea gazelor naturale în depozitele interne;
- alimentarea cu gaze naturale a consumatorilor zonelor de Nord, Central şi de Sud-Est-Bucureşti.

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;
- interconectarea culoarelor 1, 2 și 3 (a se vedea Figura 19).

Interconectorul 5 Sud-Est

Prin intermediul conductelor aferente acestui culoar de interconectare se asigură în prezent:

- transportul gazelor de import din punctul de interconectare Isaccea cu Ucraina spre Zona de consum Bucureşti şi depozitele de înmagazinare aferente acestei zone (Bilciureşti, Urziceni, Bălăceanca);
- alimentarea cu gaze naturale a consumatorilor zonei de Sud-Est;
- interconectarea culoarelor 1, 2, 3 și 6 (a se vedea Figura 19).

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.

Societatea Națională de Transport Gaze Naturale "ROMGAZ" S.A. TRANSGAZ S.A. MEDIAȘ J32/301/2000

Dezvoltarea acestui culoar de transport gaze naturale are în vedere asigurarea funcţionării la parametrii tehnici proiectaţi, a interconectării fizice bidirecţionale cu Republica Moldova (în funcţiune din anul 2014, între Iaşi şi Ungheni).

În acest scop se impune reabilitarea unora dintre conductele existente ale acestui culoar precum şi construirea de conducte noi şi amplasarea a două staţii noi de comprimare.

Culoarul 7 Transport Internaţional

Prin intermediul conductelor aferente acestui culoar se realizează în prezent, transportul internaţional al gazelor naturale din Rusia, via Ucraina, prin punctul de interconectare Isaccea I+II+III spre Bulgaria, Grecia şi 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 naţional de transport gaze naturale din România şi asigurarea curgerii bidirecţionale în punctele de interconectare transfrontalieră Isaccea şi Negru Vodă prin modernizarea staţiilor de măsurare SMG Isaccea I și SMG Negru Vodă I.

Dezvoltările menţionate mai sus sunt coroborate cu dezvoltarea sistemului de înmagazinare care are un rol complementar în susţinerea securităţii, stabilităţii, optimizării şi flexibilizării Sistemului Naţional de Transport gaze naturale.

Majorarea capacităţilor de înmagazinare are efect indirect și asupra SNT, efectul indirect constând în asigurarea cantităților de gaze naturale necesare pentru acoperirea vârfurilor de consum și presiunilor necesare în sistem pentru alimentarea consumatorilor din zonele geografice respective permiţând degrevarea depozitelor din sudul României.

PROIECTE STRATEGICE

Planul de dezvoltare al Sistemului Național 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 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 din 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 noi surse de aprovizionare;

- crearea infrastructurii necesare preluării și transportului gazelor naturale din perimetrele off-shore 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 resursele din Marea Caspică și Marea Neagră.

Poziţia geostrategică, resursele de energie primară, proiectele de investiţii majore în infrastructura de transport gaze naturale pot ajuta România să devină un jucător semnificativ în regiune, însă doar în condiţiile în care va ţine pasul cu progresul tehnologic şi va reuşi să atragă finanţările necesare.

Prin proiectele propuse pentru dezvoltarea şi modernizarea infrastructurii de transport gaze naturale, prin implementarea unor sisteme inteligente de control, automatizare, comunicaţii şi management al reţelei, Transgaz urmăreşte atât **maximizarea eficienţei energetice** pe întreg lanţul de activităţi desfăşurate, precum şi **crearea unui sistem inteligent** de transport gaze naturale, eficient, fiabil şi flexibil.

Managementul rețelei, va putea fi îmbunătățit prin conceptul **„Smart energy transmission system"**, aplicabil și rețelelor de transport gaze naturale **„Smart gas transmission systems"** care va gestiona problemele legate de siguranța și utilizarea instrumentelor inteligente în domeniul presiunii, debitelor, contorizării, inspecției interioare a conductelor, odorizării, protecției catodice, trasabilității, 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 Naţional de Transport Gaze Naturale pe Coridorul Bulgaria–România–Ungaria–Austria (BRUA)

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 Mării Caspice până la granița de sud a României.

În aceste condiţii se impune adaptarea Sistemului Naţional de Transport gaze naturale la noile perspective, prin extinderea capacităţilor de transport gaze naturale între punctele existente de interconectare ale sistemului românesc de transport gaze naturale cu cel al Bulgariei (la Giurgiu) şi al Ungariei (la Nădlac). Punctele de intrare-ieşire în/din SNT, Giurgiu, respectiv Nădlac sunt legate printr-un sistem de conducte având o durată mare de funcţionare, diametre ce nu depăşesc 24" şi presiuni de proiectare de maximum 40 bar.

Figura 1 - Punctele de interconectare ale sistemului românesc de transport gaze naturale cu sistemele similare ale Bulgariei şi Ungariei

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

Proiectul "Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Naţional de Transport Gaze Naturale pe Coridorul Bulgaria–România–Ungaria–Austria", vizează **dezvoltări ale capacităţilor de transport gaze naturale** între interconectările dintre sistemul românesc de transport gaze naturale şi sistemele similare ale Bulgariei şi Ungariei, mai precis, constă în construirea unei conducte noi de transport gaze naturale care să realizeze legătura între Nodul Tehnologic Podișor și SMG Horia.

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 gaze naturale 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 gaze naturale pentru valorificarea gazelor naturale din Marea Neagră pe piețele central-europene.

Proiectul a fost inclus pe lista actualizată a proiectelor de interes comun publicată în luna noiembrie 2017 ca şi anexă la Regulamentul 347/2013.

Astfel, lista actualizată a Proiectelor de Interes Comun (Lista 3/2017) a Uniunii, cuprinde Proiectul BRUA cu ambele faze la secțiunile 6.24.1-2 și 6.24.4-4 în cadrul ***"Grupului 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 fază și 4,4 mld. mc/an în cea de a doua fază, cu posibilitatea preluării inclusiv a noilor resurse de la Marea Neagră".

Fazele de implementare ale Proiectului BRUA, în acord cu prevederile Listei Nr. 3 PIC/2017 sunt:

- Dezvoltarea capacităţii de transport din România, de la Podișor la Recaș incluzând o nouă conductă, o nouă staţie de contorizare și trei noi staţii compresoare în Podișor, Bibești și Jupa–BRUA Faza I–6.24.1-2 în Lista 3 PCI/2017–BRUA prima etapă;
- Extinderea capacităţii de transport din România de la Recaș la Horia către Ungaria până la 4,4 mld. mc/an și extinderea staţiilor compresoare de la Podișor, Bibești și Jupa–BRUA Faza II"6.24.4-4 în Lista 3 PCI/2017 BRUA a doua etapă.

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

- **Faza I** a Proiectului BRUA a fost inclusă pe lista proiectelor prioritare;
- **Faza II** a Proiectului BRUA a fost inclusă pe lista proiectelor prioritare condiţionate.

Proiectul BRUA, cu ambele sale faze (Faza I și Faza II) este cuprins și în Planul de dezvoltare a rețelei europene de transport gaze naturale TYNDP 2018 cu cod de identificare TRA–F–358 (Faza I), respectiv TRA-N-1322 (Faza II).

7.1.1 Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Naţional de Transport Gaze Naturale pe Coridorul Bulgaria–România–Ungaria–Austria (BRUA) – Faza I

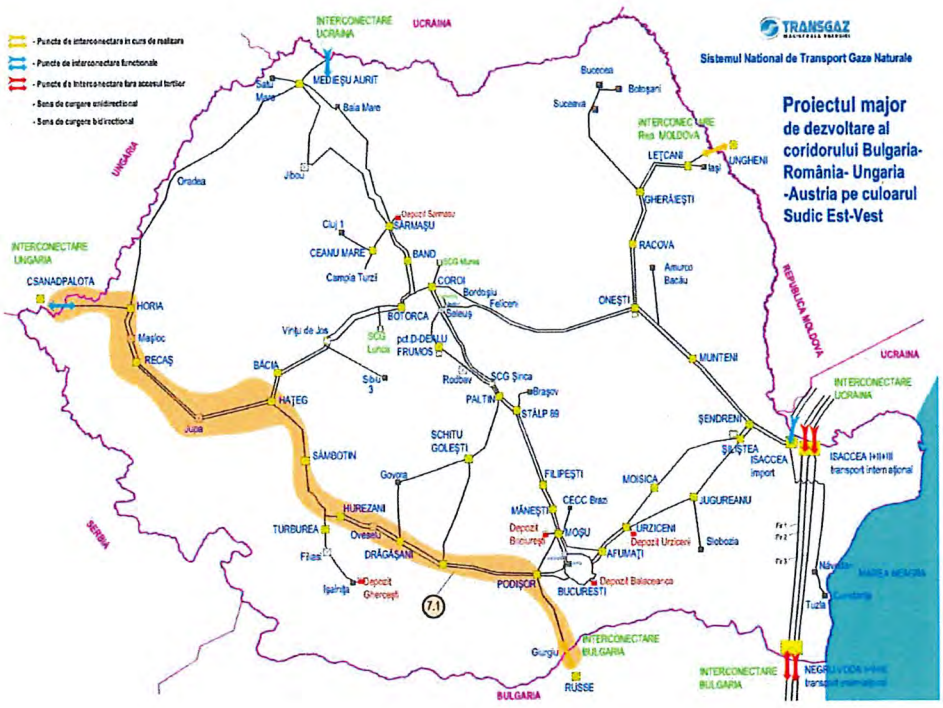


Figura 2 – Harta proiectului major de dezvoltare al coridorului Bulgaria-România-Ungaria-Austria – Faza I

ROMÂNIA Asociația Națională de Transport Gaze Naturale
TRANSGAZ S.A. MEDIAȘ J32/301/2000 41

Descrierea proiectului

BRUA-Faza I care constă în realizarea următoarelor obiective:

- conductă Podişor–Recaş 32" x 63 bar în lungime de 479 km:
  - **LOT 1** de la km 0 (în zona localității Podișor, Județ Giurgiu) la km 180 (în zona Localității Văleni, Comuna Zătreni, Județ Vâlcea);
  - **LOT 2** se execută de la km 180 (în zona Localității Văleni, Comuna Zătreni, Județ Vâlcea) la km 320 (în zona localității Pui, Județ Hunedoara);
  - **LOT 3** se execută de la km 320 (în zona localității Pui, Județ Hunedoara) la km 479 (în zona localității Recaș, Județ Timiș).
- trei staţii de comprimare gaze (SC Podişor, SC Bibeşti şi SC Jupa), fiecare staţie fiind echipată cu două agregate de comprimare (unul în funcţiune şi unul în rezervă), cu posibilitatea de asigurare a fluxului bidirecţional de gaze.

Implementarea Proiectului BRUA–Faza I are drept rezultat asigurarea posibilității fizice de curgere bidirecțională permanentă între interconectările cu Bulgaria și cu Ungaria, asigurându-se următoarele capacităţi de transport gaze naturale:

- capacitate de transport spre Ungaria de 1,75 mld. mc/an, respectiv de 1,5 mld. mc/an spre Bulgaria.

Calendarul estimativ de dezvoltare a proiectului:

Etape de dezvoltare	Stadiu/Data estimată de finalizare
Studiu de prefezabilitate	Finalizat
Studiu de fezabilitate	Finalizat
Studiu de evaluare a impactului de mediu (incluzând și Studiu de Evaluare Adecvată)	Finalizat
Proiect Tehnic (FEED)	Finalizat
Decizia finală de investiție (FID)	Obținută în 2016
Obținere Acord de mediu	Obținut-decembrie 2016
Obținere Autorizație de construire	Obținută-februarie 2017
Obținerea Deciziei Exhaustive	Obținută-martie 2018
Încheierea contractelor pentru lucrări de execuție conductă	Noiembrie 2017
Emitere ordin începere lucrări pentru execuție conductă	Emis în data 04 iunie 2018
Predare amplasament conductă și Consultări publice în UAT-urile aferente	Mai–Iunie 2018
Încheierea contractului pentru lucrări de execuție stații de comprimare	Martie 2018
Predare la constructor a amplasamentelor Stațiilor de comprimare și Consultări publice în UAT-urile aferente	11-13 aprilie 2018
Emitere ordin începere lucrări pentru execuția celor trei Stații de comprimare	Emis în data de 16 aprilie 2018
Încheierea contractelor pentru lucrări de automatizare și securizare conductă	Iulie 2018
Construcție conductă–Faza I	2018–2020

Societatea Națională de Transport Gaze Naturale "ROMGAZ" S.A. MEDIAȘ J32/301/2000

Etape de dezvoltare	Stadiu/Data estimată de finalizare
– Secțiune Jupa – Recaș (parte din Lot 3)	2019
– Lot 1, Lot 2 și secțiunea Pui-Jupa	2020
Construcție stații de comprimare–Faza I	2018– 2020
– STC Jupa	2019
– STC Podișor	2019
– STC Bibești	2020
Începere operare Faza I	Decembrie 2020

Termen estimat de finalizare: anul 2020

Valoarea totală a investiţiei: 478,6 milioane Euro

Având în vedere statutul de proiect de interes comun, Transgaz a obţinut o finanțare nerambursabilă prin programul Connecting Europe Facility pentru proiectarea celor trei staţii de comprimare în valoare de 1,54 milioane Euro.

În luna octombrie 2015, Transgaz a depus o aplicaţie în cadrul sesiunii de depunere a cererilor de finanţare în vederea obţinerii unui grant pentru lucrările de execuţie aferente Fazei 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), şi s-a validat prin vot, lista proiectelor de interes comun propuse pentru a primi finanțare europeană nerambursabilă din cadrul mecanismului Connecting Europe Facility 2015.

În luna septembrie 2016 SNTGN Transgaz SA a semnat cu INEA (Innovation and Networks Executive Agency) **Contractul de Finanțare** în valoare de aproximativ **179,3 milioane Euro.**

A fost finalizată Procedura de evaluare a impactului de mediu pentru proiectul BRUA și în luna decembrie 2016 Agenţia Naţională de Protecţia Mediului a emis Acordul de Mediu.

Ordinul de începere a lucrărilor pentru **firul liniar LOT 1, LOT 2 și LOT 3** a fost emis în data de 04 iunie 2018, lucrările de construcție și montaj fiind în desfășurare.

Lucrările de automatizare și securizare conductă se execută pe întregul traseu, de la KM 0 (în zona localității Podișor, Județ Giurgiu) la KM 479 (în zona localității Recaș, Județ Timiș). Contractul a fost semnat în data de 24 iulie 2018 iar ordinul de începere a lucrărilor a fost emis în data de 30 august 2018.

Ordinul de începere a lucrărilor pentru **lucrările de execuție stații de comprimare STC Podișor, STC Jupa și STC Bibești** a fost emis în data de 16 aprilie 2018, lucrările de construcție și montaj desfășurându-se în toate cele trei stații de comprimare.

ROMÂNIA Societatea Națională de Transport Gaze Naturale TRANSGAZ S.A. MEDIAȘ J32/301/2000

Modificări față de Planurile anterioare de Dezvoltare a Sistemului Național de Transport gaze naturale

Urmare a finalizării Studilor de prefezabilitate, fezabilitate și a proiectului tehnic, au apărut următoarele modificări:

	PDSNT 2014 - 2023	PDSNT 2017 - 2026	PDSNT 2018 - 2027	PDSNT 2019 - 2028
Descrierea proiectului	Conductă Podişor-Corbu 32" x 55 bar x 81 km; Conductă Băcia-Haţeg-Jupa- Recaş 32"x55 bar x 167 km; Trei staţii de comprimare gaze (SC Corbu, SC Haţeg I şi SC Horia I) cu o putere totală instalată de aproximativ P_{inst} = 49,5 MW; Conductă Corbu–Hurezani–Hateg 32" x 55 bar x 250 km; Conductă Recaş–Horia 32" x 55 bar x 47 km; Amplificare staţie de măsurare Horia.	S-a împărţit proiectul pe două faze: **Faza I:** Conductă Podişor–Recaş 32" x 63 bar în lungime de aproximativ 479 km; Trei staţii de comprimare gaze (SC Podişor, SC Bibeşti şi SC Jupa), fiecare staţie fiind echipată cu două agregate de comprimare (unul în funcţiune şi unul în rezervă), cu posibilitatea de asigurare a fluxului bidirecţional de gaze naturale. **Faza II:** Conductă Recaş–Horia 32" x 63 bar în lungime de aproximativ 50 km; Amplificarea celor trei staţii de comprimare (SC Podişor, SC Bibeşti şi SC Jupa) prin montarea unui agregat suplimentar de comprimare în fiecare staţie; Amplificarea staţiei de măsurare gaze naturale existente SMG Horia.	S-a împărţit proiectul în două proiecte distincte, din care: **Faza I:** Conductă Podişor–Recaş 32" x 63 bar în lungime de aproximativ 479 km; Trei staţii de comprimare gaze (SC Podişor, SC Bibeşti şi SC Jupa), fiecare staţie fiind echipată cu două agregate de comprimare (unul în funcţiune şi unul în rezervă), cu posibilitatea de asigurare a fluxului bidirecţional de gaze naturale.	Nu sunt modificări.
Termenul estimat de finalizare	2019	Faza I: 2019 Faza II: 2020	Faza I: 2019	Faza I: 2020
Valoarea totală estimată a proiectului (mil. Euro)	560	547,39	Faza I: 478,6	Nu sunt modificări.

ROMÂNIA Societatea Națională de Transport Gaze Naturale TRANSGAZ S.A MEDIAȘ J32/301/2000

7.1.2 Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Naţional de Transport Gaze Naturale pe Coridorul Bulgaria–România–Ungaria–Austria (BRUA) – Faza II

Spre deosebire de BRUA Faza I care este considerat un proiect de Securitate a Aprovizionării (Security of Supply–SoS), BRUA Faza II este considerat un proiect comercial, iar Decizia Finală de Implementare se va lua doar dacă proiectul este comercial viabil.

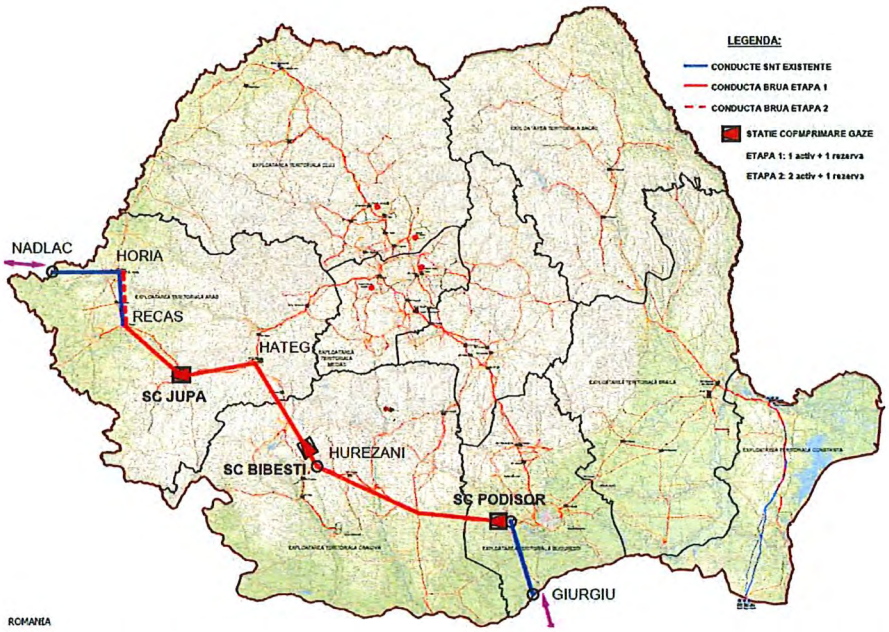


Figura 3 – Harta proiectului major de dezvoltare al coridorului Bulgaria-România-Ungaria-Austria – Faza II

Descrierea proiectului

Faza II care constă în realizarea următoarelor obiective:

- conductă Recaş–Horia 32" x 63 bar în lungime de aproximativ 50 km;
- amplificarea celor trei staţii de comprimare (SC Podişor, SC Bibeşti şi SC Jupa) prin montarea unui agregat suplimentar de comprimare în fiecare staţie;
- amplificarea staţiei de măsurare gaze existente SMG Horia.

Implementarea Proiectului BRUA–Faza II are drept rezultat asigurarea posibilității fizice de curgere bidirecțională permanentă între interconectările cu Bulgaria și cu Ungaria, asigurându-se următoarele capacităţi de transport gaze naturale:

- capacitate de transport spre Ungaria de 4,4 mld. mc/an, respectiv de 1,5 mld. mc/an spre Bulgaria.

Calendarul estimativ de dezvoltare a proiectului:

Etape de dezvoltare	Stadiu/Data estimată de finalizare
Studiu de prefezabilitate	Finalizat
Studiu de fezabilitate	Finalizat
Obținere Acord de mediu	Finalizat
Proiect tehnic și documentaţie tehnică pentru obţinere autorizaţii de construire	Finalizat

ROMÂNIA Societatea Națională de Transport Gaze Naturale TRANSGAZ S.A. MEDIAŞ 45 J32/301/2000

Etape de dezvoltare	Stadiu/Data estimată de finalizare
Luarea deciziei finale de investiţie Faza II	2019*
Construcţie Faza II	Anul 2022*
Punere în funcţiune Faza II	Anul 2022*
Începere operare Faza II	Anul 2022*

** Finalizarea Fazei II depinde de procedura de rezervare de capacitate la IP Csanadpalota și de calendarul de derulare a acestei proceduri.*

Termen estimat de finalizare: anul 2022

Valoarea totală a investiţiei: 68,8 milioane Euro

SNTGN Transgaz SA împreună cu FGSZ au demarat la finalul anului 2017 procedura de Sezon Deschis Angajant pentru Punctul de Interconectare România–Ungaria (Csanadpalota), procedură ce se află în curs de derulare.

Inițial, capacitatea oferită a fost supra-subscrisă demonstrând astfel interesul pieței și asigurând viabilitatea comercială a proiectului BRUA Faza II, testele economice fiind trecute cu succes.

În termenul legal (până la 14 decembrie 2018), unii utilizatorii de rețea care au rezervat capacitate în cadrul procedurii de Sezon Deschis și-au exercitat dreptul de a renunța la capacitatea rezervată. În această situație, procedura va continua cu perioada a III-a de depunere a ofertelor de rezervare de capacitate, în conformitate cu prevederile Manualului Procedurii de Sezon Deschis Angajant RO-HU.

Încadrare proiect în planuri internaţionale

- **Proiect PCI (prima listă):** 7.1.5;
- **Proiect PCI (a doua listă):** Faza II: 6.24.7;
- **Proiect PCI (a treia listă):** Faza II: 6.24.4–4 în cadrul ***"Grupului 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 fază și 4,4 mld. mc/an în cea de a doua fază, cu posibilitatea preluării inclusiv resurse noi din Marea Neagră în a doua și a treia etapă"*** ;
- **TYNDP ENTSOG 2018**: TRA-N-358.

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

ROMÂNIA * Societatea Națională de Transport Gaze Naturale TRANSGAZ S A MEDIAȘ J32/301/2000

Modificări față de Planurile anterioare de Dezvoltare a Sistemului Național de Transport gaze naturale

	PDSNT 2014-2023	PDSNT 2017-2026	PDSNT 2018-2027	PDSNT 2019-2028
Descrierea proiectului	Conductă Podişor-Corbu 32" x 55 bar x 81 km; Conductă Băcia-Haţeg-Jupa- Recaş 32" x 55 bar x 167 km; Trei staţii de comprimare gaze naturale (SC Corbu, SC Haţeg I şi SC Horia I) cu o putere totală instalată de aproximativ P_{inst} = 49,5 MW; Conductă Corbu – Hurezani – Hateg 32" x 55 bar x 250 km; Conductă Recaş–Horia 32" x 55 bar x 47 km; Amplificare staţie de măsurare Horia.	S-a împărţit proiectul pe două faze: **Faza I:** Conductă Podişor–Recaş 32" x 63 bar în lungime de aproximativ 479 km; Trei staţii de comprimare gaze (SC Podişor, SC Bibeşti şi SC Jupa), fiecare staţie fiind echipată cu două agregate de comprimare (unul în funcţiune şi unul în rezervă), cu posibilitatea de asigurare a fluxului bidirecţional de gaze naturale. **Faza II** Conductă Recaş–Horia 32" x 63 bar în lungime de aproximativ 50 km; Amplificarea celor trei staţii de comprimare (SC Podişor, SC Bibeşti şi SC Jupa) prin montarea unui agregat suplimentar de comprimare în fiecare staţie; Amplificarea staţiei de măsurare gaze naturale existente SMG Horia.	S-a împărţit proiectul în două proiecte distincte, din care: **Faza II:** Conductă Recaş–Horia 32" x 63 bar în lungime de aproximativ 50 km; Amplificarea celor trei staţii de comprimare (SC Podişor, SC Bibeşti şi SC Jupa) prin montarea unui agregat suplimentar de comprimare în fiecare staţie; Amplificarea staţiei de măsurare gaze naturale existente SMG Horia.	Nu sunt modificări.
Termenul estimat de finalizare	2019	Faza I: 2019 Faza II: 2020	Faza II: 2022	Nu sunt modificări.
Valoarea totală estimată a proiectului (mil. Euro)	560	547,39	Faza II: 68,8	Nu sunt modificări.

ROMÂNIA Societatea Națională de Transport Gaze Naturale TRANSGAZ S A MEDIAȘ J32/301/2000

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

În contextul în care Europa devine tot mai dependentă de importurile de gaze naturale, accesul la noi surse devine o necesitate imperioasă. Studiile şi evaluările realizate până în prezent au evidenţiat zăcăminte de gaze naturale semnificative în Marea Neagră.

În aceste condiţii dezvoltarea pe teritoriul României a unei infrastructuri de transport gaze naturale de la ţărmul Mării Negre până la graniţa România-Ungaria reprezintă una din priorităţile 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 şi pe piețele central europene.

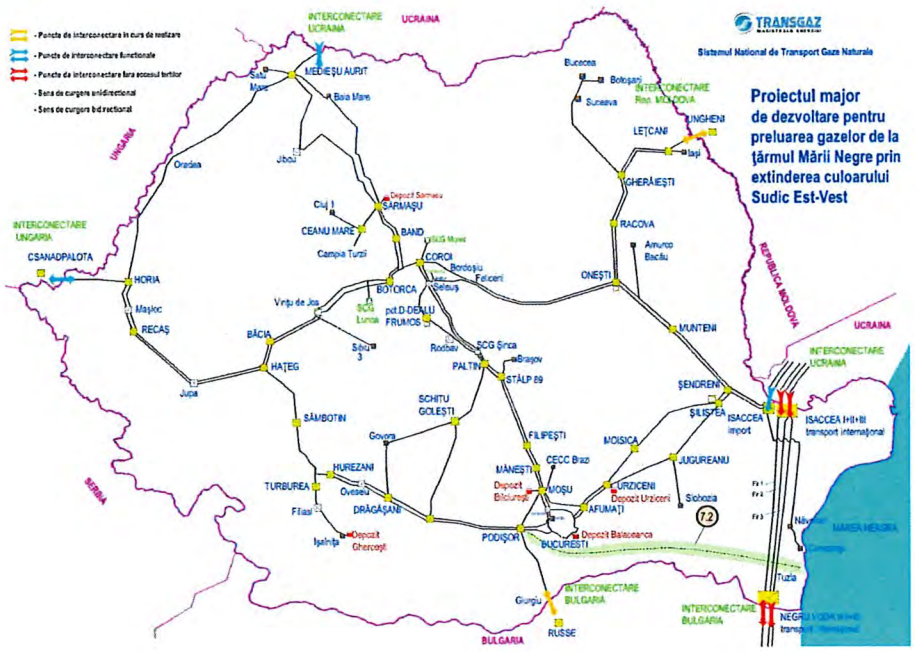


Figura 4 - Harta proiectului major de dezvoltare pentru preluarea gazelor de la ţărmul Mării Negre prin extinderea culoarului Sudic Est-Vest

Descrierea proiectului

Obiectivul major al acestei investiţii constă în construirea unei conducte telescopice de transport gaze naturale Tuzla–Podișor, în lungime de 308,3 km și DN 1200 respectiv DN 1000, care să facă legătura între resursele de gaze naturale disponibile la ţărmul Mării Negre şi coridorul BULGARIA–ROMÂNIA–UNGARIA–AUSTRIA, astfel asigurându-se posibilitatea transportului gazelor naturale spre Bulgaria și Ungaria prin interconectările existente Giurgiu–Ruse (cu Bulgaria) şi Nădlac–Szeged (cu Ungaria). De asemenea, această conductă se va interconecta cu actuala conductă internațională de transport gaze naturale T1.
Conducta este amplasată în zona de sud-est a țării, iar traseul acesteia urmează direcția generală de la Sud-Est spre Vest, traversând județele: Constanța, Călărași și Giurgiu.

ROMÂNIA Societatea Națională de Transport Gaze Naturale TRANSGAZ S.A MEDIAȘ J32/301/2000

Conducta este telescopică și este formată din două tronsoane, după cum urmează:

- tronsonul I, Țărmul Mării Negre–Amzacea, în lungime de 32,4 km, va avea un diametru de Ø 48" (DN1200) și capacitate tehnică de 12 mld. mc/an;
- tronsonul II, Amzacea–Podișor, în lungime de 275,9 km, va avea un diametru de Ø40" (DN1000) și capacitate tehnică de 6 mld. mc/an.

Calendarul estimativ de dezvoltare a proiectului:

Etape de dezvoltare	Stadiu/ Data estimată de finalizare conform PDSNT 2018-2027	Stadiu/Data estimată de finalizare actualizată
Studiu de prefezabilitate	Finalizat	Finalizat
Studiu de fezabilitate	Finalizat	Finalizat
Proiect Tehnic	Finalizat	Finalizat
Studiu de impact asupra mediului	Finalizat	Finalizat
Obținere Acord de Mediu	Finalizat	Finalizat
Documentație tehnică pentru obținerea autorizațiilor de construire	Finalizată	Finalizată
Obținerea autorizației de construire	Finalizat	Finalizat
Obținere decizie exhaustivă	2018	Obținută 2019
Luarea deciziei finale de investiție	2018	2019
Construcție	2019-2020	2019-2021*
Punere în funcțiune	2020	2021*

**Condiționat de luarea deciziei finale de investiții.*

Termen estimat de finalizare: anul 2021.

Valoarea estimată a investiţiei: 360,4 milioane Euro.

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

Încadrare proiect în planuri internaţionale

- **Proiect PCI (a doua lista)**: 6.24.8;
- **Proiect PCI (a treia lista)**: 6.24.4-5: „Conductă *ţărmul Mării Negre-Podișor (RO) pentru preluarea gazelor din Marea Neagră"* în cadrul "**Grupului 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 cea de-a doua și a treia etapă**";
- lista proiectelor prioritare condiţionate elaborată în cadrul grupului CESEC;
- **TYNDP ENTSOG 2018:** TRA-N-362.

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

Modificări față de Planurile anterioare de Dezvoltare a Sistemului Național de transport gaze naturale

Urmare a finalizării Studilor de prefezabilitate și fezabilitate au apărut următoarele modificări:

	PDSNT 2014-2023	PDSNT 2017-2026	PDSNT 2018-2027	PDSNT 2019-2028
Descrierea proiectului	Lungimea conductei: 285 km	Lungimea conductei: 307 km	Lungimea conductei: 308,2 km	Lungimea conductei: 308,3 km
Termenul estimat de finalizare	2019	2020	2020	2021*
Valoarea totală estimată a proiectului (mil.Euro)	262,4	278,3	360,4	360,4

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

Acest proiect este deosebit de important deoarece:

- prin implementarea sa se creează un culoar de transport gaze naturale între piețele din 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. 1938/2017;
- prin implementarea sa se crează posibilitatea preluării în sistemul românesc de transport a gazelor naturale descoperite în Marea Neagră, pentru valorificarea acestora pe piața românească și pe piețele regionale.

Societatea Națională de Transport Gaze Naturale ROMGAZ TRANSGAZ S.A MEDIAȘ J32/301/2000

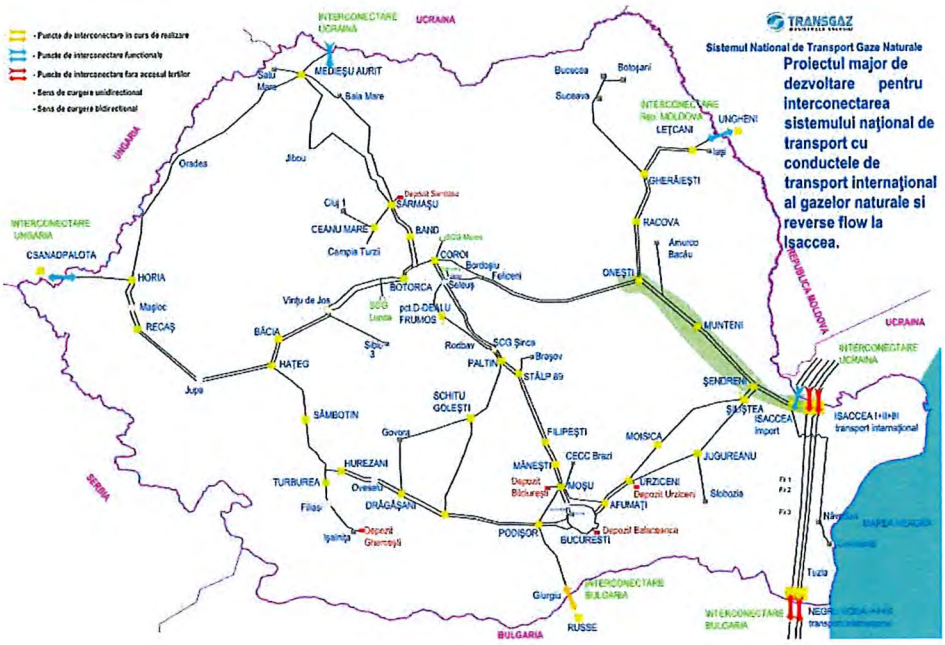


Figura 5 - Harta proiectului major de dezvoltare pentru interconectarea SNT cu conducta de transport internațional Tranzit 1 și reverse flow Isaccea

Descrierea proiectului:

Proiectul va consta în următoarele:

Etapa 1 – categoria de infrastructură energetică "Conducte pentru transportul de gaze și biogaz care fac parte dintr-o rețea care cuprinde în principal conducte de înaltă presiune, cu excepția conductelor de înaltă presiune utilizate pentru distribuția în amonte sau locală de gaze", cu următoarele obiective de investiții:

- interconectare Isaccea, amplasament U.A.T. Isaccea;
- reabilitarea conductei DN 800 Onești-Cosmești.

Etapa 2 – categoria de infrastructură energetică "Orice echipamente sau instalații esențiale pentru funcționarea securizată, eficientă și în condiții de siguranță a sistemului sau pentru a asigura capacitatea bidirecțională, inclusiv stații de comprimare", cu următoarele obiective de investiții:

- modernizarea Stației de Comprimare Gaze Siliștea existente, inclusiv a Nodului Tehnologic (NT) Siliștea, amplasat în Unitatea Administrativ Teritorială (U.A.T.) Siliștea, județul Brăila;
- lucrări în Nodul Tehnologic Șendreni existent, amplasat în U.A.T. Vădeni, județul Brăila;
- modernizarea Stației de Comprimare Gaze Onești existente, inclusiv a Nodului Tehnologic Onești, amplasament U.A.T. Onești, județul Bacău.

Proiectul nu dezvoltă capacități suplimentare pe punctul de intrare/ieșire în SNT la Negru Vodă.

ROMÂNIA * Societatea Națională de Transport Gaze Naturale TRANSGAZ S.A MEDIAȘ J32/301/2000

Calendarul estimativ de dezvoltare a proiectului:

Etape de dezvoltare	Stadiu/ Data estimată de finalizare conform PDSNT 2018-2027	Stadiu/Data estimată de finalizare actualizată
Etapa 1	**2018**	**2018**
Studiu de prefezabilitate	Finalizat	Finalizat
Studiu de fezabilitate	Finalizat	Finalizat
Studiu de impact asupra mediului	Finalizat	Finalizat
Documentaţie tehnică pentru obţinerea autorizaţiilor de construire	Finalizat	Finalizat
Obținerea autorizațiilor de construire	Finalizat	Finalizat
Decizia exhaustivă	Anul 2018	Obținută
Construcție	Anul 2018	Finalizat
Punere în funcţiune/începere operare	Anul 2018	Finalizat
Etapa 2	**2019**	**2020**
Studiu de prefezabilitate	Finalizat	Finalizat
Studiu de fezabilitate	Finalizat	Finalizat
Caiet de sarcini proiectare și execuție	Decembrie 2018	Finalizat
Achiziția lucrărilor de proiectare și execuție	Ianuarie 2019	2019
Decizia exhaustivă	Ianuarie 2019	2019
Finalizarea proiectului tehnic și a detaliilor de execuție/ obținerea autorizațiilor de construire	Ianuarie 2019	2020
Construcție	Anul 2019	2020
Punere în funcţiune/începere operare	Anul 2019	2020

Termen estimat de finalizare: 2018 pentru Etapa 1 și 2020 pentru Etapa 2

Valoarea estimată a investiţiei: 77,7 milioane EURO

Defalcarea costurilor:

Etapa 1	8,8 mil. Euro
Etapa 2	68,9 mil. Euro
TOTAL	**77,7 mil. Euro**

Societatea Națională de Transport Gaze Naturale ROMGAZ S.A. TRANSGAZ S.A MEDIAȘ J32/301/2000

Încadrare proiect în planuri internaţionale

- **Proiect PCI (a doua lista)**: 6.15;
- **Proiect PCI (a treia lista)**: 6.24.10-1 **"Grupul de proiecte care presupune creşterea etapizată a capacităţii coridorului de transport bidirecţional Bulgaria–România–Ungaria–Austria (cunoscut în prezent ca şi ROHUAT/BRUA) care va permite 1,75 mld. mc/an în prima etapă şi 4,4 mld. mc/an în cea de a doua etapă, cu posibilitatea preluării inclusiv a noilor resurse de la Marea Neagră în cea de-a doua şi a treia etapă";**
- **TYNDP ENTSOG 2018:** TRA-N-139.

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

Modificări faţă de Planurile anterioare de Dezvoltare a Sistemului Naţional de transport gaze naturale

Urmare a finalizării Studilor de prefezabilitate şi fezabilitate au apărut următoarele modificări:

	PDSNT 2014-2023	PDSNT 2017-2026	PDSNT 2018-2027	PDSNT 2019-2028
Descrierea proiectului	Proiectul va consta în următoarele: -modernizarea şi amplificarea staţiei de comprimare Siliştea; -staţie nouă de comprimare la Oneşti; -interconectare SMG Isaccea 1 (SNT cu Tranzit 1); -reabilitarea tronsoanelor de conductă Cosmeşti–Oneşti (66,2 km) şi Siliştea-Şendreni (11,3 km).	Proiectul va consta în următoarele: -modernizarea şi amplificarea staţiei de comprimare Siliştea; -staţie nouă de comprimare la Oneşti; -interconectare SMG Isaccea 1 (SNT cu Tranzit 1); -reabilitarea tronsoanelor de conductă Cosmeşti; – Oneşti (66,2 km) şi Siliştea-Şendreni (11,3 km).	Împărţirea proiectului în două faze: Faza I: -lucrări de interconectare între SNT şi conducta de transport internaţional T1, în zona staţiei de măsurare Isaccea; -reparaţia conductei DN 800 Cosmeşti - Oneşti (66,0 km). Faza II: -modernizarea şi amplificarea Staţiei de comprimare Siliştea; -modernizarea şi amplificarea Staţiei de comprimare Oneşti; -modificări în interiorul NT Siliştea, NT Şendreni şi NT Oneşti.	Nu sunt modificări.
Termenul estimat de finalizare	2018	2019	Faza I: 2018 Faza II:2019	Etapa 1: 2018 Etapa 2: 2020
Valoarea totală estimată a proiectului (mil.Euro)	65	65	Faza I: 8,8 Faza II: 92,2	Etapa 1: 8,8 Etapa 2: 68,9

ROMÂNIA Societatea Naţională de Transport Gaze Naturale TRANSGAZ S.A. MEDIAŞ J32/301/2000

7.4 Dezvoltări ale SNT în zona de Nord–Est a României în scopul îmbunătăţirii aprovizionării cu gaze naturale a zonei precum și a asigurării capacităţilor de transport spre/dinspre Republica Moldova

Având în vedere necesitatea îmbunătăţirii alimentării cu gaze naturale a regiunii de nord-est a României şi ţinând seama de perspectiva oferită de conducta de interconectare dintre România şi Republica Moldova (Iaşi–Ungheni), de a oferi capacităţi de transport gaze naturale spre/dinspre Republica Moldova, sunt necesare o serie de dezvoltări în sistemul românesc de transport gaze naturale astfel încât să poată fi asiguraţi parametrii tehnici adecvaţi cerinţelor de consum din regiunile vizate.

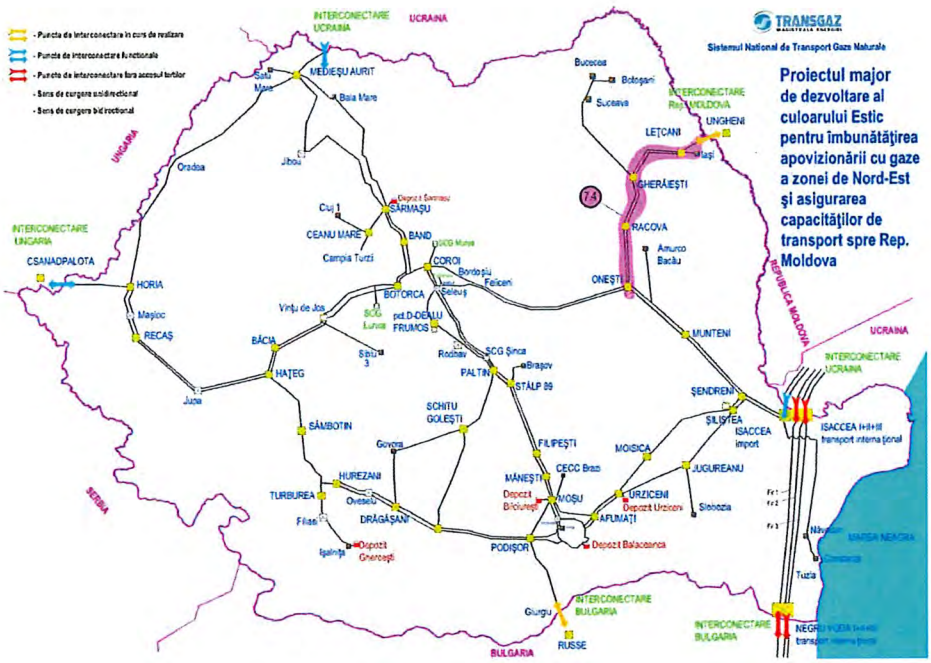


Figura 6 - Dezvoltări ale SNT în zona de Nord–Est a României

Descrierea proiectului:

În scopul eficientizării atât a procesului de implementare, cât și al obținerii de finanțări în cadrul programelor puse la dispoziție din fonduri europene de dezvoltare regională, proiectul a fost împărțit în sub-proiecte:

- construirea unei conducte de transport gaze naturale noi DN 700, Pn 55 bar, pe direcția Oneşti–Gherăeşti în lungime de 104,1 km; traseul acestei conducte va fi paralel în mare parte cu conductele existente DN 500 Oneşti–Gherăeşti;
- construirea unei conducte noi de transport gaze naturale DN 700, Pn 55 bar, pe direcția Gherăești–Leţcani în lungime de 61,05 km; această conductă va înlocui conducta existentă DN 400 Gherăești–Iaşi pe tronsonul Gherăești–Leţcani;
- construirea unei Staţii de comprimare gaze noi la Oneşti, având o putere instalată de 9,14 MW, 2 compresoare de câte 4,57 MW, unul activ și unul de rezervă;
- construirea unei Staţii de comprimare gaze noi la Gherăeşti, având o putere instalată de 9,14 MW, 2 compresoare de câte 4,57 MW, unul activ și unul de rezervă.

ROMÂNIA Societatea Națională de Transport Gaze Naturale TRANSGAZ S.A. MEDIAȘ J32/301/2000

Calendarul estimativ de dezvoltare a proiectului:

Etape de dezvoltare	Stadiu/Data estimată de finalizare conform PDSNT 2018-2027	Stadiu/Data estimată de finalizare actualizată
Studiu de soluție	Finalizat	Finalizat
Studiu de fezabilitate	Finalizat	Finalizat
Proiectului tehnic pentru conducte	Finalizat	Finalizat
Proiectului tehnic pentru Stațiile de Comprimare	Finalizat	Finalizat
Obținerea autorizațiilor de construire conducte	Finalizat	Finalizat
Obținerea autorizațiilor de construire stații de comprimare	Finalizat	Finalizat
Construcție	2018-2019	2019-2021
Punere în funcţiune/începere operare	2019	2021

Termen estimat de finalizare a proiectului: anul 2021

Valoarea totală estimată a investiţiei: 174,25 milioane Euro

Valoarea estimată a investiţiei	Conform PDSNT 2018-2027	Actualizată
Valoare estimată pentru achiziția de materiale		64,95 mil.Euro
Conductă de transport gaze naturale Onești–Gherăești	51,01 mil Euro	17,32 mil. Euro
Conductă de transport gaze naturale Gherăești–Letcani	36,06 mil Euro	15,19 mil. Euro
Staţie de comprimare Onești	41,75 mil Euro	48,46 mil.Euro
Staţie de comprimare Gherăești	37,06 mil Euro	
Automatizare și securizare conductă	8,37 mil Euro	
Alte activități (obținerea terenului, proiectare, consultanță tehnică, audit și asistență tehnică		28,32 mil.Euro
TOTAL	**174,25 mil Euro**	**174,25 mil Euro**

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

Proiectul îndeplinește criteriile de eligibilitate ale Programului Operațional Infrastructură Mare (POIM) Axa prioritară (AP) 8–Obiectivul Strategic (OS) 8.2, program derulat de Autoritatea de Management din cadrul Ministerului Fondurilor Europene și beneficiază de o alocare financiară nerambursabilă prin AP8–„Sisteme inteligente si sustenabile de transport al energiei electrice și gazelor naturale", în valoare de 214.496.026,71 lei (46,3 mil. EURO).

În acest sens la data de 22.11.2018 a fost semnat contractul de finanțare nr. 226 cu Ministerul Fondurilor Europene.

Încadrare proiect în planuri internaţionale

- **TYNDP ENTSOG 2018**: TRA-N-357

Modificări faţă de Planurile anterioare de Dezvoltare a Sistemului Naţional de transport gaze naturale

Urmare a finalizării studilor de prefezabilitate, fezabilitate şi a proiectului tehnic au apărut următoarele modificări:

	PDSNT 2014-2023	PDSNT 2017-2026	PDSNT 2018-2027	PDSNT 2019-2028
Descrierea proiectului	Lungime conducte: 163 km	Lungime conducte: 165 km	Lungime conducte: 165,15 km	Nu sunt modificări.
Termenul estimat de finalizare	2017	2019	2019	2021
Valoarea totală estimată a proiectului (mil.Euro)	110	131,7	174,25	Nu sunt modificări.

7.5 Amplificarea coridorului bidirecţional de transport gaze naturale Bulgaria–România–Ungaria–Austria (BRUA-Faza III)

În ipoteza în care capacităţile de transport necesare valorificării gazelor naturale din Marea Neagră pe pieţele central-vest europene depăşesc potenţialul de transport al coridorului BRUA Faza II, TRANSGAZ a planificat dezvoltarea **coridorului central** care urmăreşte practic traseul unor conducte din sistemul actual dar care actualmente funţionează la parametrii tehnici neadecvaţi pentru o arteră magistrală.

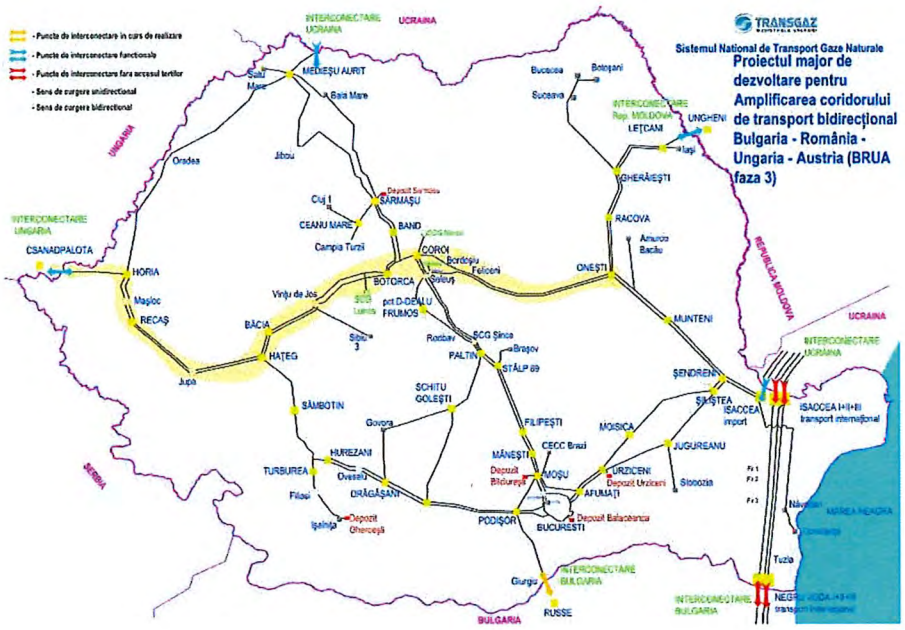


Figura 7- Dezvoltare BRUA 3

ROMÂNIA Asociaţia Naţională de Transport Gaze Societatea TRANSGAZ S.A MEDIAŞ J32/301/2000 56

Descrierea proiectului

În funcţie de volumele de gaze naturale disponibile la ţărmul Mării Negre, (care nu vor putea fi preluate de Culoarul BRUA), pe termen lung se are în vedere dezvoltarea capacităţii de transport pe culoarul Oneşti–Coroi–Haţeg–Nădlac.

Dezvoltarea acestui culoar de transport gaze naturale presupune următoarele:

- reabilitarea unor conducte existente ce aparţin SNT;
- înlocuirea unor conducte existente ce aparţin SNT cu conducte noi sau construirea unor conducte noi instalate în paralel cu conductele existente;
- dezvoltarea a 4 sau 5 staţii noi de comprimare cu o putere totală instalată de aprox. 66-82,5MW;
- creșterea capacități de transport gaze naturale spre Ungaria cu 4,4 mld. mc/an.

În prezent Transgaz a elaborat studiul de prefezabilitate 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.

Cele două proiecte sunt:

1. Asigurarea curgerii reversibile pe interconectarea România–Ungaria:
   - **Proiect PCI (a doua listă):** 6.25.3;
   - **Proiect PCI (a treia listă):** 6.24.10–poziția 2;
   - **Coridor prioritar**: NSI EAST;
   - **TYNDP ENTSOG 2018**: TRA-N-959.

   Proiectul va consta în următoarele:
   - conductă nouă de transport gaze naturale Băcia–Haţeg–Horia–Nădlac în lungime de aproximativ 280 km;
   - doua staţii noi de comprimare gaze naturale amplasate de-a lungul traseului.
2. Dezvoltarea SNT între Onești și Băcia:
   - **Proiect PCI (a doua listă):** 6.25.3;
   - **Proiect PCI (a treia listă):** 6.24.10–poziția 2;
   - **Coridor prioritar**: NSI EAST;
   - **TYNDP ENTSOG 2018**: TRA-N-959.

   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 staţii noi de comprimare gaze naturale.

Încadrare proiect în planuri internaţionale

Proiectele de mai sus au fost comasate pe lista actualizată (Lista 3/2017) a **proiectelor de interes comun** publicată ca şi anexă la Regulamentul 347/2013 fiind incluse la poziția **6.24.** sub denumirea **"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 cea de-a doua și a treia etapă".

Termen de finalizare pentru întreg coridorul: anul 2025

Valoarea estimată a investiţiei: 530 milioane Euro

Subliniem 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.

Modificări față de Planurile anterioare de Dezvoltare a Sistemului Național de transport gaze naturale

Urmare a reconsiderării proiectului 7.3 *Interconectarea SNT cu conducta de transport internațional gaze naturale T1 și reverse flow Isaccea*, au apărut următoarele modificări:

	PDSNT 2014-2023	PDSNT 2017-2026	PDSNT 2018-2027	PDSNT 2019-2028
Descrierea proiectului	Culoarul central Isaccea-Şendreni–Oneşti–Coroi–Haţeg–Horia.	A fost reconsiderat întregul proiect (culoarul pornește de la Onești la Nădlac)	Culoarul pornește de la Onești la Nădlac	Nu sunt modificări.
Termenul estimat de finalizare	2023	2023	2023	2025
Valoarea totală estimată a proiectului (mil. Euro)	544	530	530	Nu sunt modificări.

7.6 Noi dezvoltări ale SNT în scopul preluării gazelor de la ţărmul Mării Negre

Având în vedere zăcămintele de gaze naturale descoperite în Marea Neagră, Transgaz intenţionează 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 discuţiilor avute/iniţiate de Transgaz pe parcursul anului 2015 cu titulari de licenţe de explorare şi exploatare a perimetrelor din Marea Neagră.

ROMÂNIA
TRANSGAZ
S.A
MEDIAŞ
J32/301/2000
Societatea Națională de Transport Gaze Naturale

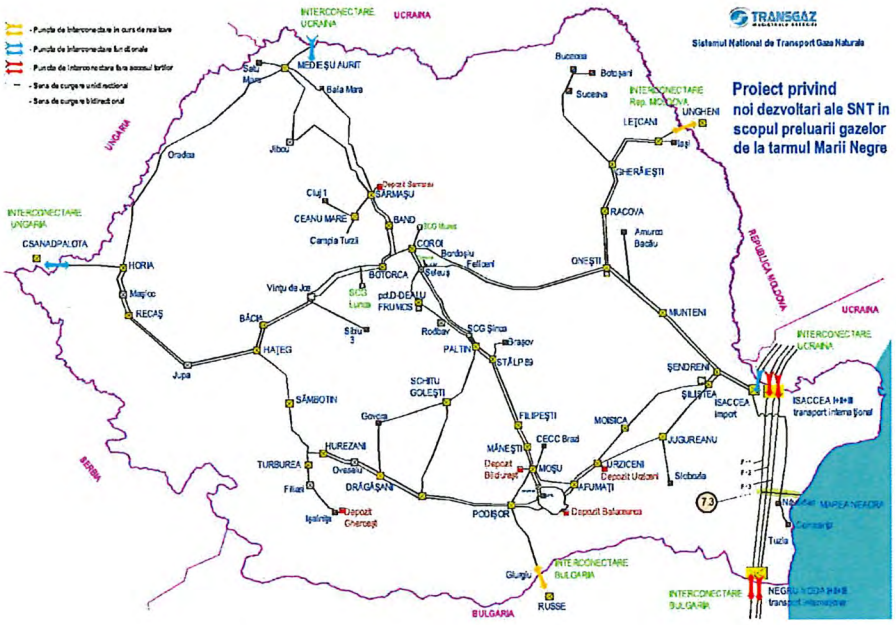


Figura 8 - Dezvoltări ale SNT la Marea Neagră

Descrierea proiectului

Transgaz a finalizat studiul de fezabilitate și proiectul tehnic pentru o conductă de transport gaze naturale în lungime de aproximativ 25 km și diametru DN 500, de la ţărmul Mării Negre până la conducta existentă de transport internaţional gaze naturale T1. Capacitatea de transport este 1,23 mld. mc/an-conform procesului Open-Season publicat pe site-ul Transgaz.

Calendarul estimativ de dezvoltare a proiectului:

Etape de dezvoltare	Stadiu/ Data estimată de finalizare conform PDSNT 2018-2027	Stadiu/Data estimată de finalizare actualizată
Studiu de prefezabilitate	Finalizat	Finalizat
Studiu de fezabilitate	Finalizat	Finalizat
Documentaţie tehnică pentru obţinerea autorizaţiilor de construire	Finalizat	Finalizat
Obţinerea autorizaţiilor de construire	Finalizat	Finalizat
Obţinerea deciziei exhaustive	Obţinută	Obţinută
Luarea deciziei finale de investiţie	Anul 2018	2019
Construcţie	2018-2019	2019-2020
Punere în funcţiune/începere operare	2019	2021

Termen estimat de finalizare: anul 2021, acesta depinzând de graficele de realizare a proiectelor offshore din amonte.

Valoarea estimată a investiţiei: 9,14 milioane Euro

ROMÂNIA Societatea Naţională de Transport Gaze Naturale TRANSGAZ S.A. MEDIAŞ J32/301/2000

Încadrare proiect în planuri internaţionale

- **Proiect PCI (a treia lista)**: 6.24.10-3 în cadrul ***"Grupului 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 fază și 4,4 mld. mc/an în cea de a doua fază, cu posibilitatea preluării inclusiv resurse noi din Marea Neagră în a doua și a treia etapă"*** ;
- **TYNDP ENTSOG 2018:** TRA-N-964.

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

Modificări față de Planurile anteriore de Dezvoltare a Sistemului Național de Transport gaze naturale

Urmare a finalizării Proiectului Tehnic au apărut următoarele modificări:

	PDSNT 2017-2026	PDSNT 2018-2027	PDSNT 2019-2028
Descrierea proiectului	Conductă în lungime de 25 km și diametru DN 500	Conductă în lungime de 25 km și diametru DN 500	Nu sunt modificări.
Termenul estimat de finalizare	2019	2019	2021
Valoarea totală estimată a proiectului (mil. Euro)	9	9,14	Nu sunt modificări.

7.7 Interconectarea România–Serbia – interconectarea Sistemului Național de Transport gaze naturale cu sistemul similar de transport gaze naturale din Serbia

În contextul prevederilor Strategiei Europene privind Uniunea Energiei și a acțiunilor de implementare a obiectivelor acestei strategii (competitivitate, sustenabilitate și securitatea aprovizionării cu energie), România acordă interes deosebit asigurării dimensiunii securității energetice, dezvoltării infrastructurii energetice prin diversificarea surselor și rutelor de transport energetic, întăririi solidarității între statele membre și asigurării funcționării eficiente a pieței energiei.

În scopul întăririi gradului de interconectivitate între sistemele de transport gaze naturale din statele membre UE și al creșterii securității energetice în regiune, se înscrie și proiectul privind realizarea interconectării Sistemului Național de Transport gaze naturale din România cu cel din Serbia.

Varianta analizată de export gaze naturale spre Serbia este de preluare a gazelor naturale din viitoarea conductă BRUA (Faza I).

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 de transport gaze

naturale din Serbia pe direcția Recaș–Mokrin în lungime de aproximativ 97 km și a unei stații stații de măsurare gaze naturale.

Descrierea proiectului:

Proiectul "Interconectarea Sistemului Național de Transport Gaze Naturale din România cu sistemul similar de transport gaze naturale din Serbia" presupune construirea unei conducte noi de transport gaze naturale ce va asigura conexiunea dintre conducta magistrală de transport gaze naturale "BRUA" și Nodul Tehnologic Mokrin din Serbia.

Pe teritoriul României, conducta de transport gaze naturale se va cupla la conducta BRUA Faza I (localitatea Petrovaselo, județul Timiș) și va avea lungimea de 85,56 km (granița dintre România și Serbia-localitatea Comloșu Mare, județul Timiș).

În urma calculelor hidraulice a rezultat diametrul de 24" (DN 600) la presiunea de proiectare de 63 bar.

Proiectul va consta în următoarele:

- construirea unei conducte noi de interconectare pe direcția Recaș–Mokrin în lungime de aprox. 97 km din care aprox. 85 km pe teritoriul României și 12 km pe teritoriul Serbiei cu următoarele caracteristici:
  - presiunea în conducta BRUA zona Recaș: 50-54 bar (PN BRUA–63 bar);
  - diametrul Conductei de interconectare: DN 600;
  - capacitate transport: max. 1 mld Smc/an (115 000 Smc/h), pres. în Mokrin: 48,4-52,5 bar;
  - capacitate transport: max. 1,6 mld Smc/an (183 000 Smc/h), pres în Mokrin: 45,4-49,9 bar;
- construirea unei stații de măsurare gaze naturale (amplasată pe teritoriul României).

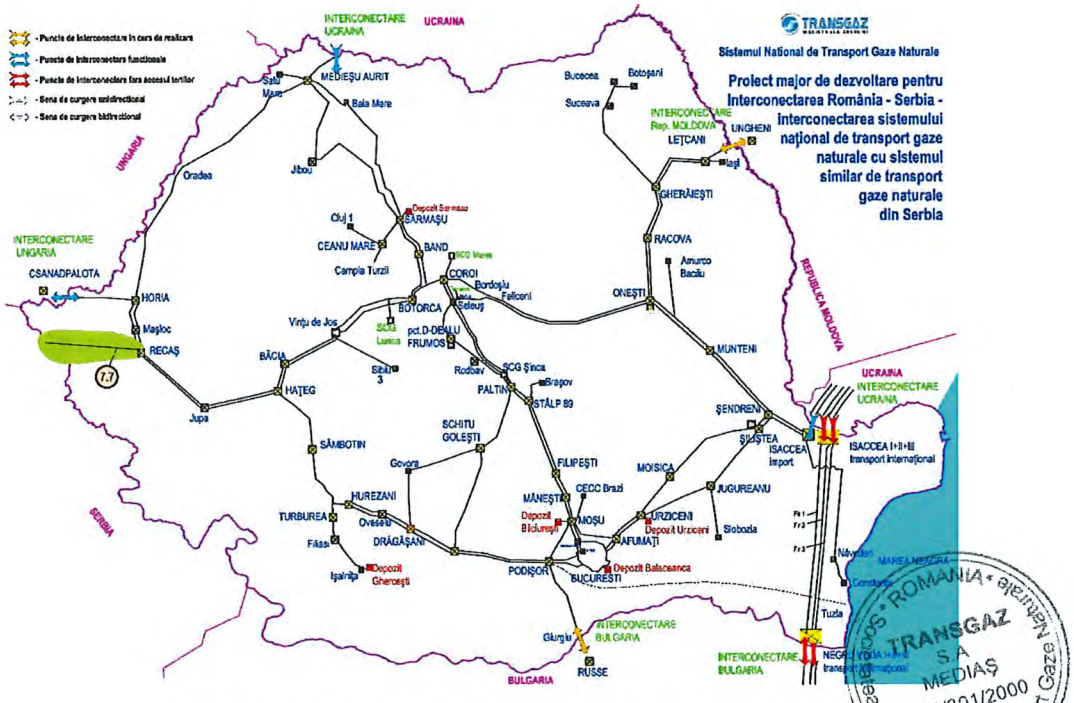


Figura 9 - Interconectarea SNT cu Serbia pe direcția Recaș–Mokrin

Calendarul estimat de dezvoltare a proiectului

Etape de dezvoltare	Stadiu/ Data estimată de finalizare conform PDSNT 2018-2027	Stadiu/Data estimată de finalizare actualizată
Studiu de prefezabilitate	Finalizat	Finalizat februarie 2018
Studiu de fezabilitate	August 2018	Finalizat noiembrie 2018
Proiect tehnic și Caiete de sarcini	Decembie 2018	Finalizat ianuarie 2019
Documentaţie tehnică pentru obţinerea autorizaţiilor de construire și obținere Autorizație de Construire	Decembrie 2018	2019
Demarare procedură pentru achiziția lucrărilor de execuție	2019	2019
Construcție	2019-2020	2019- 2020
Punere în funcţiune/începere operare	2020	2020

Termen estimat de finalizare: anul 2020

Valoarea totală estimată a investiţiei: 53,76 milioane EURO din care:

Valoarea estimată a investiţiei	Conform PDSNT 2018-2027	Actualizată
Lucrări de execuție	42,4 mil. Euro	41,93 mil Euro
Alte activități (obținerea terenului, proiectare, consultanță tehnică, audit și asistență tehnică)		11,83 mil Euro
TOTAL	**42,4milioane EURO**	**53,76 milioane Euro**

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

În situația în care vor fi preluate gaze naturale 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.

Încadrare proiect în planuri internaţionale

- **TYNDP ENTSOG 2018**: TRA-N-1268

ROMÂNIA Societatea Națională de Transport Gaze Naturale TRANSGAZ S.A MEDIAȘ J32/301/2000

Modificări față de Planurile anterioare de Dezvoltare a Sistemului Național de Transport gaze naturale

Urmare a finalizării Studiilor de prefezabilitate au apărut următoarele modificări:

	PDSNT 2017-2026	PDSNT 2018-2027	PDSNT 2019-2028
Descrierea proiectului	Lungime conductă 80 km (74 km România)	Lungime conductă 97 km (85 km România)	Nu sunt modificări.
Termenul estimat de finalizare	2026	2020	Nu sunt modificări.
Valoarea totală estimată a proiectului (mil. Euro)	43 (40 România)	50,7 (42,4 România)	(53,76 România)

7.8 Modernizare SMG Isaccea 1 și SMG Negru Vodă 1

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 care să le înlocuiească pe cele existente. În cazul SMG Isaccea 1 stația se va construi în incinta stației existente iar în cazul SMG Negru Vodă 1, pe un amplasament situat în apropierea amplasamentului stației existente.

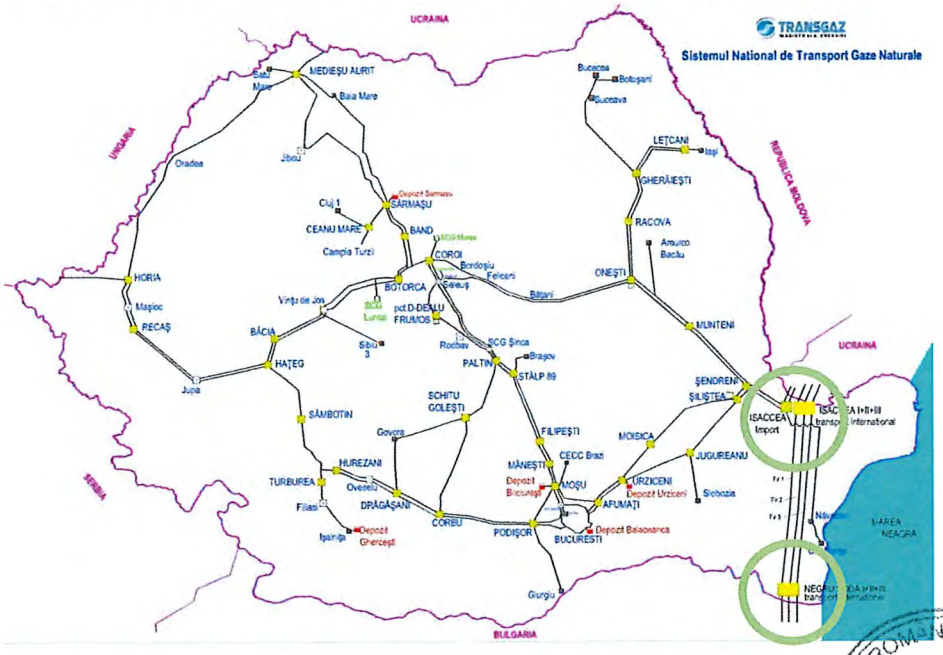


Figura 10 - Modernizare SMG Isaccea 1 și Negru Vodă 1

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;
- 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 trei sisteme de măsurare independente (Pay, Check și Verificare); sistemele independente Pay și Check vor utiliza contoare cu ultrasunete dual, iar sistemele de Verificare vor utiliza un contor cu ultrasunete simplu.

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

2. Stația de măsurare SMG Negru Vodă 1

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

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

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

TRANSGAZ S.A. MEDIAȘ J32/301/2000

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

Calendarul estimat de dezvoltare a proiectului

Etape de dezvoltare	Stadiu/ Data estimată de finalizare conform PDSNT 2018-2027	Stadiu/Data estimată de finalizare actualizată	
		SMG Isaccea 1	SMG Negru Vodă 1
Studiu de fezabilitate	2018	Finalizat	2019 (dacă se obține terenul necesar)
Proiectare	2018	Finalizat	2019 (dacă se obține terenul necesar)
Documentaţie tehnică pentru obţinerea autorizaţiilor de construire și obținere Autorizație de Construire	2018	Obținută	2019 (dacă se obține terenul necesar)
Construcție	2018-2019	2019	2019-2021
Punere în funcţiune/începere operare	2019	2020	2021

Termen estimat de finalizare: anul 2020 pentru SMG Isaccea 1, 2021 pentru SMG Negru Vodă 1

Valoarea totală estimată a investiţiei: 26,65 milioane EURO, din care:

- 13,88 mil. EURO modernizare SMG Isaccea 1;
- 12,77 mil. EURO modernizare SMG Negru Vodă 1 (valoarea se va actualiza la finalizarea studiului de fezabilitate).

Încadrare proiect în planuri internaţionale

- **TYNDP ENTSOG 2018**: TRA-N-1277

Modificări față de Planurile anterioare de Dezvoltare a Sistemului Național de Transport gaze naturale

Urmare a finalizării Studilor de prefezabilitate și fezabilitate au apărut următoarele modificări:

	PDSNT 2017-2026	PDSNT 2018-2027	PDSNT 2019-2028
Descrierea proiectului	Construirea a două stații noi de măsurare gaze naturale în incintele existente	Construirea a două stații noi de măsurare gaze naturale în incintele existente	Nu sunt modificări.
Termenul estimat de finalizare	2019	2019	2020-SMG Isaccea 1 2021-SMG Negru Vodă1
Valoarea totală estimată a proiectului (mil. Euro)	13,9	13,9	26,65

7.9 Interconectarea sistemului național de transport gaze naturale cu sistemul de transport gaze naturale din Ucraina, pe direcția Gherăești–Siret

Prin Planul de Dezvoltare al Sistemului Național de Transport Gaze Naturale, Transgaz și-a propus creșterea gradului de interconectare al rețelei naționale de transport gaze naturale la rețeaua de gaze naturale europeană.

În acest sens, în completarea proiectului privind dezvoltări ale SNT în zona de Nord–Est a României în scopul îmbunătăţirii aprovizionării cu gaze naturale a zonei precum și a asigurării capacităţilor de transport spre/dinspre Ucraina, Transgaz a identificat oportunitatea realizării unei interconectări a SNT cu sistemul de transport gaze naturale din Ucraina, pe direcția Gherăești–Siret.

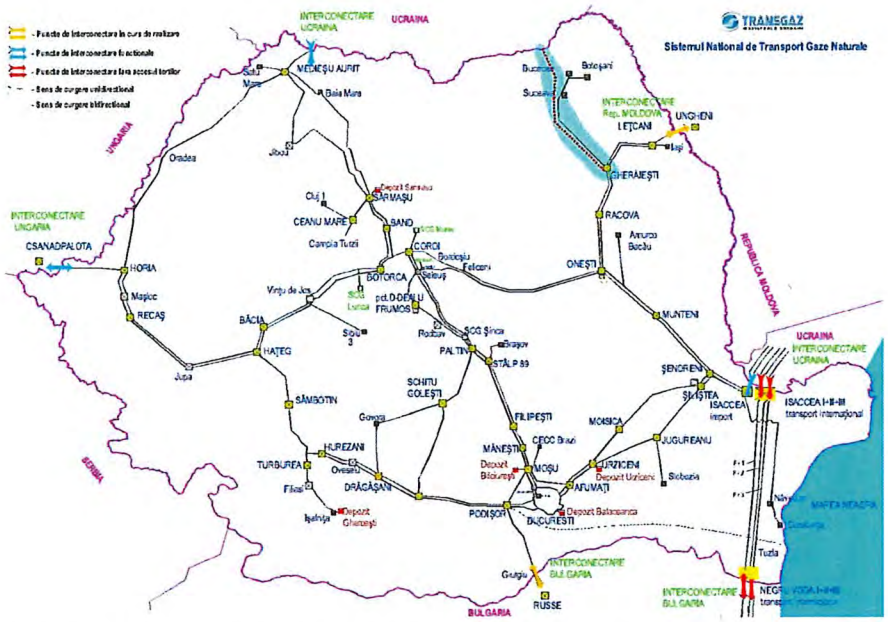


Figura 11 - Interconectarea sistemului național de transport gaze naturale România cu sistemul național de transport gaze naturale Ucraina pe direcția Gherăești–Siret

Descrierea proiectului:

Proiectul "Interconectarea sistemului național de transport gaze naturale România cu sistemul național de transport gaze naturale Ucraina pe direcția Gherăești–Siret" constă în:

- construirea unei conducte de transport gaze naturale în lungime de 130 km și a instalațiilor aferente, pe direcția Gherăești–Siret;
- construirea unei stații de măsurare gaze transfrontalieră;
- amplificarea stațiilor de comprimare Onești și Gherăești, dacă este cazul.

Proiectul se află într-o fază incipientă, capacitățile care urmează să fie dezvoltate în cadrul acestui proiect vor fi stabilite ulterior.

Societatea Națională de Transport Gaze Naturale "ROMGAZ" S.A. TRANSGAZ S.A. MEDIAȘ J32/301/2000

Calendarul estimat de dezvoltare a proiectului

Etape de dezvoltare	Stadiu/ Data estimată de finalizare conform PDSNT 2018-2027	Stadiu/Data estimată de finalizare actualizată
Studiu de prefezabilitate	2018	Finalizat
Studiu de fezabilitate	2018-2019	2019-2020
Proiectare	2019-2020	2020-2021*
Achiziții publice (materiale și lucrări)	2021	2021*
Construcție	2022-2024	2022-2024*
Punere în funcţiune/începere operare	2025	2025*

*Depinde de stabilirea parametrilor pentru punctul de interconectare și de graficul de implementare a proiectului de pe teritoriul Ucrainei.

Termen estimat de finalizare: anul 2025

Valoarea totală estimată a investiţiei: 125 milioane EURO

Modificări față de Planurile anterioare de Dezvoltare a Sistemului Național de Transport gaze naturale

	PDSNT 2018-2027	PDSNT 2019-2028
Descrierea proiectului	– construirea unei conducte de transport gaze naturale în lungime de 130 km și a instalațiilor aferente, pe direcția Gherăești–Siret; – construirea unei stații de măsurare gaze naturale transfrontalieră; – amplificarea stațiilor de comprimare Onești și Gherăești.	Nu sunt modificări.
Termenul estimat de finalizare	2025	Nu sunt modificări.
Valoarea totală estimată a proiectului (mil. Euro)	125	Nu sunt modificări.

7.10 Dezvoltarea/Modernizarea Infrastructurii de transport gaze naturale în zona de Nord-Vest a României

Proiectul presupune realizarea/modernizarea unor obiective aferente Sistemului Național de Transport, din zona de Nord-Vest a României, cu scopul de a crea noi capacități de transport gaze naturale sau de a crește capacitățile existente.

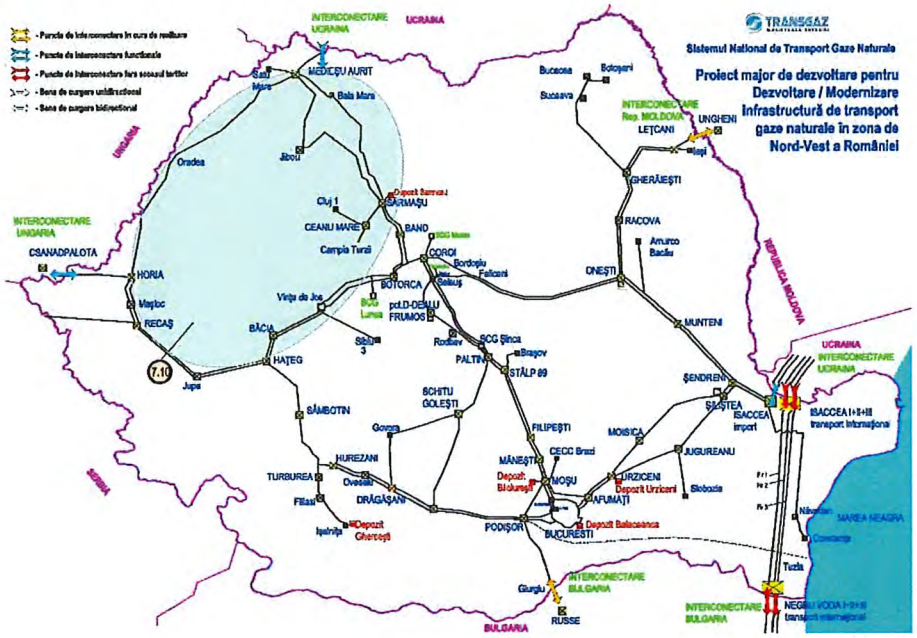


Figura 12- Dezvoltarea/Modernizarea infrastructurii de transport gaze naturale în zona de Nord-Vest a României

Descrierea proiectului

Conform Studiului de Prefezabilitate proiectul constă în:

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

Proiectul urmează să fie dezvoltat ținând cont de proiectele de importanță majoră aflate deja în derulare, care urmează să fie executate pe teritoriul României, prioritizarea acestui proiect fiind legată de evoluția celorlalte proiecte.

Având în vedere anvergura acestui proiect, se propune implementarea acestuia etapizat, după cum urmează:

- **Etapa 1:**
  - construirea conductei de transport gaze naturale și a instalațiilor aferente, pe direcția Horia–Borș.

- **Etapa 2:**
  - construirea conductei de transport gaze naturale și a instalațiilor aferente, pe direcția Borș–Abrămuț;
  - construirea unei Stații de Comprimare Gaze Naturale la Mediești Aurit;
  - construirea conductei de transport gaze naturale și a instalațiilor aferente, pe direcția Huedin–Aleșd.
- **Etapa 3:**
  - construirea conductei de transport gaze naturale și a instalațiilor aferente, pe direcția Abrămuț–Mediești Aurit;
  - construirea conductei de transport gaze naturale și a instalațiilor aferente, pe direcția Sărmășel–Mediești Aurit.

Calendarul estimativ de dezvoltare a proiectului:

Etape de dezvoltare	Stadiu/ Data estimată de finalizare
Etapa 1	**2022**
Studiu de prefezabilitate	Finalizat
Studiu de fezabilitate	2019-2020
Proiectare	2020-2021
Achiziții publice	2021
Construcție	2021-2022
Punere în funcţiune/începere operare	2022
Etapa 2	**2025**
Studiu de prefezabilitate	Finalizat
Studiu de fezabilitate	2019-2020
Proiectare	2021-2022
Achiziții publice	2022
Construcție	2023-2025
Punere în funcţiune/începere operare	2025
Etapa 3	**2026**
Studiu de prefezabilitate	Finalizat
Studiu de fezabilitate	2019-2020
Proiectare	2022-2023
Achiziții publice	2023
Construcție	2024-2026
Punere în funcţiune/începere operare	2026

Termen estimat de finalizare: anul 2022 pentru Etapa 1, anul 2025 pentru Etapa 2 și anul 2026 pentru Etapa 3

Valoarea estimată a investiţiei: 405 milioane Euro

Proiectul se află într-o fază incipientă, fiind finalizat Studiul de Prefezabilitate.

7.11 Creșterea capacității de transport gaze naturale a interconectării România-Bulgaria pe direcția Giurgiu-Ruse

În luna iulie 2017, la București, SNTGN Transgaz SA, Bulgartransgaz, DESFA SA, FGSZ Ltd. și ICGB AD au semnat Memorandumul privind cooperarea pentru realizarea Coridorului Vertical. Pentru atingerea scopului, părțile agreează să analizeze necesitățile tehnice sub forma unor conducte noi, interconectări sau consolidări ale sistemelor naționale de transport.

Estimările privind transportul de gaze în zona de sud a Europei prezintă o evoluție rapidă, iar noile proiecte majore care vor fi realizate în zona de sud a Europei au în vedere fluxuri ale gazelor pe direcția sud-nord.

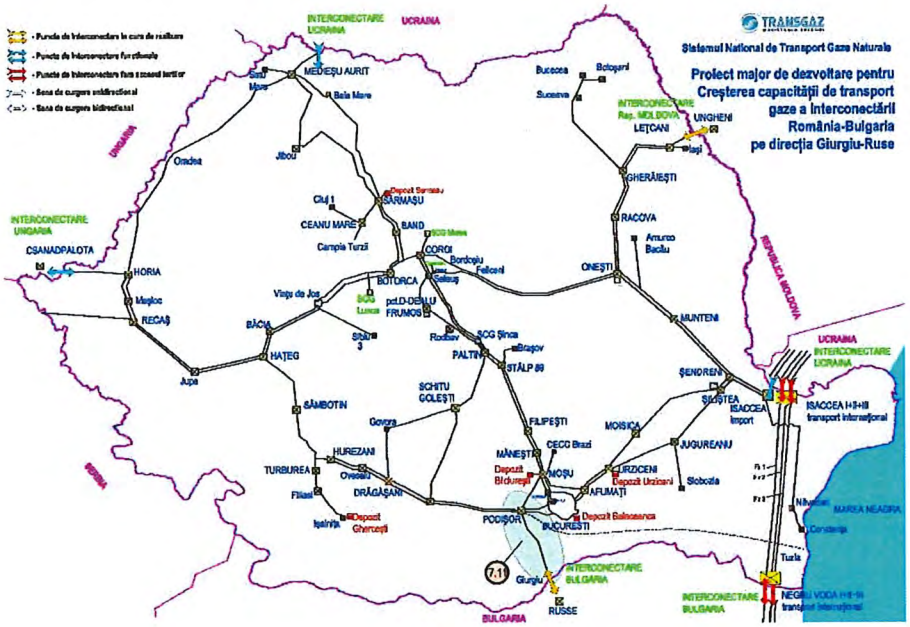


Figura 13- Creșterea capacității de transport gaze naturale a interconectării România-Bulgaria pe direcția Giurgiu-Ruse

Descrierea proiectului

În funcție de capacități, proiectul constă în:

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

Calendarul estimativ de dezvoltare a proiectului:

Etape de dezvoltare	Stadiu/ Data estimată de finalizare
Studiu de prefezabilitate	2019-2020
Studiu de fezabilitate	2020-2021
Proiectare	2022-2024
Achiziții publice (materiale și lucrari)	2024
Construcție	2025-2027
Punere în funcţiune/începere operare	2027

Societatea Națională de Transport Gaze Naturale "ROMGAZ" S.A. MEDIAȘ TRANSGAZ J32/301/2000

Termen estimat de finalizare: anul 2027

Valoarea estimată a investiţiei: 51,8 milioane Euro

Proiectul se află într-o fază incipientă, capacitățile care urmează să fie dezvoltate în cadrul acestui proiect vor fi stabilite ulterior, pe baza acestora urmând să fie stabilită și soluția tehnică finală.

7.12 Eastring-România

Proiectul EASTRING, promovat de EUSTREAM, este o conductă cu flux bidirecțional pentru Europa Centrală și de Sud-Est care are ca scop conectarea sistemelor de transport gaze naturale din Slovacia, Ungaria, România și Bulgaria pentru a obține acces la rezervele de gaze naturale din regiunea Caspică și Orientul Mijlociu.

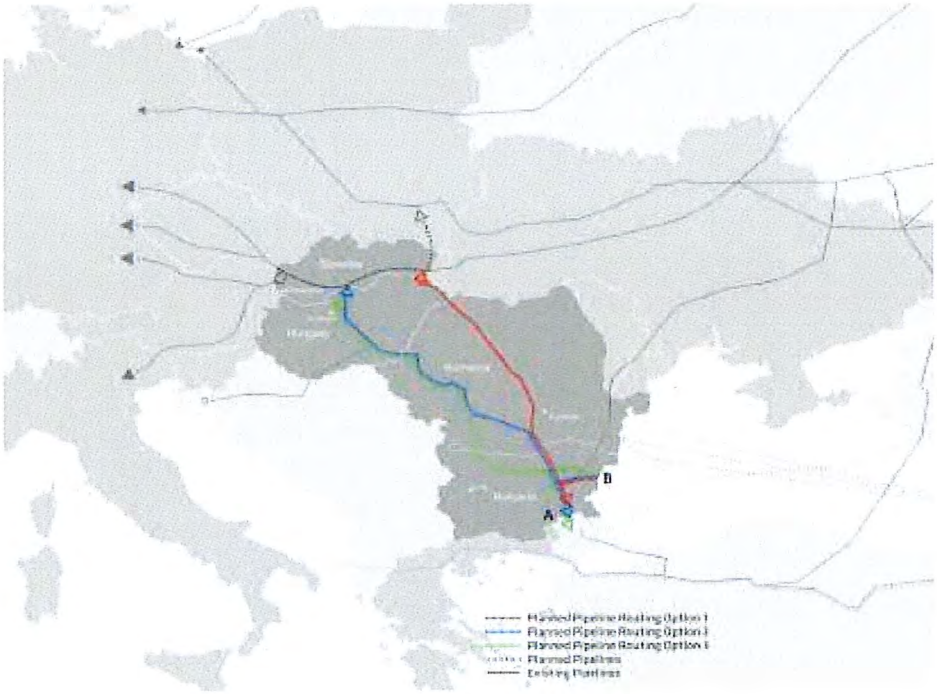


Figura 14- Eastring

Descrierea proiectului

EASTRING este un gazoduct de interconectare cu flux bidirecțional cu o capacitate anuală între 225,500 GWh și 451,000 GWh (aprox. 20 mld. mc până la 40 mld. mc), care conectează Slovacia cu granița externă a UE prin Bulgaria, Ungaria și România.

EASTRING va asigura cea mai rentabilă rută de transport, directă, între platformele de gaze din vestul Uniunii Europene și Regiunea Balcanică/Turcia de vest–o zonă cu potențial foarte ridicat în a oferi gaze din diferite surse. Prin posibilitatea de a diversifica rutele de transport precum și sursele de aprovizionare, se va asigura siguranța în aprovizionare în întreaga regiune, în principal în țările Europei de Sud-Est.

Conform studiului de fezabilitate, implementarea proiectului se va realiza în două faze, după cum urmează:

- Faza 1 – Capacitate maximă de 20 mld mc/an;
- Faza 2 – Capacitate maximă de 40 mld mc/an.

Calendarul estimativ de dezvoltare a proiectului:

Etape de dezvoltare	Stadiu/ Data estimată de finalizare
Faza 1	**2025**
Studiu de prefezabilitate	Finalizat
Studiu de fezabilitate	Finalizat
Proiectare	2019-2023
Achiziții	2022-2023
Construcție	2023-2025
Punere în funcţiune/începere operare	2025
Faza 2	**2030**
Studiu de prefezabilitate	Finalizat
Studiu de fezabilitate	Finalizat
Proiectare	2025-2028
Achiziții publice	2028-2029
Construcție	2028-2030
Punere în funcţiune/începere operare	2030

Termen estimat de finalizare: anul 2025 pentru Faza 1, anul 2030 pentru Faza 2

Valoarea estimată a investiţiei:

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

În anul 2018 a fost finalizat Studiul de Fezabilitate. Obiectivul Studiului de Fezabilitatea a fost proiectarea unei conducte bidirecționale care să conecteze sistemul de transport din Slovacia cu granița de Sud-Est a Europei (Marea Neagră sau Turcia) prin Ungaria, România și Bulgaria.

Încadrare proiect în planuri internaţionale

- **Proiect PCI (a treia listă):** 6.25.1;
- **TYNDP ENTSOG 2018 (Eastring–Romania)**: TRA-N-655.

7.13 Sistem de monitorizare, control și achiziție de date pentru stațiile de protecție catodică aferente Sistemului Național de Transport Gaze Naturale

Implementarea sistemului de achiziție, comandă și monitorizare pentru sistemul de protecție catodică va asigura durabilitate și siguranță sporita în exploatare a conductelor de transport, în baza datelor achiziționate, va asigura simplitate în operare pentru un sistem complex de protecție al conductelor cu cheltuieli de mentenanță scăzute.

Societatea Națională de Transport Gaze Naturale "TRANSGAZ" S.A. MEDIAȘ J32/301/2000 ROMÂNIA

Concomitent va oferi informații legate de electrosecuritatea conductei, cât și pentru protecția catodică intrinsecă (fără sursă exterioara de curent catodic), oferind informații în unele puncte sau tronsoane pentru redresare limitativă a curenților de dispersie în curent alternativ induși în conductă.

Descrierea proiectului

În SNTGN TRANSGAZ SA, stațiile de protecție catodică reprezintă principalul sistem de protecție activă al conductelor de transport gaze naturale.

Există în evidență în acest moment aproximativ 1.038 stații de protecție catodică (SPC).

Reducerea coroziunii conductelor, menținerea acestora în funcțiune pe o durată cât mai lungă de timp și reducerea costurilor cu mentenanța este un obiectiv prioritar.

Sistemul centralizat de protecție catodică va oferi posibilitatea setării, monitorizării și operării clare și precise de la distanță al punctelor de interes ale sistemului, va elimina costurile de citire a datelor, va evita situațiile în care datorită condițiilor meteo nu este posibilă citirea datelor și erorile umane, va permite control distribuit al locațiilor, va reduce costurile cu operarea și mentenanța, reduce considerabil timpul de configurare.

Implementarea unui astfel de sistem va reduce micro-managementul, timpii de test și punere în funcțiune.

Arhitectura distribuită va oferi riscuri minime de indisponibilitate și va oferi fiabilitate maximă sistemului de protecție catodică.

Sistemul va fi intuitiv, ușor de utilizat și acceptabil în orice structură de sistem SCADA, iar cerințele de perfecționare a operatorilor sunt scurte și simple.

Implementarea unui astfel de sistem va reduce costurile cu personalul și va specializa personalul de operare și mentenanță.

Decizia privind mentenanța sistemului precum și reglarea corespunzătoare a stațiilor de protecție catodică în sistem integrat va fi decizia unui dispecer bine instruit care se va baza pe date în primite în timp real și pe o baza de date istorică.

Controlul de la distanță al parametrilor stațiilor de protecție catodică și monitorizarea coroziunii în punctele critice ale sistemului de transport gaze naturale este obligatorie pentru reducerea coroziunii și gestionarea corespunzătoare a consumurilor energetice din fiecare locație.

Implementarea sistemului SCADA pentru protecție catodica va asigura durabilitate și siguranță sporită în exploatare a conductelor de transport, în baza datelor achiziționate, va asigura simplitate în operare pentru un sistem complex de protecție al conductelor.

Calendarul estimativ de dezvoltare a proiectului:

Etape de dezvoltare	Stadiu/Data estimată de finalizare
Studiu de fezabilitate	2019
Proiect Tehnic	2019-2020
Studiu de impact asupra mediului	Nu e cazul
Obținere Acord de Mediu	Nu e cazul
Documentație tehnică pentru obținerea autorizațiilor de construire	Nu e cazul
Obținerea autorizației de construire	Nu e cazul
Luarea deciziei finale de investiție	2020
Construcție	2020-2023
Punere în funcțiune/începere operare	2021-2023

Termen estimat de finalizare: anul 2023

Valoarea estimată a investiţiei: 8 milioane EURO

7.14 Dezvoltarea sistemului SCADA pentru Sistemul Național de Transport gaze naturale

Securitatea alimentării cu gaze naturale stă la baza oricărei politici energetice–orice întrerupere a livrărilor de gaze naturale are consecinţe importante asupra economiilor statelor membre ale UE.
Pentru a întări această securitate, ţările Uniunii Europene trebuie să-şi diversifice vectorii lor energetici şi sursele energetice, dar în aceeași timp să acţioneze pentru modernizarea infrastructurii de transport gaze naturale.

Modernizarea infrastructurii de transport gaze naturale trebuie sa fie susținută în următorii ani de dezvoltarea unui sistem SCADA, performant și flexibil, prin modernizarea arhitecturii hardware și software, prin migrarea spre o arhitectură descentralizată, cu control distribuit pe unități administrative organizatorice în conformitate cu structura SNTGN TRANSGAZ SA.

Descrierea proiectului

SNTGN Transgaz are implementat și pus în functiune în anul 2015, un sistem SCADA care este structurat astfel;

- 2 dispecerate la nivel central, Mediaș și București;
- 9 dispecerate locale;
- 948 de SRM-uri;
- 106 de robineti de secționare (de linie);
- 33 de noduri tehnologice;
- 3 stații de comprimare;
- 4 stații de transport internațional;
- 2 stații de import;
- 7 depozite subterane.

Societatea Națională de Transport Gaze Naturale "ROMÂNIA" TRANSGAZ S.A. MEDIAȘ J32/301/2000

Sistemul Național de Transport gaze naturale are o evoluție continuă justificată de dinamica fluxurilor de gaze vehiculate și de poziția strategică pe care o are România în ceea ce privește asigurarea independenței și securității energetice naționale și europene:

- Dezvoltarea pe teritoriul României a Coridorului Sudic de Transport pentru preluarea gazelor naturale de la țărmul Mării Negre;
- Interconectarea sistemului naţional de transport gaze naturale cu conducta de transport internaţional gaze naturale T1 şi reverse flow Isaccea;
- Dezvoltări ale SNT în zona de Nord–Est a României în scopul îmbunătăţirii aprovizionării cu gaze naturale a zonei precum și a asigurării capacităţilor de transport spre/dinspre Republica Moldova;
- Amplificarea coridorului bidirecțional de transport gaze naturale Bulgaria–România-Ungaria–Austria (BRUA-Faza III);
- Valorificarea resurselor tehnice și energetice ale României prin dezvoltarea de proiecte de interconectare a SNT cu alte sisteme de transport europene (Ucraina, Moldova, Serbia, Ungaria, Bulgaria);
- Proiect privind noi dezvoltări ale SNT în scopul preluării gazelor de la țărmul Mării Negre;
- Interconectarea România–Serbia–interconectarea Sistemului Național de Transport gaze naturale cu sistemul similar de transport gaze naturale din Serbia;
- Modernizare SMG Isaccea 1 și SMG Negru Vodă 1;
- Interconectarea sistemului național de transport gaze naturale cu sistemul de transport gaze naturale din Ucraina, pe directia Gherăești–Siret;
- Extinderea, dezvoltarea și retehnologizarea infrastructurii de transport gaze naturale (dezvoltarea de retehnologizarea/dezvoltarea stațiilor de comprimare gaze naturale, modernizarea infrastructurii sistemului de inmagazinare etc.);
- Satisfacerea cerințelor legislative impuse de către Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei (ANRE) privind integrarea în Sistemul SCADA TRANSGAZ a tututror punctelor de ieșire din SNT, care nu au fost incluse în Sistemul SCADA implementat prin Contractul de Furnizare nr.17095/2009.

Calendarul estimativ de dezvoltare a proiectului:

Etape de dezvoltare	Stadiu/Data estimată de finalizare
Studiu de fezabilitate	2019 - 2020
Proiect Tehnic	2020 - 2022
Studiu de impact asupra mediului	Nu e cazul
Obținere Acord de Mediu	Nu e cazul
Documentație tehnică pentru obținerea autorizațiilor de construire	Nu e cazul
Obținerea autorizației de construire	Nu e cazul
Luarea deciziei finale de investiție	2020
Construcție	2020 - 2023
Punere în funcțiune/începere operare	2023

Termen estimat de finalizare: anul 2023

Valoarea estimată a investiţiei: 5,5 milioane EURO

8. DIRECŢII DE DEZVOLTARE A SISTEMULUI DE ÎNMAGAZINARE GAZE NATURALE

I. OPERATE DE DEPOGAZ PLOIEŞTI - PROIECTE MAJORE DE ÎNMAGAZINARE

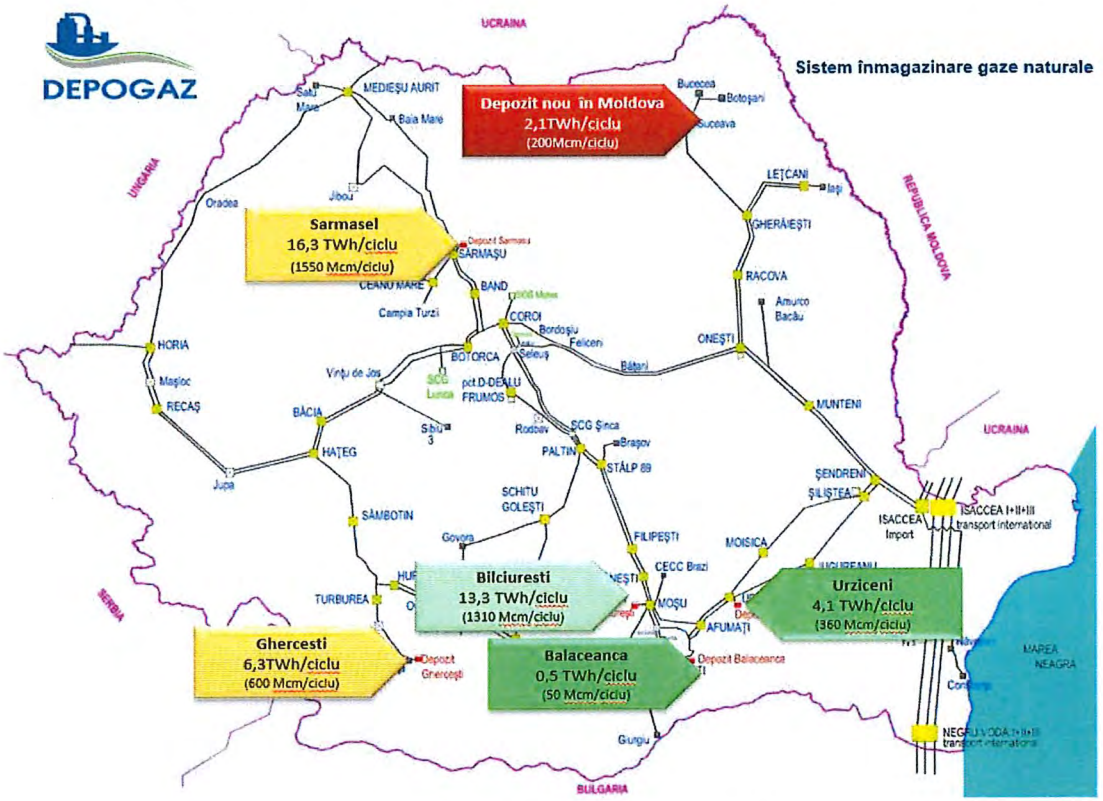


Figura 15 – Sistem înmagazinare gaze naturale

8.1 Modernizarea infrastructurii sistemului de înmagazinare gaze naturale–Bilciureşti

Proiectul are ca scop creşterea capacitaţii de livrare zilnică a gazelor naturale din depozitul Bilciureşti până la un debit de 20 milioane mc/zi şi asigurarea unui grad sporit de siguranţă în exploatare.

Descrierea proiectului:

Proiectul constă în următoarele:

- modernizare instalaţii de separare, măsurare şi uscare grupuri Bilciureşti;
- sistematizare şi modernizare sistem de conducte aspiraţie/refulare gaze naturale şi modernizare sistem răcire staţie comprimare Butimanu;
- modernizare 19 sonde de injecţie/extracţie;
- foraj 4 sonde noi;
- conductă nouă (11 Km) transport gaze naturale între depozit Bilciureşti şi staţie comprimare Butimanu.

Pentru a nu perturba activitatea de înmagazinare gaze naturale, proiectul va fi implementat etapizat.

Calendarul estimat de dezvoltare a proiectului

Etape de dezvoltare	Stadiu/ Data estimată de finalizare conform PDSNT 2018-2027	Stadiu/Data estimată de finalizare actualizată
Studiu de fezabilitate	Finalizat 2017	Finalizat 2017
FID	2017	2017
Proiectare	Etapizat 2018-2020	Etapizat 2018-2020
Documentație tehnică pentru obținerea autorizațiilor de construire și obținere Autorizație de Construire	Etapizat 2018-2022	Etapizat 2018-2022
Documentație de licitație și achiziție	Etapizat 2018-2022	Etapizat 2018-2022
Construcție	Etapizat 2018-2025	Etapizat 2018-2025
Punere în funcțiune/începere operare	Etapizat 2019-2025	Etapizat 2019-2025

Termen estimat de finalizare: anul 2025

Valoarea totală estimată a investiției: 59 milioane EURO

Modificări față de Planurile anterioare de Dezvoltare a Sistemului Național de Transport gaze naturale

	PDSNT 2018-2027	PDSNT 2019-2028
Descrierea proiectului	– modernizare instalații de separare, măsurare și uscare grupuri Bilciurești; – sistematizare și modernizare sistem de conducte aspirație/refulare gaze naturale și modernizare sistem răcire stație comprimare Butimanu; – modernizare 19 sonde de injecție/extracție; – foraj 4 sonde noi; – conductă nouă (11 Km) transport gaze naturale între depozit Bilciurești și stație comprimare Butimanu.	Nu sunt modificări.
Termenul estimat de finalizare	2025	Nu sunt modificări.
Valoarea totală estimată a proiectului (mil. Euro)	59	Nu sunt modificări.

8.2 Creșterea capacității de stocare subterană gaze naturale a depozitului Ghercești

Proiectul are ca scop completarea infrastructurii sistemului de înmagazinare gaze naturale Ghercești pentru asigurarea condițiilor de operare la capacitatea de 600 milioane m^3/ciclu.

Descrierea proiectului:

Proiectul va consta din următoarele:

- stație comprimare gaze;
- extindere instalații de uscare si măsura gaze;
- modernizare 20 sonde de injecție/extracție;
- interconectare depozit înmagazinare gaze Ghercești cu SNT;
- stoc inactiv gaze.

Calendarul estimat de dezvoltare a proiectului

Etape de dezvoltare	Stadiu/ Data estimată de finalizare conform PDSNT 2018-2027	Stadiu/Data estimată de finalizare actualizată
Studiu de fezabilitate	2020	2021
FID	2021	2021
Proiectare	2021	2022
Documentație tehnică pentru obținerea autorizațiilor de construire și obținere Autorizație de Construire	2022	2023
Documentație de licitație și achiziție	2022	2024
Construcție	2025	2026
Punere în funcțiune/începere operare	2025	2026

Termen estimat de finalizare: anul 2026

Valoarea totală estimată a investiției: 122 milioane EURO

Modificări față de Planurile anterioare de Dezvoltare a Sistemului Național de Transport gaze naturale

	PDSNT 2018-2027	PDSNT 2019-2028
Descrierea proiectului	– stație comprimare gaze naturale; – extindere instalații de uscare și măsura gaze naturale; – modernizare 20 sonde de injecție/extracție; – interconectare depozit înmagazinare gaze naturale Ghercești cu SNT; – stoc inactiv gaze naturale.	Nu sunt modificări.
Termenul estimat de finalizare	2025	2026
Valoarea totală estimată a proiectului (mil. Euro)	122	Nu sunt modificări.

8.3 Depozit nou de stocare subterană a gazelor naturale Fălticeni (Moldova)

Proiectul are drept scop dezvoltarea unui nou depozit de înmagazinare subterană în nord-estul României (regiunea Moldova).

Descrierea proiectului:

Transformarea în depozit de înmagazinare subterană a unuia sau mai multor câmpuri depletate dintre următoarele: Pocoleni, Comănești, Todirești sau Davideni.
Caracteristici:

- 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.

Proiectul va consta din următoarele

- stație de comprimare gaze naturale;
- instalații de uscare și măsura gaze naturale;
- instalații tehnologice sonde injecție/extracție;
- foraj sonde de injecție/extracție;
- interconectare depozit înmagazinare gaze naturale cu SNT;
- stoc inactiv gaze naturale.

Calendarul estimat de dezvoltare a proiectului

Etape de dezvoltare	Stadiu/ Data estimată de finalizare conform PDSNT 2018-2027	Stadiu/Data estimată de finalizare actualizată
Studiu de fezabilitate	2020	2021
FID	2021	2023
Proiectare	2021	2025
Documentație tehnică pentru obținerea autorizațiilor de construire și obținere Autorizație de Construire	2022	2026
Documentație de licitație și achiziție	2021	2027
Construcție	2025	2029
Punere în funcțiune/începere operare	2025	2029

Termen estimat de finalizare: anul 2029

Valoarea totală estimată a investiției: 80 milioane EURO

Modificări față de Planurile anterioare de Dezvoltare a Sistemului Național de Transport gaze naturale

	PDSNT 2018-2027	PDSNT 2019-2028
Descrierea proiectului	– stație de comprimare; – instalații de uscare si măsura gaze; – instalații tehnologice sonde injecție/extracție; – foraj sonde de injecție/extracție; – interconectare depozit înmagazinare gaze cu SNT; – stoc inactiv gaze.	Nu sunt modificări.
Termenul estimat de finalizare	2025	2029
Valoarea totală estimată a proiectului (mil. Euro)	80	Nu sunt modificări.

8.4 Creșterea capacității de stocare subterană gaze naturale la depozitul Sărmășel (Transilvania)

Proiectul are drept scop dezvoltarea depozitului de înmagazinare subterană existent de la Sărmăşel prin mărirea capacității de la 900 milioane m^3/ciclu la 1550 milioane m^3/ciclu (o creştere cu 650 milioane m^3/ciclu), creşterea capacităţii de injecţie cu 4 milioane m^3/zi, la un total de 10 milioane m^3/zi, creşterea capacităţii de extracţie cu 4 milioane m^3/zi, la un total de 12 milioane m^3/zi, prin creşterea capacităţii de comprimare, infrastructură nouă de suprafaţă pentru 59 de sonde de injecţie-extracţie, forajul unor sonde noi, etc.

Descrierea proiectului:

Proiectul va consta din următoarele:

- extindere stație de comprimare;
- extindere instalații de uscare și măsură gaze naturale;
- instalații tehnologice sonde injecție/extracție;
- modernizare 46 sonde de injecție/extracție;
- foraj 15 sonde noi;
- stoc inactiv gaze naturale.

Calendarul estimat de dezvoltare a proiectului

Etape de dezvoltare	Stadiu/ Data estimată de finalizare conform PDSNT 2018-2027	Stadiu/Data estimată de finalizare actualizată
Studiu de fezabilitate	2019	2020
FID	2019	2020
Proiectare	2020	2021
Documentaţie tehnică pentru obţinerea	2020	2021

Etape de dezvoltare	Stadiu/ Data estimată de finalizare conform PDSNT 2018-2027	Stadiu/Data estimată de finalizare actualizată
autorizaţiilor de construire şi obţinere Autorizaţie de Construire		
Documentaţie de licitaţie şi achiziţie	2021	2021
Construcţie	2024	2024
Punere în funcţiune/începere operare	2024	2024

Termen estimat de finalizare: anul 2024

Valoarea totală estimată a investiţiei: 136 milioane EURO

Proiect cuprins în Coridorul NSI East Gas–(Interconectarea Nord-Sud East Gas) pentru Regiunea Europa Centrală şi de Est, de la 900 milioane m^3/ciclu la 1.550 milioane m^3/ciclu, număr de referinţă **PIC 6.20.6**.

Modificări faţă de Planurile anterioare de Dezvoltare a Sistemului Naţional de Transport gaze naturale

	PDSNT 2018-2027	PDSNT 2019-2028
Descrierea proiectului	– extindere staţie de comprimare; – extindere instalaţii de uscare şi măsură gaze naturale; – instalaţii tehnologice sonde injecţie/extracţie; – modernizare 46 sonde de injecţie/extracţie; – foraj 15 sonde noi; – stoc inactiv gaze naturale.	Nu sunt modificări.
Termenul estimat de finalizare	2024	Nu sunt modificări.
Valoarea totală estimată a proiectului (mil. Euro)	136	Nu sunt modificări.

II. OPERATE DE DEPOGAZ MUREȘ - PROIECTE MAJORE DE ÎNMAGAZINARE

8.5. Unitate de stocare – Depomureș - Retehnologizarea și dezvoltarea Depozitului de înmagazinare subterană gaze naturale Târgu Mureș

Proiectul are ca scop retehnologizarea și dezvoltarea depozitului de înmagazinare subterană gaze naturale Târgu Mureș pentru **îmbunătățirea condițiilor tehnice de înmagazinare în depozitul Tg. Mureş și implicit creșterea nivelului de performanță a serviciilor prestate, în special în contextul dinamicii actuale a pieței gaziere**.

Descrierea proiectului:

Proiectul inițiat de Depomureș constă în retehnologizarea și dezvoltarea depozitului de înmagazinare subterană gaze naturale Târgu Mureș, cu o capacitate actuală de 300 mil. mc.

Obiectivele principale ale acestui proiect sunt (i) creșterea flexibilității depozitului prin creșterea capacității de injecție și extracție de la o medie actuală de cca. 1,7 mil. mc/zi la cca. 3,5 mil. mc/zi dupa implementarea fazei 1 a proiectului, respectiv la cca. 5 mil. mc/zi, după implementarea fazei a doua de dezvoltare, respectiv (ii) creșterea capacității de înmagazinare a depozitului de la 300 mil. m^3 la 400 mil. m^3 într-o prima etapa (Faza 1), respectiv la 600 mil. m^3 într-o etapa ulterioara (Faza 2).

Proiectul va consta în principal din următoarele:

- stație centrală de gaze (unități de comprimare, uscare gaze, panou de măsura fiscală bidirecțională gaze, facilități adiacente);
- colector nou de înmagazinare;
- modernizări instalații tehnologice de suprafață pentru creșterea presiunii de operare, sonde noi.

Calendarul estimat de dezvoltare a proiectului

Etape de dezvoltare	Stadiu/ Data estimată de finalizare conform PDSNT 2018-2027	Stadiu/Data estimată de finalizare actualizată
Studiu de fezabilitate	Finalizat	Finalizat
Proiectare	Finalizat (Faza 1)	Finalizat (Faza 1)
Documentație tehnică pentru obținerea autorizațiilor de construire și obținere Autorizație de Construire	2019 (Faza 1)	2019 (Faza 1)
Documentație de licitație și achiziție	2019 (Faza 1)	2019 (Faza 1)
Construcție	2020 (Faza 1)	2020 (Faza 1)
Punere în funcțiune/începere operare	2021 (Faza 1)	2021 (Faza 1)

*Faza 2 va putea fi demarată doar dupa finalizarea implementării Fazei 1.

Termen estimat de finalizare: anul 2021 (Faza 1)
Valoarea totală estimată a investiţiei: 87 milioane EURO (Faza 1 și 2)

FID: 2019 (Faza 1); FID Faza 2 – după finalizarea implementării Fazei 1

Proiectul de dezvoltare al Depomures a fost declarat în anul 2013 *Proiect de Interes Comun (PIC)* de către Comisia Europeană. Statutul de PIC a fost reconfirmat de Comisia Europeană atât în anul 2015 cât şi în anul 2017 când s-au publicat listele actualizate a proiectelor de interes comun la nivel european. **Includerea şi păstrarea proiectului Depomureş pe lista de proiecte-cheie de infrastructuri energetice de interes comun la nivelul Uniunii Europene, dovedeşte şi întăreşte importanţa strategică a acestuia nu doar la nivel naţional ci şi la nivel european.** Astfel, proiectul este inclus pe lista în vigoare de Proiecte de Interes Comun în coridorul NSI Gas (regiunea Europa Centrală și de Est), cu numărul de referință 6.20.4.

Stadiul proiectului

Principalele elemente de investiție aferente PIC Depomureș sunt:

- Construirea unui colector nou de înmagazinare între Stația Centrală de gaze și grupurile existente, de o presiune de Pn 100 barg, presiunea estimată a sistemului pentru Faza 2. Într-o prima etapa (Faza 1), aceasta noua conducta ar permite mărirea capăcității de înmagazinare prin creșterea presiunii de injecție în condiții de siguranță (până la cca. 64 bar), fără a fi necesară forarea de sonde noi în aceasta prima etapă.
  Stadiu: realizat. Colectorul, având o construcție tronsonată, a fost pus în funcțiune etapizat, la data de 29 iulie 2016, respectiv la data de 23 martie 2018.

- Lucrări de modernizare a instalațiilor existente pentru pregătirea sistemului pentru o presiune de operare superioară, reducerea căderilor de presiune, prevenirea inundării sondelor pe durata ciclului de extractie.
  Stadiu: parțial realizat. Lucrările de modernizare a instalațiilor pentru pregătirea sistemului pentru presiunea de 64 barg au fost finalizate și puse în funcțiune la data de 31 martie 2016. În faza a doua, lucrările de modernizare vor viza ridicarea presiunii sistemului la 100 barg.

- Construirea unei stații centrale de gaze (două unități de comprimare active proiectate la 3,5 Mm^3/zi cu rezerva pentru un compresor suplimentar, o unitate uscare gaze activă proiectată la 3,5 Mm^3/zi cu rezerva pentru o coloană de uscare suplimentară, stație de măsurare bidirecțională a gazelor pentru 0,5-5 Mm^3 la Pop=8-35 barg) și a facilităților adiacente.
  Stadiu: partial realizat. Obiectivele de investiție stație de uscare gaze, respectiv alimentare cu apa și canalizare stație au fost puse în funcțiune la data de 23 martie 2018, respectiv la 14 iulie 2018.

- Conectarea depozitului de înmagazinare Târgu Mureș la SNT de înaltă presiune, inclusiv la extracția gazelor din depozit, prin creerea unui punct unic de preluare/predare a gazelor din/la SNT de înalta presiune.

Stadiu: realizat. În contextul programului de modernizare şi sistematizare a infrastructurii SNT din zonă, sistemul de măsurare gaze naturale utilizat pentru livrarea în SNT a gazelor extrase din depozit a fost relocat la Corunca, depozitul de înmagazinare gaze naturale fiind astfel conectat la conductele SNT de înaltă presiune Dn600 PN 40 Corunca-Coroi Fir I si Fir II.

- Stație electrică de 110kV/6 kV și conectarea la rețeaua electrică;
- Instalarea unui compresor și a unei coloane de uscare suplimentare, forarea de sonde noi (Faza 2 de dezvoltare).

Elementele de investiție rămase de implementat în vederea finalizării Fazei 1 de dezvoltare sunt stația de comprimare gaze (2 unități) și conectare la SEN (stație electrică), stație de măsurare bidirecțională gaze.

Implementarea investițiilor aferente Fazei a 2-a a proiectului (sonde, unități suplimentare de comprimare și uscare, modernizare sistem pentru creștere presiune de operare) este condiționată de finalizarea cu succes a Fazei 1 a proiectului.

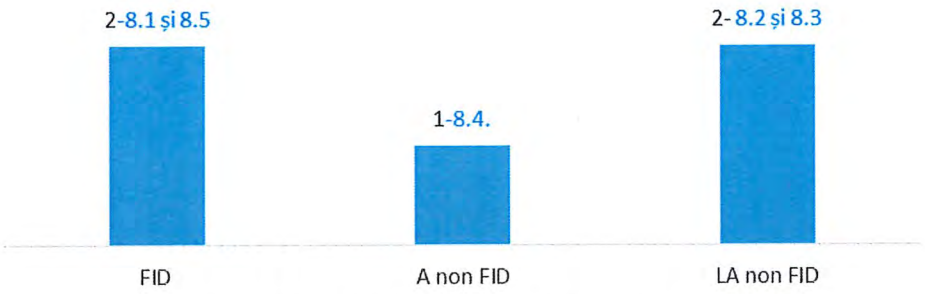
Modificări față de Planurile anterioare de Dezvoltare a Sistemului Național de Transport gaze naturale

	PDSNT 2018-2027	PDSNT 2019-2028
Descrierea proiectului	– stație centrală de gaze (unități de comprimare, uscare gaze, panou de măsura fiscală bidirecțională gaze, facilități adiacente); – colector nou de înmagazinare; – modernizări instalații tehnologice de suprafață pentru creșterea presiunii de operare, sonde noi.	Nu sunt modificări.
Termenul estimat de finalizare	2021 (Faza 1)	Nu sunt modificări.
Valoarea totală estimată a proiectului (mil. Euro)	87 (Faza 1 si 2)	Nu sunt modificări.

8.6. ANALIZA PROIECTELOR DE ÎNMAGAZINARE

8.5.1. Statutul Proiectelor în funcție de Decizia Finală de Investiție (FID):

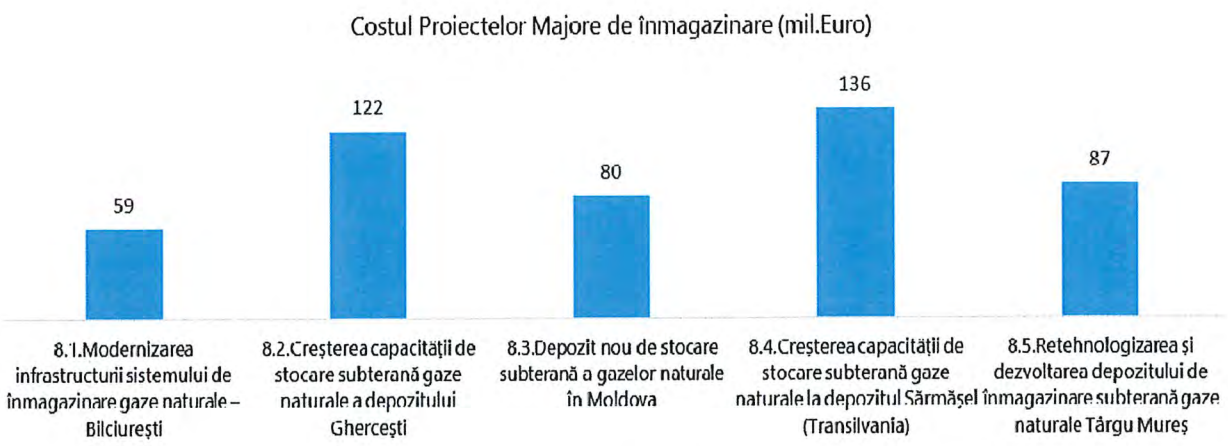
Proiecte de înmagazinare		TYNDP 2018	
8.1	Modernizarea infrastructurii sistemului de înmagazinare gaze–Bilciurești		FID
8.2	Creșterea capacității de stocare subterană gaze naturale a depozitului Ghercești		LA non FID
8.3	Depozit nou de stocare subterană a gazelor naturale Fălticeni (Moldova)	UGS – N - 366	LA non FID
8.4	Creșterea capacității de stocare subterană gaze naturale la depozitul Sărmășel (Transilvania)	UGS – N - 371	A non FID
8.5	Retehnologizarea și dezvoltarea depozitului de înmagazinare subterană gaze naturale Târgu Mureș	UGS – N - 233	FID



Grafic 22- Statut Proiecte Majore de înmagazinare

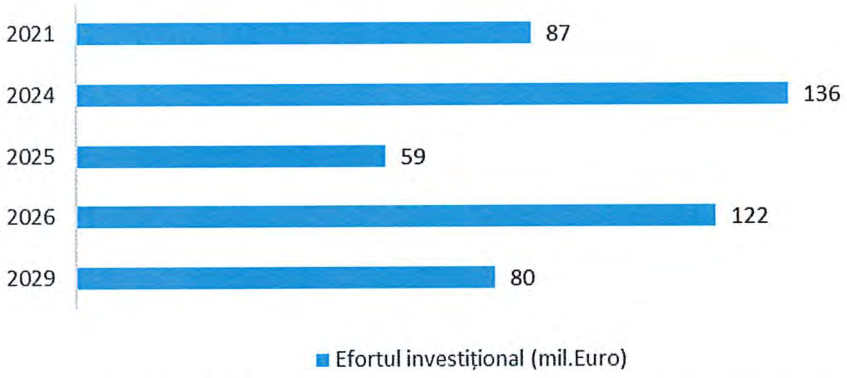
8.5.2. Costul Proiectelor majore de înmagazinare

Nr. proiect	Proiectul	Valoarea estimată mil. Euro	Termen de finalizare	Importanţa proiectului
8.1	Modernizarea infrastructurii sistemului de înmagazinare gaze naturale–Bilciurești	59	2025	Creșterea capacității de livrare zilnică a gazelor din depozitul Bilciurești
8.2	Creșterea capacității de stocare subterană gaze naturale a depozitului Ghercești	122	2026	Creșterea capacității de livrare zilnică a gazelor din depozitul Ghercești
8.3	Depozit nou de stocare subterană a gazelor naturale Fălticeni	80	2029	Creșterea capacității in înmagazinare gaze naturale pentru asigurarea securității aprovizionări cu gaze naturale
8.4	Creșterea capacității de stocare subterană gaze naturale la depozitul Sărmășel (Transilvania)	136	2024	Creșterea capacității in înmagazinare gaze naturale pentru asigurarea securității aprovizionări cu gaze naturale
8.5	Retehnologizarea și dezvoltarea depozitului de înmagazinare subterană gaze naturale Târgu Mureș	87 (Faza 1 si 2)	2021 (Faza 1)	Îmbunătățirea condițiilor tehnice de înmagazinare în depozitul Tg. Mureș și implicit creșterea nivelului de performanță a serviciilor prestate, în special în contextul dinamicii actuale a pieței gaziere
TOTAL Proiecte înmagazinare		**~ 0,48 Mld Euro**		



Grafic 23 - Costul Proiectelor Majore de înmagazinare (mil. EURO)

Efortul investițional necesar realizării proiectelor majore de înmagazinare în funcție de termenele de finalizare:



Grafic 24- Efortul investițional - funcție de termenele de finalizare (mil. EURO)

Menționăm că în ceea ce privește proiectele aflate în faza FID și anume *Modernizarea infrastructurii sistemului de înmagazinare gaze–Bilciurești* și *Retehnologizarea și dezvoltarea depozitului de înmagazinare subterană gaze naturale Târgu Mureș*, Transgaz este în măsură să confirme faptul că dispune de capacitatea necesară preluării volumelor aferente, luând în considerare discuțiile prealabile purtate cu Romgaz și Depogaz Mureș.

Pentru proiectele:

- *creșterea capacității de stocare subterană gaze naturale a depozitului Ghercești* aflat în stadiul LA non FID (FID 2021);
- *depozit nou de stocare subterană a gazelor naturale Fălticeni (Moldova) aflat în stadiul LA non FID (FID 2021);*
- *creșterea capacității de stocare subterană gaze naturale la depozitul Sărmășel (Transilvania),* aflat în stadiul A non FID (FID 2019),

compania Transgaz SA nu a fost încă angrenată în analize și nu a primit solicitări în ce privește capacitățile de preluare.

9. ANALIZA PROIECTELOR STRATEGICE TRANSGAZ

9.1 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:

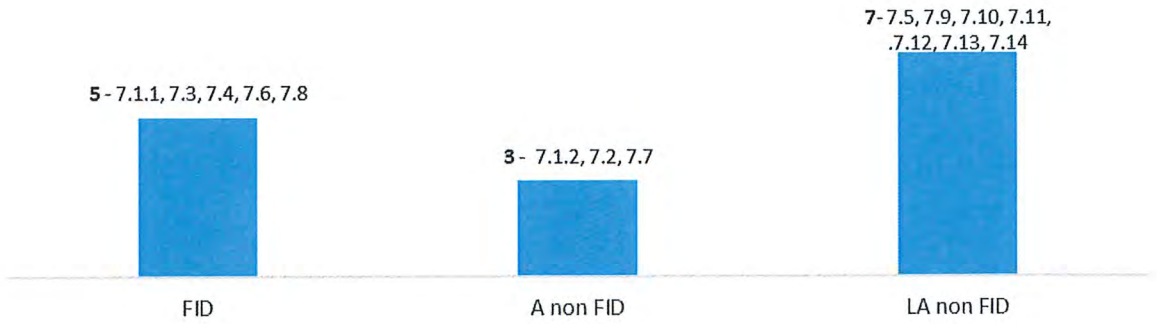
- non-FID avansate (A non-FID);
- non-FID mai puțin avansate (LA non-FID).

Funcție de această clasificare, proiectele Planului de Dezvoltare a Sistemului Național de Transport gaze naturale 2019–2028 se prezintă astfel:

Nr. proiect	Denumire proiect	Statut
7.1.1	Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale pe Coridorul Bulgaria–România–Ungaria–Austria – **Faza I**	FID
7.1.2	Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale pe Coridorul Bulgaria–România–Ungaria–Austria – **Faza II**	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 gaze naturale cu conducta de transport internațional gaze naturale T1 și reverse flow Isaccea	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	FID
7.5	Amplificarea coridorului de transport bidirecțional Bulgaria–România–Ungaria–Austria (BRUA-Faza III)	LA non FID
7.6	Proiect privind noi dezvoltări ale SNT în scopul preluării gazelor de la țărmul Mării Negre	FID
7.7	Interconectarea România-Serbia	A non FID
7.8	Modernizare SMG Isaccea 1 și Negru Vodă 1	FID
7.9	Interconectarea sistemului național de transport gaze naturale cu sistemul de transport gaze naturale din Ucraina, pe direcția Gherăești–Siret	LA non FID
7.10	Dezvoltare-Modernizare infrastructura de transport gaze naturale în zona de Nord-Vest a României	LA non FID
7.11	Creșterea capacității de transport gaze naturale a interconectării România-Bulgaria pe direcția Giurgiu-Ruse	LA non FID
7.12	Eastring–România	LA non FID
7.13	Sistem de monitorizare, control și achizitie de date pentru stațiile de protecție catodică aferente Sistemului Național de Transport Gaze Naturale	LA non FID
7.14	Dezvoltarea sistemului SCADA pentru Sistemul Național de Transport Gaze Naturale	LA non FID

Tabel 7 – Statutul Proiectelor Majore pentru perioada 2019-2028

TRANSGAZ S.A. MEDIAȘ J32/301/2000 Societatea Națională de Transport Gaze Naturale ROMGAZ



Grafic 25 – Statutul Proiectelor Majore Transgaz

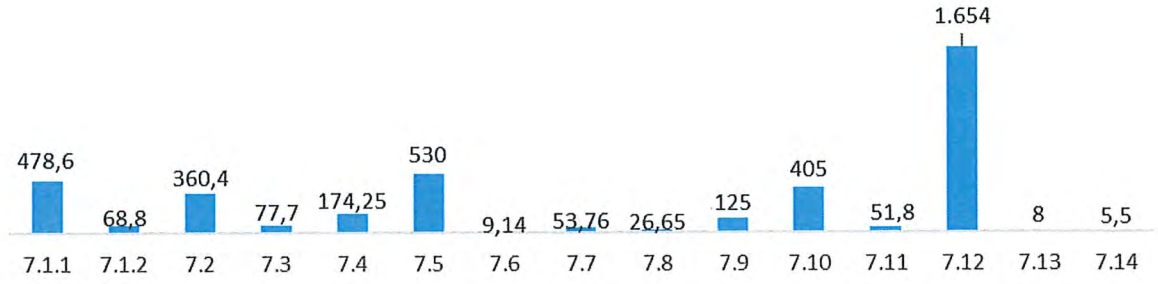
Mențiune

Față de Planul de Dezvoltare al Sistemului Național de Transport gaze naturale 2018-2027, proiectele, 7.4, 7.6 au trecut de la statutul A non FID la FID.

Nr. proiect	Denumire proiect	Proiecte pentru care se aplică procedura open season
7.1.1	Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Naţional de Transport Gaze Naturale pe Coridorul Bulgaria–România–Ungaria–Austria – **Faza I**	x
7.1.2	Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Naţional de Transport Gaze Naturale pe Coridorul Bulgaria–România–Ungaria–Austria – **Faza II**	x
7.2	Dezvoltarea pe teritoriul României a Coridorului Sudic de Transport pentru preluarea gazelor naturale de la ţărmul Mării Negre	x
7.3	Interconectarea sistemului naţional de transport gaze naturale cu conducta de transport internaţional gaze naturale T1 şi reverse flow Isaccea	X faza I
7.4	Proiect privind dezvoltări ale SNT în zona de Nord–Est a României în scopul îmbunătăţirii aprovizionării cu gaze naturale a zonei precum și a asigurării capacităţilor de transport spre Republica Moldova	
7.5	Amplificarea coridorului de transport bidirecţional Bulgaria– Romania–Ungaria–Austria (BRUA-**Faza III**)	
7.6	Proiect privind noi dezvoltări ale SNT în scopul preluării gazelor de la ţărmul Mării Negre	x
7.7	Interconectarea România-Serbia	
7.8	Modernizare SMG Isaccea 1 și Negru Vodă 1	
7.9	Interconectarea sistemului național de transport gaze naturale cu sistemul de transport gaze naturale din Ucraina, pe direcția Gherăești–Siret	
7.10	Dezvoltare-Modernizare infrastructura de transport gaze în zona de Nord-Vest a României	
7.11	Creșterea capacității de transport gaze naturale a interconectării România-Bulgaria pe direcția Giurgiu-Ruse	
7.12	Eastring–România	
7.13	Sistem de monitorizare, control și achizitie de date pentru stațiile de protecție catodică aferente Sistemului Național de Transport Gaze Naturale	
7.14	Dezvoltarea sistemului SCADA pentru Sistemul Național de Transport Gaze Naturale	

Tabel 8 – Proiecte pentru care se aplică procedura Open Season

9.2 Costul Proiectelor



Grafic 26-Costul proiectelor majore (mil.Euro)

Prezentăm în cele ce urmează o sinteză a proiectelor majore:

Nr. crt.	Nr. proiect	Proiectul	Valoarea estimată mil. Euro	Termen de finalizare	Importanţa proiectului	Statut proiect
1	**7.1.1**	Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Naţional de Transport Gaze Naturale pe **Coridorul Bulgria-România-Ungaria–Austria (Faza I)**	478,6	2020	Asigurarea unei capacităţi de transport gaze naturale spre Ungaria de 1,75 mld. mc/an, respectiv de 1,5 mld. mc/an spre Bulgaria. Importanţa proiectului la nivelul Uniunii Europene se reflectă prin nominalizarea Proiectului "Conductă de gaz din Bulgaria în Austria via România şi Ungaria" atât pe prima, cât şi pe a II-a şi a III-a listă a proiectelor de interes comun.	FID
2	**7.1.2**	Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Naţional de Transport Gaze Naturale pe **Coridorul Bulgria-România-Ungaria–Austria (Faza II)**	68,8	2022	Asigurarea unei capacităţi de transport gaze naturale spre Ungaria de 4,4 mld. mc/an, respectiv de 1,5 mld. mc/an spre Bulgaria. Importanţa proiectului la nivelul Uniunii Europene se reflectă prin nominalizarea Proiectului "Conductă de gaz din Bulgaria în Austria via România şi Ungaria" atât pe prima, cât şi pe a II-a şi a III-a listă a proiectelor de interes comun	A non FID
3	**7.2**	Dezvoltarea pe teritoriul României a **Coridorului Sudic de Transport** pentru preluarea gazelor naturale de la ţărmul Mării Negre	360,4	2021	Preluarea gazelor naturale ce urmează a fi produse în Marea Neagră în SNT în vederea transportului lor în Romania și pe pieţele europene este de importanţă strategică pentru Transgaz. Importanţa proiectului	A non FID

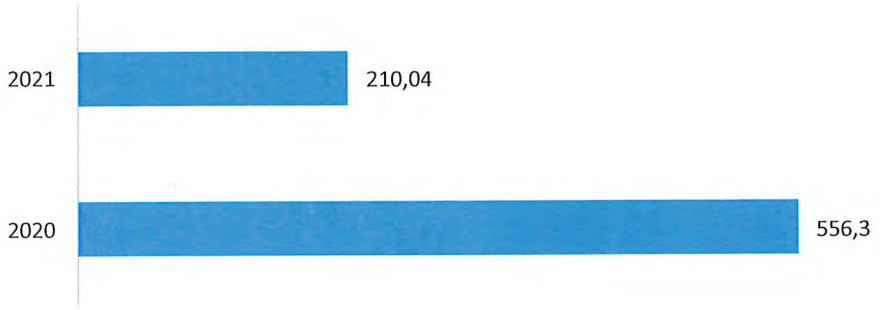
Nr. crt.	Nr. proiect	Proiectul	Valoarea estimată mil. Euro	Termen de finalizare	Importanţa proiectului	Statut proiect
					la nivelul Uniunii Europene se reflectă prin nominalizarea Proiectului pe a II-a şi a III-a listă a proiectelor de interes comun.	
4	**7.3**	**Interconectarea sistemului naţional de transport gaze naturale cu conducta de transport internaţional gaze naturale T1** şi reverse flow Isaccea	**77,7** Etapa 1: 8,8 Etapa 2: 68,9	Etapa 1: 2018 Etapa 2: 2020	Transgaz are un interes deosebit să implementeze acest proiect din următoarele considerente: ▪ *pentru a elimina posibilitatea impunerii de către Comisia Europeană a unor penalităţi financiare extrem de costisitoare.* Menţionăm faptul că acest proiect face parte din prima, a II-a şi a III-a listă de proiecte de interes comun la nivelul UE şi se va realiza în două Faze.	FID
5	**7.4**	**Dezvoltări ale SNT în zona de Nord–Est a României** în scopul îmbunătăţirii aprovizionării cu gaze naturale a zonei precum şi a asigurării capacităţilor de transport spre Republica Moldova	174,25	2021	Asigurarea unei capacităţi de transport de 1,5 mld. mc/an în punctul de interconectare dintre sistemele de transport gaze naturale ale României şi Republicii Moldova.	FID
6	**7.5**	**Amplificarea coridorului** bidirecţional de transport gaze naturale **Bulgaria–România–Ungaria–Austria (BRUA-Faza III)***	530	2025	În funcţie de creşterea producţiei din off-shore Marea Neagră se are în vedere dezvoltarea suplimentară a reţelei: o rută suplimentară prin centrul României şi o nouă interconectare cu Ungaria.	LA non FID
7	**7.6**	**Noi dezvoltări ale SNT în scopul preluării gazelor de la ţărmul Mării Negre**	9,14	2021	Crearea unui punct suplimentar de preluare gaze naturale din perimetrele de exploatare off-shore ale Mării Negre.	FID
8	**7.7**	**Interconectare România-Serbia**	53,76	2020	Realizarea unei conducte de interconectare cu Serbia în vederea diversificării surselor de aprovizionare şi creşterea gradului de asigurare a securităţii energetice în regiune.	A non FID
9	**7.8**	**Modernizare SMG Isaccea 1 şi Negru Vodă 1**	26,65	2021	Modernizarea staţiilor de măsurare gaze din punctele de interconectare pentru creşterea gradului de asigurare a securităţii energetice în regiune.	FID
10	**7.9**	**Interconectarea** sistemului naţional de transport gaze naturale cu sistemul de transport gaze naturale din **Ucraina, pe directia Gherăeşti–Siret**	125	2025	Realizarea unui interconectări cu Ucraina pe direcţia Gherăieşti-Siret, în completarea proiectului privind dezvoltări ale SNT în zona de Nord-Est a României, în scopul îmbunătăţirii	LA non FID

Nr. crt.	Nr. proiect	Proiectul	Valoarea estimată mil. Euro	Termen de finalizare	Importanţa proiectului	Statut proiect
					aprovizionării cu gaze naturale a zonei .	
11	**7.10**	Dezvoltarea/Modernizarea infrastructurii de transport gaze naturale în zona de Nord-Vest a României	405	Etapa 1 2022 Etapa 2 2025 Etapa 3 2026	Creșterea capacităților de transport din zona de Nord-Vest a României pentru asigurarea tendințelor de creșteri de consum din regiune.	LA non FID
12	**7.11**	Creșterea capacității de transport gaze naturale a interconectării România-Bulgaria pe direcția Giurgiu-Ruse	51,8	2027	Îmbunătăţirea aprovizionării cu gaze naturale a zonei.	LA non FID
13	**7.12**	Eastring–România	Faza 1: 1.297 România Faza 2: 357 mil. România	Faza 1: 2025 Faza 2: 2030	EASTRING va fi deschis pentru surse bine stabilite precum și pentru surse alternative. Acesta va aduce gaze din noi surse din Regiunile Caspică/Est Mediteraneană/Marea Neagră/Orientul Mijlociu. În același timp, va asigura aprovizionarea Europei de Sud-Est din HUB-urile de gaze europene. Capacitatea totală va fi disponibilă oricărui transportator sau furnizor.	LA non FID
14	**7.13**	Sistem de monitorizare, control și achizitie de date pentru stațiile de protecție catodică aferente Sistemului Național de Transport Gaze Naturale	8	2023	Oferă posibilitatea setării, monitorizării și operării clare și precise de la distanță al punctelor de interes ale sistemului, elimină costurile de citire a datelor, evită situațiile în care datorită condițiilor meteo nu este posibilă citirea datelor și erorile umane, permite control distribuit al locațiilor, reduce costurile cu operarea și mentenanța, reduce considerabil timpul de configurare.	LA non FID
15	**7.14**	Dezvoltarea sistemului SCADA pentru Sistemul Național de Transport Gaze Naturale	5,5	2023	Modernizarea infrastructurii de transport gaze naturale prin modernizarea arhitecturii hardware și software.	LA non FID

- ***pe anumite tronsoane se vor folosi capacitațile existente prin reabilitări ale Sistemului Național de Transport gaze naturale***

Valoarea totală estimată a proiectelor FID:

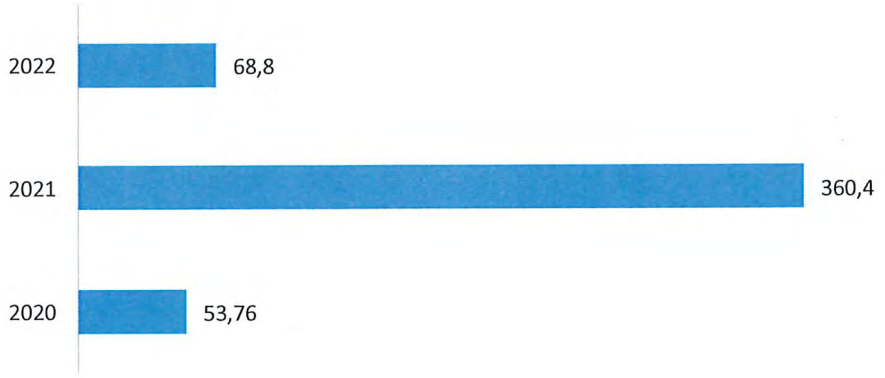
Nr. crt	Nr. proiect	Proiectul	Valoarea estimată mil. Euro	Termen de finalizare	Importanţa proiectului	Statut proiect
1	**7.1.1**	Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Naţional de Transport Gaze Naturale pe **Coridorul Bulgria-România-Ungaria–Austria (Faza I)**	478,6	2020	Asigurarea unei capacităţi de transport gaze naturale spre Ungaria de 1,75 mld. mc/an, respectiv de 1,5 mld. mc/an spre Bulgaria. Importanţa proiectului la nivelul Uniunii Europene se reflectă prin nominalizarea Proiectului "Conductă de gaz din Bulgaria în Austria via România şi Ungaria" atât pe prima, cât şi pe a II-a şi a III-a listă a proiectelor de interes comun.	FID
2	**7.3**	**Interconectarea sistemului naţional de transport gaze naturale cu conducta de transport internaţional gaze naturale T1** şi reverse flow Isaccea	**77,7** Etapa 1: 8,8 Etapa 2: 68,9	Etapa 1: 2018 Etapa 2: 2020	Transgaz are un interes deosebit să implementeze acest proiect din următoarele considerente: ▪ *pentru a elimina posibilitatea impunerii de către Comisia Europeană a unor penalităţi financiare extrem de costisitoare.* Menţionăm faptul că acest proiect face parte din prima, a II-a și a III-a listă de proiecte de interes comun la nivelul UE și se va realiza în două Faze.	FID
3	**7.4**	**Dezvoltări ale SNT în zona de Nord–Est a României** în scopul îmbunătăţirii aprovizionării cu gaze naturale a zonei precum şi a asigurării capacităţilor de transport spre Republica Moldova	174,25	2021	Asigurarea unei capacităţi de transport de 1,5 mld.mc/an în punctul de interconectare dintre sistemele de transport gaze naturale ale României şi Republicii Moldova.	FID
4	**7.6**	**Noi dezvoltări ale SNT în scopul preluării gazelor de la ţărmul Mării Negre**	9,14	2021	Crearea unui punct suplimentar de preluare gaze naturale din perimetrele de exploatare off-shore ale Mării Negre.	FID
5	**7.8**	**Modernizare SMG Isaccea 1 și Negru Vodă 1**	26,65	2021	Modernizarea staţiilor de măsurare gaze din punctele de interconectare pentru creşterea gradului de asigurare a securităţii energetice în regiune.	FID
	TOTAL proiecte FID:		**766,34 mil. EURO**			



Grafic 27– Efortul investiţional Transgaz pentru proiecte FID în funcţie de termenul estimat de finalizare (mil. Euro)

Valoarea totală estimată a proiectelor A non FID:

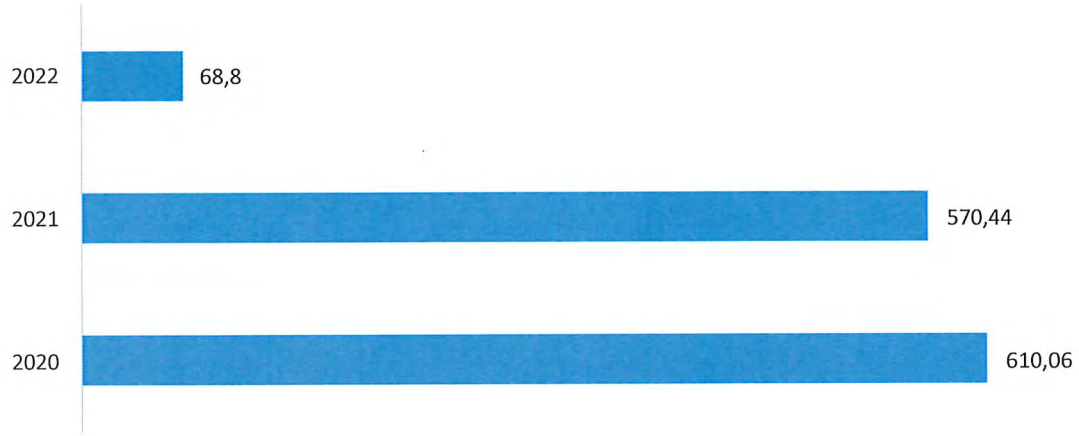
Nr. Crt	Nr. proiect	Proiectul	Valoarea estimată mil. Euro	Termen de finalizare	Importanţa proiectului	Statut proiect
1	7.1.2	Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Naţional de Transport Gaze Naturale pe **Coridorul Bulgria-România-Ungaria–Austria (Faza II)**	68,8	2022	Asigurarea unei capacităţi de transport gaze naturale spre Ungaria de 4,4 mld. mc/an, respectiv de 1,5 mld. mc/an spre Bulgaria. Importanţa proiectului la nivelul Uniunii Europene se reflectă prin nominalizarea Proiectului "Conductă de gaz din Bulgaria în Austria via România şi Ungaria" atât pe prima, cât şi pe a II-a şi a III-a listă a proiectelor de interes comun	A non FID
2	7.2	Dezvoltarea pe teritoriul României a **Coridorului Sudic de Transport** pentru preluarea gazelor naturale de la ţărmul Mării Negre	360,4	2021	Preluarea gazelor naturale ce urmează a fi produse în Marea Neagră în SNT în vederea transportului lor în Romania şi pe pieţele europene este de importanţă strategică pentru Transgaz. Importanţa proiectului la nivelul Uniunii Europene se reflectă prin nominalizarea Proiectului pe a II-a şi a III-a listă a proiectelor de interes comun.	A non FID
3	7.7	**Interconectare România-Serbia**	53,76	2020	Realizarea unei conducte de interconectare cu Serbia în vederea diversificării surselor de aprovizionare şi creşterea gradului de asigurare a securităţii energetice în regiune.	A non FID
	TOTAL proiecte A non FID		**482,96 mil.EURO**			



Grafic 28 - Efortul investițional Transgaz pentru proiecte A non FID în funcție de termenul estimat de finalizare (mil. Euro)

Valoarea totală estimată a proiectelor FID și A non FID:

Nr. crt	Statutul proiectelor	Valoarea totală estimată (mil.euro)
1	Proiecte FID	766,34
2	Proiecte A non FID	482,96
TOTAL proiecte FID și A non FID		**1.249,30**



Grafic 29 - Efortul investițional Transgaz pentru proiecte FID și A non FID în funcție de termenul estimat de finalizare (mil. Euro)

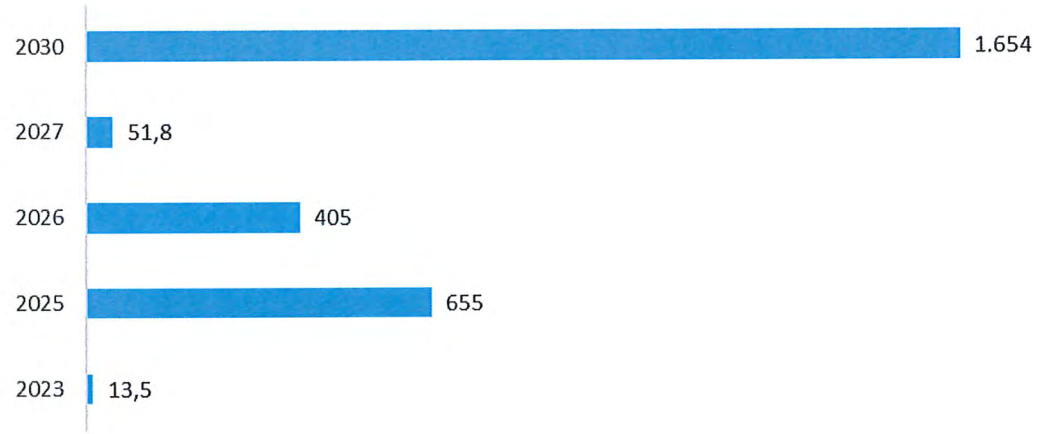
Societatea Națională de Transport Gaze Naturale "ROMGAZ" TRANSGAZ S.A MEDIAȘ J32/301/2000

Pentru perioada 2019-2028, SNTGN Transgaz SA propune realizarea următoarelor proiecte, proiecte care în prezent sunt într-o fază incipientă **(LA non FID).**

Valoarea totală estimată a proiectelor LA non FID:

Nr. Crt.	Nr. proiect	Proiectul	Valoarea estimată mil. Euro	Termen de finalizare	Importanţa proiectului	Statut proiect
1	7.5	**Amplificarea coridorului** bidirecţional de transport gaze naturale **Bulgaria– România– Ungaria– Austria (BRUA-Faza III)***	530	2025	În funcţie de creşterea producţiei din off-shore Marea Neagră se are în vedere dezvoltarea suplimentară a reţelei: o rută suplimentară prin centrul României şi o nouă interconectare cu Ungaria.	LA non FID
2	7.9	**Interconectarea** sistemului național de transport gaze naturale cu sistemul de transport gaze naturale din **Ucraina, pe directia Gherăești– Siret**	125	2025	Realizarea unui interconectări cu Ucraina pe direcția Gherăiești-Siret, în completarea proiectului privind dezvoltări ale SNT în zona de Nord-Est a României, în scopul îmbunătățirii aprovizionării cu gaze naturale a zonei.	LA non FID
3	7.10	Dezvoltarea/Modernizarea infrastructurii de transport gaze naturale în zona de Nord-Vest a României	405	Etapa 1 2022 Etapa 2 2025 Etapa 3 2026	Creșterea capacităților de transport gaze naturale din zona de Nord-Vest a României pentru asigurarea tendințelor de creșteri de consum din regiune.	LA non FID
4	7.11	Creșterea capacității de transport gaze naturale a interconectării România-Bulgaria pe direcția Giurgiu-Ruse	51,8	2027	Îmbunătăţirea aprovizionării cu gaze naturale a zonei.	LA non FID
5	7.12	Eastring–România	Faza 1: 1.297 România Faza 2: 357 România	Faza 1: 2025 Faza 2: 2030	EASTRING va fi deschis pentru surse bine stabilite precum și pentru surse alternative. Acesta va aduce gaze din noi surse din Regiunile Caspică/Est Mediteraneană/Marea Neagră/ Orientul Mijlociu. În același timp, va asigura aprovizionarea Europei de Sud-Est din HUB-urile de gaze europene. Capacitatea totală va fi disponibilă oricărui transportator sau furnizor.	LA non FID
6	7.13	Sistem de monitorizare, control și achizitie de date pentru stațiile de protecție catodică aferente Sistemului Național de Transport Gaze Naturale	8	2023	Oferă posibilitatea setării, monitorizării și operării clare și precise de la distanță al punctelor de interes ale sistemului, elimină costurile de citire a datelor, evită situațiile în care datorită condițiilor meteo nu este posibilă citirea datelor și erorile umane, permite control distribuit al locațiilor, reduce costurile cu operarea și	LA non FID

Nr. Crt.	Nr. proiect	Proiectul	Valoarea estimată mil. Euro	Termen de finalizare	Importanţa proiectului	Statut proiect
					mentenanța, reduce considerabil timpul de configurare.	
7	7.14	Dezvoltarea sistemului SCADA pentru Sistemul Național de Transport Gaze Naturale	5,5	2023	Modernizarea infrastructurii de transport gaze naturale prin modernizarea arhitecturii hardware și software.	LA non FID
	TOTAL proiecte LA non FID		**2.779,30 mil. Euro**			



Grafic 30 - Efortul investițional Transgaz pentru proiecte LA non FID în funcție de termenul estimat de finalizare (mil. Euro)

9.3 Planificarea investiției Proiectelor Strategice Transgaz pentru perioada 2019-2028

Denumire obiectiv	D mm	L km	Valoare estimată actualizată (Mil. Euro)	Realizări 2013 - 2018 Mil. Euro	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Statut proiect
Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Naţional de Transport Gaze Naturale pe Coridorul Bulgaria – România– Ungaria- Austria	800	479	478,6	108,02	324,02	46,38	0,18								FID
	800	50	68,8	0,2	0,1	17,5	34	17							A non FID
Dezvoltarea pe teritoriul României a Coridorului Sudic de Transport pentru preluarea gazelor naturale de la ţărmul Mării Negre	1000/ 1200	308,3	360,4	1,39	9,84	186,85	162,32								A non FID
Interconectare a sistemului naţional de transport gaze naturale cu conducta de transport internaţional gaze naturale T1 şi reverse flow Isaccea	800	66	77,7	0,79	23,07	53,84									FID
Dezvoltări ale SNT în zona de Nord–Est a României în scopul îmbunătăţirii aprovizionării cu gaze naturale a zonei precum şi a asigurării capacităţilor de transport spre Republica Moldova	700	165,15	174,25	2,18	24,29	110,8	36,98								FID
Amplificarea coridorului bidirecţional de transport gaze naturale Bulgaria - România- Ungaria- Austria (BRUA Faza III)	800	645*	530			0,5	1,5	132	132	132	132				LA non FID

Societatea Națională de Transport TRANSGAZ S.A. MEDIAȘ J32/301/2000

Denumire obiectiv	D mm	L km	Valoare estimată (Mil. Euro)	Realizări 2013 - 2018 Mil. Euro	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Statut proiect
Proiect privind noi dezvoltări ale SNT în scopul preluării gazelor din Marea Neagră	500	25	9,14	0,13	2,25	4,5	2,26								FID
Interconectare a România-Serbia	600	85	53.76	0,11	3,2	50,45									A non FID
Modernizare SMG Isaccea 1 și SMG Negru Vodă 1			26,65	0,35	0,2	13,1	13								FID
Interconectare a sistemului național de transport gaze naturale cu sistemul de transport gaze naturale din Ucraina, pe directia Gherăești – Siret	700	130	125	0	0,4	1	1	0,1	45	45	32,5				LA non FID
Dezvoltarea/ Modernizarea infrastructurii de transport gaze naturale în zona de Nord-Vest a României			405	0	0,5	2,5	67	67	67	67	67	67			LA non FID
Creșterea capacității de transport gaze naturale a interconectării România-Bulgaria pe direcția Giurgiu-Ruse			51,8	0	0,2	0,6	1,2	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3		LA non FID
Eastring–România			1.654**	0	8,4	17,8	137,5	267,7	425,4	440	8,5	8,5	8,5	9	LA non FID
Sistem de monitorizare, control și achizitie de date pentru stațiile de protecție catodică aferente Sistemului Național de Transport Gaze Naturale			8	0	0	0,5	2,5	3	2						LA non FID
Dezvoltarea sistemului SCADA pentru SNT			5,5	0	0	0,5	1	2	2						LA non FID

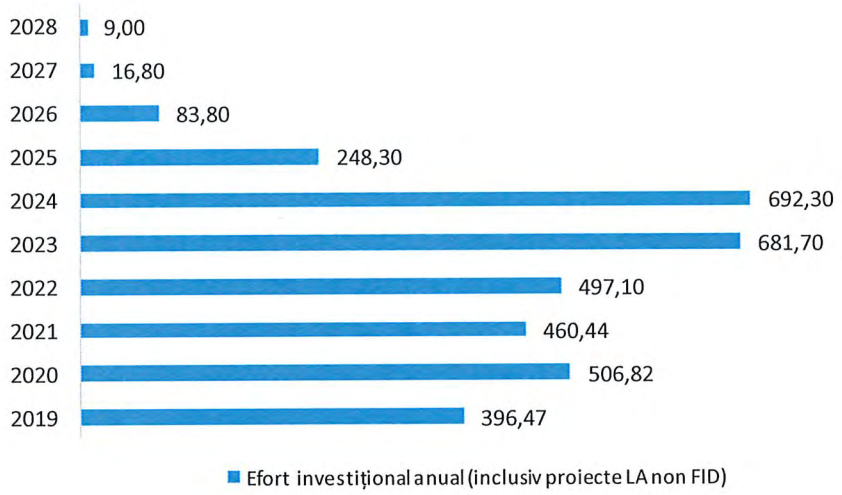
Societatea Națională de Transport Gaze Naturale TRANSGAZ S.A. MEDIAȘ J32/301/2000 ROMÂNIA

Denumire obiectiv	D mm	L km	Valoare estimată (Mil. Euro)	Realizări 2013 - 2018 Mil. Euro	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Statut proiect
TOTAL din care:			4.028,60	113,17	396,47	506,82	460,44	497,10	681,70	692,30	248,30	83,80	16,80	9	
TOTAL PROIECTE FID și A non FID			1.249,30	113,17	386,97	483,42	248,74	17,00							

- **** Pe anumite tronsoane se vor folosi capacitățile existente prin reabilitări ale Sistemului Național de Transport gaze naturale***
- *****1.654 milioane Euro este valoraea estimată a proiectului cu termen de finalizare în 2030. În tabel este prezentată defalcarea proiectului până în anul 2028 (1.331,3 milioane Euro).***

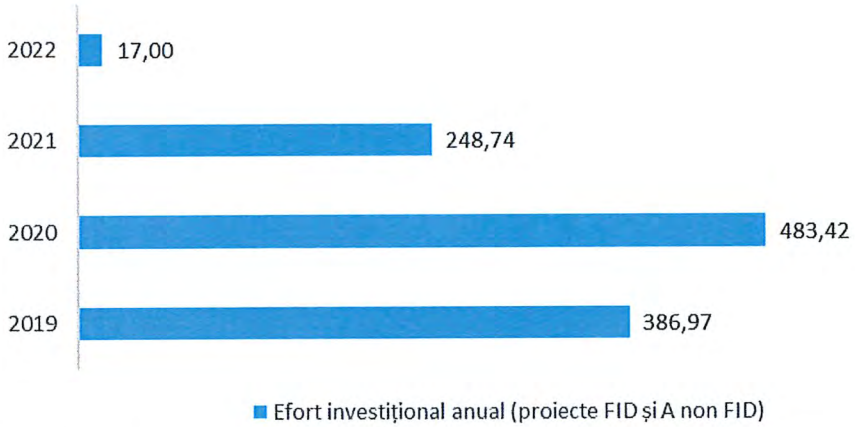
Tabel 9 - Planificare Proiecte Majore pentru perioada 2019-2028

Efortul investițional anual al SNTGN Transgaz SA pentru realizarea **tuturor proiectelor** (inclusiv cele cu statut LA non FID) se prezintă astfel:



Grafic 31 -Efort investițional anual (inclusiv proiecte LA non FID)-mil. Euro

Efortul investițional anual al SNTGN Transgaz SA pentru realizarea **proiectelor FID și A non FID,** se prezintă astfel:



Grafic 32- Efortul investițional anual pentru realizarea proiectelor cu statut FID și A non FID -mil. Euro

9.4 Beneficiile Proiectelor

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

- integrarea pieței de gaze naturale și interoperabilitatea sistemelor de transport gaze naturale din regiune;
- convergența prețului gazelor naturale în regiune;
- creșterea flexibilității sistemului european de transport gaze naturale prin realizarea de interconectări în flux bidirecțional;
- deschiderea accesului României şi Uniunii Europene spre o nouă sursă de gaze naturale -prin interconectarea coridorului BULGARIA–ROMÂNIA–UNGARIA–AUSTRIA cu Marea Neagră;
- creșterea concurenței pe piața europeană de gaze naturale 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 producției 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.

9.5. Comparație TYNDP ENTSOG 2018 cu Planul de Dezvoltare al Sistemului Național de Transport Gaze Naturale 2019-2028

Nr. crt.	Cod proiect PDSNT 2019	Denumire proiect PDSNT	Cod proiect TYNDP 2018	Denumire proiect TYNDP 2018
1.	**7.1.1.**	Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Naţional de Transport Gaze Naturale pe Coridorul Bulgaria –România–Ungaria–Austria - Faza I	TRA-F-358	Development on the Romanian territory of the NTS (BG–RO-HU-AT) - Phase I
2.	**7.1.2.**	Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Naţional de Transport Gaze Naturale pe Coridorul Bulgaria –România–Ungaria–Austria - Faza II	TRA -N-1322	Development on the Romanian territory of the NTS (BG–RO-HU-AT) - Phase II
3.	**7.2.**	Dezvoltarea pe teritoriul României a Coridorului Sudic de Transport pentru preluarea gazelor naturale de la ţărmul Mării Negre	TRA-N-362	Development on the Romanian territory of the Southern Transmission Corridor
4.	**7.3.**	Interconectarea sistemului naţional de transport cu conductele de transport internaţional gaze naturale şi Reverse Flow Isaccea	TRA-N-139	Interconnection of the NTS with the DTS and reverse flow at Isaccea
5.	**7.4.**	Dezvoltări ale SNT în zona de Nord –Est a României în scopul îmbunătăţirii aprovizionării cu gaze	TRA-N-357	NTS development in North-East Romania

Nr. crt.	Cod proiect PDSNT 2019	Denumire proiect PDSNT	Cod proiect TYNDP 2018	Denumire proiect TYNDP 2018
		naturale a zonei, precum și a asigurării capacităţilor de transport spre Republica Moldova		
6.	**7.5.**	Amplificarea coridorului de transport bidirecţional Bulgaria–România–Ungaria–Austria (BRUA Faza III)	TRA-N-959	Further enlargement of the BG—RO—HU—AT transmission corridor (BRUA) phase 3
7.	**7.6.**	Noi dezvoltări ale SNT în scopul preluării gazelor de la ţărmul Mării Negre.	TRA-N-964	New NTS developments for taking over gas from the Black Sea shore
8.	**7.7**	Interconectare România-Serbia	TRA-N-1268	Romania-Serbia Interconnection
9.	**7.8**	Modernizare SMG Isaccea 1 și SMG Negru Vodă 1	TRA-N-1277	Upgrading GMS Isaccea 1 and GMS Negru Voda 1
10.	**7.9**	Interconectarea sistemului național de transport gaze naturale cu sistemul de transport gaze naturale din Ucraina, pe directia Gherăești–Siret		
11.	**7.10**	Dezvoltarea/Modernizarea infrastructurii de transport gaze naturale în zona de Nord-Vest a României		
12.	**7.11**	Creșterea capacității de transport gaze naturale a interconectării România-Bulgaria pe direcția Giurgiu-Ruse		
13.	**7.12**	Eastring–România	TRA-N-655	Eastring - Romania
14.	**7.13**	Sistem de monitorizare, control și achizitie de date pentru stațiile de protecție catodică aferente Sistemului Național de Transport Gaze Naturale		
15.	**7.14**	Dezvoltarea sistemului SCADA pentru Sistemul Național de Transport Gaze Naturale		
16.		Proiect finalizat	TRA-F- 029	Romania-Bulgaria Interconnection (EEPR-2009-INTg-RO-BG)

Tabel 10- Comparație coduri PDSNT 2019 cu TYNDP 2018

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

Proiectul de Interconectare a Sistemelor de Transport Gaze Naturale din Bulgaria şi România pe direcţia Ruse–Giurgiu a fost realizat la finele anului 2016, în temeiul Memorandumului de Înțelegere semnat între BULGARTRANSGAZ EAD şi SNTGN Transgaz SA la data de 01.06.2009.

DESCRIEREA PROIECTULUI

Proiectul de interconectare cuprinde următoarele obiective:

- conductă terestră (DN 500, 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 a revenit SNTGN Transgaz SA;
- conductă terestră (DN 500, 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 a revenit Bulgartransgaz EAD;
- subtraversarea Dunării cu două conducte (DN 500, PN 50 bar), fiecare fir având o lungime de 2,1 km, reprezentând Conducta Principală și Conducta de Rezervă–sarcina implementării a fost comună Transgaz și Bulgartransgaz

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.

Proiectul a avut alocată o finanțare din partea Comisiei Europene (în cadrul programului EEPR, Decizia de Finanţare nr. C(2010)5962/06.09.2010) de max. 4,5 mil euro pentru segmentul românesc şi max 4,1 mil. euro, pentru segmentul bulgar.

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

Pentru subtraversarea Dunării cei doi Beneficiari-TRANSGAZ şi BULGARTRANSGAZ au convenit să desfăşoare, în baza unor acorduri de colaborare, două proceduri de achiziţie, după cum urmează:

(a) pentru Conducta Principală–conform legislaţiei achizițiilor publice din Bulgaria;
(b) pentru Conducta de Rezervă–conform legislaţiei achiziţiilor 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 execuţie lucrări pentru subtraversarea Dunării cu Conducta principală, între TRANSGAZ–BULGARTRANSGAZ şi 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.

Operațiunile aferente construirii conductei de rezervă au fost finalizate, Procesul Verbal de Punere în Funcțiune fiind semnat la data de 22.12.2016.

Interconectarea–finalizată din punct de vedere tehnic în 2016–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.

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 si 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.

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

9.6 Modalităţi de finanţare

Orice organizaţie este obligată să se adapteze mediului în care funcţionează, menţinându-şi în acelaşi timp coeziunea internă şi reducând la minimum incertitudinea care caracterizează transformările mediului intern şi extern.

Pentru ca în urma eforturilor de adaptare, organizaţia să îşi păstreze identitatea, dezvoltarea sa trebuie planificată cu cât mai mare atenţie, iar acest plan trebuie revizuit periodic.

Momentul în care se ia decizia de a se realiza o investiţie, indiferent de natura şi amploarea ei, este unul de mare importanţă în viaţa organizaţiei.

Decizia de investiție este **una dintre deciziile manageriale cele mai încărcate de răspundere, deoarece investiţiile vizează obiectivele strategice ale companiei pe termen lung și deci dezvoltarea durabilă a acesteia.**

În analiza resurselor financiare s-a luat în considerare doar necesarul acoperirii proiectelor cu statut FID și A non FID.

În ceea ce priveşte modalităţile de finanţare luate în considerare pentru realizarea proiectelor majore de dezvoltare a Sistemului Naţional de Transport gaze naturale în perioada 2019–2028 sunt constituite din:

- surse proprii;
- surse atrase.

Valoarea Proiectelor Majore Transgaz pentru perioada 2019-2028, cu statut FID și A non FID, estimată la aprox. 1,25 miliarde euro, va fi acoperită în procent de 35% din surse proprii, iar 65%, din surse atrase.

SNTGN Transgaz SA se preocupă, prin eforturi susţinute, de obţinerea de asistenţă financiară nerambursabilă pentru finanţarea proiectelor de investiţii cu impact asupra modernizării, retehnologizării şi dezvoltării infrastructurii SNT, în vederea obţinerii unui mix de finanţare care să asigure cel mai redus cost în finanţarea programului de dezvoltare.

Societatea Națională de Transport Gaze Naturale "TRANSGAZ" S.A. MEDIAS J32/301/2000 ROMÂNIA

10. Planul de modernizare și dezvoltare investiții pentru sistemul național de transport gaze naturale în perioada 2018-2021

Nr.crt	Denumirea categoriei de lucrări	2018	2019	2020	2021
1	**MODERNIZAREA ȘI RETEHNOLOGIZAREA SISTEMULUI NAȚIONAL DE TRANSPORT GAZE**				
1.1.	**MODERNIZARE INSTALAȚII TEHNOLOGICE AFERENTE SISTEMULUI NAȚIONAL DE TRANSPORT GAZE (SRM, SCV, PM, NT)**				
1.1.1	ADAPTARE LA TEREN A LINIILOR DE MĂSURĂ CE URMEAZĂ A FI INSTALATE PRIN **PROGRAMUL SCADA ȘI AUTOMATIZĂRI NODURI TEHNOLOGICE** (Anexa 1)				
1.1.2	MODERNIZARE NOD TEHNOLOGIC MEDIEȘUL AURIT - etapa 1				
1.1.3	SISTEM DETECTIE GAZ ȘI FUM ÎN HALA TURBOCOMPRESOARE LA STC ȘINCA				
1.1.4	ÎNLOCUIREA STAȚIEI DE MĂSURARE GAZE SMG ISACCEA 1				
1.2	**SISTEM COMANDĂ ACHIZIȚII DATE (Anexa 2)**				
2	**DEZVOLTAREA SISTEMULUI DE TRANSPORT GAZE ȘI INSTALAȚII AFERENTE**				
2.1.	**CONDUCTE DE TRANSPORT GAZE NATURALE**				
2.1.1	CONDUCTA DE TRANSP. GAZE Ø 16" **VASLUI - IAȘI (tr. VASLUI - MOGOȘEȘTI)** - reîntregire în zona pădurii Bârnova și probe de presiune				
2.1. 2	CONDUCTA DE TRANSP. GAZE Ø 28 " **GANEȘTI - IDRIFAIA - COROI**				
2.1.3	CONDUCTA DE TRANSP. GAZE Ø 12" **NEGRU VODĂ - TECHIRGHIOL - ETAPA II** (tronson Pecineaga - Techirghiol - revizia 1)				
2.1.4	CONDUCTA DE RACORD Ø 28" **SRM SIDEX GALAȚI**				
2.1.5	MONTARE GARĂ DE PRIMIRE GODEVIL (PROVIZORIU) **DN 800 PE CONDUCTA Ø32" BATANI - ONEȘTI,** zona Bogdănești				
2.1..6	SISTEMATIZARE CONDUCTE ÎN ZONA **NODULUI TEHNOLOGIC MOȘU**				
2.1. 7	MODERNIZARE ALIMENTARE CU GAZE NATURALE A **MUN. PLOIEȘTI**				
2.1..8	MONTARE GARĂ DE PRIMIRE GODEVIL DN 500 PE **CONDUCTA ȘENDRENI - ALBEȘTI**				
2.1.9	REFACEREA SUBTRAVERSĂRII PÂRÂULUI VULCANIȚA CU **CONDUCTELE Ø28" PALTIN - VARF DIHAM SI Ø20" STC ȘINCA - STÂLP 89,** punctele 1,2,3 si 4 Vulcanița- lucrări de consolidare mal				
2.1.10	REABILITARE CONDUCTA Ø20" HUREZANI - HATEG, JUD. HUNEDOARA: **SUBTRAVERSARE DN 66**				
2.1.11	CONDUCTA DE TRANSP. GAZE Ø 20" **PLĂTĂREȘTI - BĂLĂCEANCA**				
2.1.12	PUNEREA ÎN SIGURANȚA A **CONDUCTEI Ø32" ȘENDRENI - SILIȘTEA - BUCUREȘTI,** zona Scortaru Vechi - Comaneasca				
2.1.13	LUCRĂRI PRIVIND PUNEREA ÎN SIGURANȚĂ A CONDUCTEI DN 700, **PLATOU IZVOR SINAIA - FILIPEȘTI,** zona Talea - Breaza (et.II).				
2.1.14	MONTARE GĂRI DE PRIMIRE/LANSARE GODEVIL LA POSADA PENTRU **CONDUCTELE Ø20" STALP 89 - POSADA ȘI Ø20"**				

Societatea Națională de Transport Gaze Naturale "ROMÂNIA" TRANSGAZ S.A. MEDIAȘ J32/301/2000

Nr.crt	Denumirea categoriei de lucrări	2018	2019	2020	2021
	POSADA - MOȘU				
2.1.15	*REABILITARE CONDUCTA Ø20" HUREZANI - HAȚEG, JUD. GORJ ȘI HUNEDOARA:* ***LUCRĂRI DE CONSTRUCȚII (ÎMPREJMUIRI LA ROBINETE, LA CUPLĂRI RACORDURI ȘI LA DESCARCATOARE DE PRESIUNE)***				
2.1.16	*PUNEREA ÎN SIGURANȚA A TRAVERSĂRII AERIENE A RÂULUI TARNAVA MICĂ CU CONDUCTA DE TRANSPORT GAZE NATURALE* ***DN 700 BAHNEA - IDRIFAIA,*** *zona Bahnea*				
2.1.17	*CONDUCTA DE TRANSP. GAZE Ø 24"* ***MASLOC - RECAȘ - ETAPA I,*** *(partea II - zona prin fond forestier.)*				
2.1.18	*CONDUCTA DE TRANSP. GAZE Æ 28²* ***MOȘU - BUCIUMENI***				
2.1.19	*CONDUCTA DE TRANSP. GAZE Ø 10"* ***CÂMPULUNG MOLDOVENESC - VATRA DORNEI*** *(tr. Pojorata - Vatra Dornei)*				
2.1.20	*CONDUCTA DE TRANSP. GAZE Ø20"* ***CRAIOVA - SEGARCEA - BĂILESTI - CALAFAT,*** *et. I, tr. Craiova - Segarcea*				
2.1.21	*SUBTRAVERSARE RAU OLT CU* ***CONDUCTA Ø 12" DRĂGĂȘANI - CARACAL*** *(racord alimentare cu gaze a mun. Caracal)*				
2.1.22	*CONDUCTA DE TRANSP. GAZE Ø 32"* ***CREVEDIA - PODIȘOR***				
2.1,23	*DEVIERE CONDUCTA* ***Ø12'' MOINEȘTI - DĂRMANEȘTI,*** *zona Dărmăneasca*				
2.1.24	*REFACERE TRAVERSARERAU ARGES CU* ***CONDUCTA DN 500 SCHITU GOLEȘTI - ȚIGVENI,*** *zona Valea Danului, et. I și et.II*				
2.1.25	*LUCRĂRI PRIVIND PUNEREA ÎN SIGURANȚĂ TRAVERSARE AERIANĂ PÂRÂU VEȚCA CU* ***CONDUCTA DN 600 COROI - BORDOȘIU,*** *zona Bordoșiu*				
2.1.26	*DEVIERE CONDUCTA* ***TISAUȚI - BUCECEA,*** *zona Salcea*				
2.1.27	*APĂRARE MAL PE CONDUCTELE* **Ø 20˝ BOTORCA - ARAD ȘI COROI - MASLOC**, zona Zeicani				
2.1.28	*CONDUCTA DE TRANSP. GAZE Ø 12" MINTIA - BRAD - STEI,* ***et. I MINTIA - BRAD***				
2.1.29	*PUNERE ÎN SIGURANȚĂ TRAVERSARE AERIANA PÂRÂU IAZUL PE CONDUCTA* ***DN 500 ROTBAV-ȘINCA, DN 600 ȘI DN 700 BĂRCUȚ - ȘINCA,*** *în zona Toderița*				
2.1.30	*PUNEREA ÎN SIGURANȚĂ A CONDUCTEI* ***Ø12 " Agârbiciu - SIBIU,*** *în zona Șeica Mare*				
2.1.31	*PUNERE ÎN SIGURANȚĂ SUBTRAVERSAREA PÂRÂU BOGDANA CU CONDUCTA DN 800* ***ONEȘTI- HAN DOMNEȘTI,*** *în zona Bogdana*				
2.1.32	*PUNEREA ÎN SIGURANȚĂ* ***CONDUCTA TRANZIT 3,*** *în zona Ceamurlia*				
2.1.33	*RACORD LA SRM COMANEȘTI 2 ȘI SUBTRAVERSARE STR. CRINULUI* ***CU CONDUCTA DN 200***				
2.1.34	*PUNEREA ÎN SIGURANȚĂ* ***TRANZIT 1, în zona Camena***				
2.1.35	*INTERCONECTAREA STAȚIEI DE COMPRIMARE JUPA LA SISTEMUL NAȚIONAL DE TRANSPORT*				
2.1.36	*PROTECȚIA CONDUCTEI DE TRANSPORT GAZE NATURALE Ø 10" TÂRGU OCNA - SLĂNIC MOLDOVA, zona Cerdac, jud. Bacău*				
2.1.37	*CONDUCTA DE TRANSPORT GAZE DE INTERCONECTARE ÎNTRE Ø 10" TELINE - SIGHIȘOARA SI Ø 28" COROI - BĂRCUȚ*				
2.1.38	*PUNEREA ÎN SIGURANȚĂ A CONDUCTELOR DN 200 OCNA MUREȘ - AIUD ȘI DN 250 OCNA MUREȘ - AIUD, zona Mirăslău*				
2.1.39	*LUCRĂRI DE PUNERE ÎN SIGURANȚĂ A CONDUCTELLOR DE TRANSPORT GAZE NATURALE DN 500 MĂNEȘTI - BRAZI FIR I SI II, în zona Stăncești*				

Nr.crt	Denumirea categoriei de lucrări	2018	2019	2020	2021
2.1.40	CONDUCTA DE TRANSPORT GAZE NATURALE DN 500 SĂRMĂȘEL - BAIA MARE - SATU MARE, zona Sucutard				
2.1.41	CONDUCTA DE TRANSPORT GAZE NATURALE DE INTERCONECTARE RACORD SRM BROȘTENI LA SNT				
2.1.42	REDIMENSIONARE RACORD DE ALIMENTARE CU GAZE NATURALE SRM FORD CRAIOVA				
2.1.43	PUNEREA ÎN SIGURANȚĂ A CONDUCTEI DN 350 LUNA - AIUD, DN 250 LUNA – OCNA MUREȘ (FIR I) ȘI DN 250 LUNA -OCNA MUREȘ (FIR II), zona Razboieni				
2.1.44	PUNERE SIGURANȚĂ COND. TGN DN 200 CORNATEL - AVRIG, zona Cornatel - Sacadate				
2.1.45	PUNERE ÎN SIGURANȚĂ CONDUCTA DN 500 MEDIEȘU AURIT - ABRAMUT, zona Culciu Mare				
2.1.46	REFACERE SUBTRAVERSARE RĂU STREI CU CONDUCTELE VEST2 SI VEST 3, zona Totia				
2.1.47	IMPREJMUIRE GRUP ROBINETE PE CONDUCTA MOGOSESTI - LETCANI ȘI IMPREJMUIRE GRUP ROBINETE PE CONDUCTA VASLUI - IASI				
2.1.48	SUBTRAVERSARE RAU DAMBOVITA CU CONDUCTA INEL BUCURESTI, zona Balaceanca				
2.1.49	PUNEREA IN SIGURANTA A CONDUCTEI Ø 8" RACORD PM ALAMOR, in zona Alamor				
2.1.50	LUCRARI DE SISTEMATIZARE SI CRESTEREA SIGURANȚEI IN FUNCTIONARE A INFRASTRUCTURII SNT IN ZONA TG. MURES - UNGHENI - CORUNCA - COROI - ERNEI - REGHIN				
2.1.51	RECLASIFICAREA CONDUCTEI DN 500 GIURGIU-PODISOR PRIN PROBA DE PRESIUNE, MONTAJ POST PROTECTIE REGLARE SRM GIURGIU SI INLOCUIRE TRONSON CONDUCTA IN INCINTA CMID FRATESTI				
2.1.52	INTERCONECTARI CONDUCTE PE DIRECTIA SARMAS - VEST III, IN NT BAND				
2.2.	**CREȘTEREA CAPACITĂȚII DE TRANSPORT A SNT**				
2.2.1	**DEZVOLTARI 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**				
2.2.1.1	CONDUCTA DE TRANSP. GAZE Ø 28" **ONEȘTI - GHERĂIEȘTI - LEȚCANI**				
2.2.1.2	STATII DE COMPRIMARE **ONESTI** SI **GHERAIESTI**, AUTOMATIZARE SI SECURIZARE CONDUCTA				
2.2.1.3	ACHIZIȚIE **GRUPURI DE COMPRIMARE**				
2.2.1.4	LUCRĂRI ARHEOLOGICE				
2.2.2	**DEZVOLTAREA PE TERITORIUL ROMÂNIEI A SNT PE CORIDORUL BULGARIA - ROMÂNIA - UNGARIA - AUSTRIA, FAZA I (BRUA- Faza I)**				
2.2.2.1	LUCRĂRI DE **EXECUȚIE CONDUCTĂ** (Faza I)				
2.2.2.2	LUCRĂRI DE **EXECUȚIE STAȚII DE COMPRIMARE** (Podișor, Bibești, Jupa)				
2.2.2.3	LUCRĂRI DE **AUTOMATIZARE ȘI SECURIZARE CONDUCTĂ**				
2.2.2.4	ACHIZIȚIE **GRUPURI DE COMPRIMARE CENTRIFUGALE ACȚIONATE CU TURBINE PE GAZE**				

Nr.crt	Denumirea categoriei de lucrări	2018	2019	2020	2021
2.2.2.5	SEVICII DE IDENTIFICARE ȘI CARTARE A ZONELOR SENSIBILE DIN PUNCT DE VEDERE AL **BIODIVERSITATII ÎN ETAPELE DE PRE-CONSTRUCTIE, EXECUȚIE SI POST-CONSTRUCȚIE A PROIECTELOR TRANSGAZ**				
2.2.2.6	SERVICII DE **SUPRAVEGHERE ARHEOLOGICE**				
2.2.2.7	LUCRĂRI DE SĂPĂTURĂ PENTRU DIAGNOSTIC **ARHEOLOGIC INTRUZIV**				
2.2.2.8	LUCRĂRI DE SĂPĂTURĂ PENTRU CERCETARE **ARHEOLOGICA PREVENTIVĂ**				
2.2.2.9	SERVICIUL DE AUDIT FINANCIAR A PROIECTULUI BRUA FAZA I				
2.2.2.10	SERVICII CU ADMINISTRATIA NATIONALA DE METEOROLOGIE				
2.2.2.11	CHELTUIELI DE REINSTALARE A VEGETATIEI FORESTIERE				
2.2.2.12	SERVICII PUNERE IN VALOARE MASA LEMNOASA				
2.2.3	**DEZVOLTAREA PE TERITORIUL ROMÂNIEI A CORIDORULUI SUDIC DE TRANSPORT PENTRU PRELUAREA GAZELOR NATURALE DE LA ȚĂRMUL MĂRII NEGRE (Țărmul Mării Negre - Podișor)**				
2.2.3.1	LUCRARI ARHEOLOGICE				
2.2.4	**INTERCONECTAREA SNT CU CONDUCTA DE TRANSPORT INTERNAȚIONAL GAZE NATURALE T1 ȘI REVERSE FLOW ISACCEA**				
2.2.4.1	CONSTRUCȚII				
2.2.4.2	INSTALAȚII ELECTRICE ȘI AUTOMATIZĂRI				
2.2.4.3	SISTEM INTEGRAT DE MONITORIZARE OBIECTIV				
2.2.5	**NOI DEZVOLTĂRI ALE SNT ÎN SCOPUL PRELUĂRII GAZELOR DE LA ȚĂRMUL MĂRII NEGRE (Vadu -T1)**				
2.2.5.1	LUCRARI ARHEOLOGICE				
2.2.6	**CONSOLIDAREA SISTEMULUI DE TRANSPORT IN ROMANIA, INTRE ONESTI-ISACCEA SI INVERSAREA FLUXULUI LA ISACCEA - FAZA 2 (INTERCONECTAREA SISTEMULUI NATIONAL DE TRANSPORT CU SISTEMUL INTERNATIONAL SI REVERSE FLOW LA ISACCEA) - FAZA 2 MODERNIZAREA SCG ONESTI SI MODERNIZAREA SCG SILISTEA**				
2.2.7	**INTERCONECTAREA SISTEMULUI NAȚIONAL DE TRANSPORT GAZE NATURALE DIN ROMÂNIA CU SISTEMUL SIMILAR DE TRANSPORT GAZE NATURALE DIN SERBIA" (INCLUSIV ALIMENTARE CU ENERGIE ELECTRICĂ, PROTECȚIE CATODICĂ ȘI FIBRĂ OPTICĂ)**				
2.2.7.1	LUCRARI ARHEOLOGICE				
2.2.8	**INTERCONECTAREA SNT CU SISTEMUL DE TRANSPORT INTERNATIONAL SI REVERSE FLOW LA ISACCEA - ETAPA 2 - LUCRARI IN NT SENDRENI - EXISTENT**				
2.2.8.1	CONSTRUCȚII				
2.2.8.2	INSTALAȚII ELECTRICE ȘI AUTOMATIZĂRI				
2.3	**LUCRĂRI DE CONSTRUCȚII ȘI INSTALAȚII DE SUPRAFAȚĂ PENTRU STAȚII DE REGLARE MĂSURARE (Anexa 3)**				
2.4	**STAȚII DE PROTECȚIE CATODICĂ (Anexa 4)**				

Nr.crt	Denumirea categoriei de lucrări	2018	2019	2020	2021
2.5	LUCRĂRI DE CONSTRUCȚII ȘI INSTALAȚII DE SUPRAFAȚĂ PENTRU INSTALAȚII DE ODORIZARE (Anexa 5)				
2.6	LUCRĂRI LA CONDUCTELE DE TRANSPORT GAZE NATURALE AFLATE ÎN EXPLOATARE SITUATE ÎN ZONE DE RISC INCIDENT (Anexa 6)				
3	INSTALAȚII ȘI REȚELE ELECTRICE				
4	ACHIZIȚI TERENURI				
5	LUCRĂRI DE ACCES LA SNT				
6	DEZVOLTAREA SNT CONFORM LEGII 123/2012 (ACTUALIZATA), ART.130, AL. E^1 SI E^2				

PMDI – Anexa 1 - ADAPTARE LA TEREN A LINIILOR DE MĂSURĂ CE URMEAZĂ A FI INSTALATE PRIN ***PROGRAMUL SCADA ȘI AUTOMATIZĂRI NODURI TEHNOLOGICE***

Nr. crt	Denumirea categoriei de lucrări	2018	2019	2020	2021
1	Nod tehnologic Racova				
2	Nod tehnologic Dragașani				
3	Nod tehnologic Băcia				
4	Nod tehnologic Recaș				
5	Nod tehnologic Moisica - automatizări				
6	Nod tehnologic Feliceni - automatizări				
7	Nod tehnologic Lazarești - automatizări				
8	Relocare gazcromatograf de proces tip ABBNGC8206 din locația SMIR Mănești în NT Mănești și adăugarea unui flux suplimentar				
9	Modernizare Nod tehnologic Bogata III - alimentare cu energie electrică a componentelor de acționare, automatizare și supraveghere obiectiv				
10	Nod Tehnologic Gherăești - Alimentare cu energie electrică a componentelor de acționare, automatizare și supraveghere				
11	Modernizare NT Schitu Goleşti - montare gara godevil				

PMDI – Anexa 2 – ***SISTEM COMANDĂ ACHIZIȚII DATE***

Nr. crt	Denumirea categoriei de lucrări	2018	2019	2020	2021
1	SISTEM SCADA				
1.1	Integrare SRM in Sistemul SCADA				
1.2	Suplimentare licenta Scada HIGH-LEIT pentru terminal server				
2.	IMPREJMUIRI LA ROBINEȚI S .C. A. D. A. ȘI NODURI TEHNOLOGICE				
2.1	**Robineți S.C.A.D.A.**				
2.1.1	Robinet R6 + R43 Lutita				
2.1.2	Robinet R53 Sarmisegetusa				
2.2	**Noduri tehnologice**				
2.2.1	Feliceni				

*PMDI – Anexa 3 – **LUCRĂRI DE CONSTRUCȚII ȘI INSTALAȚII DE SUPRAFAȚĂ PENTRU STAȚII DE REGLARE MĂSURARE***

Nr. crt	*Denumirea categoriei de lucrări*	2018	2019	2020	2021
1	S.R.M. Isalnița				
2	SRM - Lot 3				
3	Relocarea, redimensionarea și adaptarea la teren a instalației tehnologice de la SRM Supercom Afumați la SRM Dragomirești				
4	Înlocuirea instalațiilor tehnologice la SRM Timișoara I.				
5	Modernizare SRM Nadrag				
6	Modernizare SRM Chisineu Cris				
7	SRM Clinceni - Eficientizarea sistemului de măsură prin completarea instalației tehnologice cu elemente/echipamente corespunzatoare				
8	SRM DEJ II				
9	Modernizare și adaptare la teren SRM Suceava				
10	**Adaptare le teren:**				
10.1	S.R.M. Falticeni				
10.2	S.R.M. Izvin				
11	Modernizarea sistemului de măsurare a debitelor de gaze naturale la SMG Isaccea Tranzit 3 si SMG Negru Voda Tranzit 3				
12	Conectarea sistemelor electronice de măsurare comercială cu diafragma la gazcromatografele de proces				
13	Modernizare, relocare SRM Bistrita și racordare la SNT				
14	Modernizare și înlocuire instalații tehnologice în cadrul SRM Miercurea Ciuc				
15	Instalatie filtrare/separare la SRM SIDEX Galati				
16	Relocare si adaptare la teren a instalatiei tehnologice SRM Poroterom Orastie pe locatia SRM Baru				
17	Modernizare SRM Ganesti				

*PMDI – Anexa 4 – **STAȚII DE PROTECȚIE CATODICĂ***

Nr. crt	*Denumirea categoriei de lucrări*	2018	2019	2020	2021
1	Stație de protecție catodică Marsa				
2	Stație de protectie catodică Sibiu 2				
3	Stație de protecție catodică în zona PM Ilimbav				
4	Stație de protecție catodică Vădeni, jud. Gorj				
5	Stație de protecție catodică Bogatu Român				
6	Protecție catodică pe conducta Coroi - Mașloc, zona Craciunelul de Jos - SPC Craciunelu 2				
7	Instalație de alimentare cu energie electrică la SPC Gearmata Vii				

*PMDI – Anexa 5 – **LUCRĂRI DE CONSTRUCȚII ȘI INSTALAȚII DE SUPRAFAȚĂ PENTRU INSTALAȚII DE ODORIZARE***

Nr. crt	*Denumirea categoriei de lucrări*	2018	2019	2020	2021
1	Adaptare la teren a instalatiilor de odorizare				

Societatea Națională de Transport Gaze Naturale TRANSGAZ S.A MEDIAȘ J32/301/2000 ROMÂNIA

PMDI – Anexa 6 – ***LUCRĂRI LA CONDUCTELE DE TRANSPORT GAZE NATURALE AFLATE ÎN EXPLOATARE SITUATE ÎN ZONE DE RISC INCIDENT***

Nr.crt	Denumirea categoriei de lucrări	2018	2019	2020	2021
1	*LUCRĂRI PRIVIND PUNEREA ÎN SIGURANȚĂ* ***RACORD DE ALIMENTARE CU GAZE NATURALE Ø 10² SRM BREAZA***				
2	*LUCRĂRI PRIVIND PUNEREA ÎN SIGURANȚĂ A* ***CONDUCTEI Ø8² CORNATEL - AVRIG,*** *zona Avrig*				
3	*LUCRĂRI PRIVIND PUNEREA ÎN SIGURANȚĂ* ***RACORD DE ALIMENTARE CU GAZE NATURALE SRM RĂCĂCIUNI,*** *zona popas turistic Dumbrava*				
4	*LUCRĂRI PRIVIND PUNEREA ÎN SIGURANȚĂ* ***RACORD DE ALIMENTARE CU GAZE NATURALE SRM BRĂILA,*** *zona Ferma Agricolă*				
5	*PUNEREA ÎN SIGURANȚĂ A* ***CONDUCTEI Ø8" OCNA MUREȘ - AIUD,*** *zona Decea*				
6	*LUCRĂRI PRIVIND PUNEREA ÎN SIGURANȚĂ A CONDUCTEI DE TRANSPORT GAZE NATURALE* ***Ø20" HATEG - DEALUL BABII - PAROSENI,*** *zona Dealul Babii, jud. Hunedoara*				
7	*PUNEREA ÎN SIGURANȚĂ A CONDUCTEI Ø 10"* ***FRASIN - SPĂTĂREȘTI*** *în zona Spătărești*				

Notă: Programul de modernizare și dezvoltare investiții pentru anul 2019 prezentat a fost aprobat în HCA nr. 1 din 18 ianuarie 2019.

Lucrări care nu au fost finalizate în anul 2018 și se continuă în anul 2019.

În cadrul PMDI pentru anul 2019 și a estimărilor pentru perioada 2020-2021 au fost cuprinse investiții în dezvoltări ale SNT în conformitate cu prevederile Legii 123/2012, investiții care să asigure extinderea Sistemului Național de transport în zone cu sisteme de distribuție nou înființate. Conform art. 151 din legea 123/2012 operatorul de transport are obligația de a finanța lucrările de extindere în condiții de eficiență economică. Conform art. 130 alin e1 și e2, operatorul de transport are obligația de a extinde SNT pentru alimentarea stațiunilor turistice de interes național și local aflate la o distanță de maxim 25 km de punctul de racordare la SNT. Valorile estimate pentru dezvoltarea rețelei de transport pe teritoriul României sunt cuprinse în PMDI la capitolul 6 ***DEZVOLTAREA SNT CONFORM LEGII 123/2012 (ACTUALIZATA), ART.130, AL. E[1] SI E[2], astfel:***

- mii lei -

	BVC 2019	Estimat 2020	Estimat 2021
Dezvoltare SNT conform legii 123/2012	**150.000**	**350.000**	**400.000**

Sumele cuprinse în Planul de Dezvoltare a SNT 2019-2028 privind extinderea, dezvoltarea SNT asigură posibilitatea racordării la SNT a tuturor localităților din România, în conformitate cu prevederile Legii nr. 123/2012 și cele ale Ordinului ANRE nr. 82/2017.

11. CONCLUZII

România aspiră să devină un pol energetic în estul Europei atât din punct de vedere a realizării unei rețele de transport gaze naturale puternic interconectată cu rețelele similare de transport gaze naturale din regiune cât și din punct de vedere a furnizării de gaze naturale.

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

- interconectarea reţelelor de gaze naturale şi electricitate şi crearea infrastructurii fizice şi instituţionale necesare operării unei pieţe lichide de energie;
- dezvoltarea de noi surse autohtone de gaze naturale şi integrarea în pieţele regionale de energie electrică;
- asumarea politicilor energetice europene, creşterea capacităţii de negociere în instituţiile UE şi colaborarea cu alte state membre în susţinerea obiectivelor strategice comune.

Sectorul energetic poate deveni un veritabil **"motor de creştere economică"**.
Prin resursele sale semnificative şi prin oportunităţile oferite de poziţionarea geografică, România îşi poate asigura un grad ridicat de securitate energetică şi integrare regională.
Interconectarea transfrontalieră a reţelelor este astăzi, o prioritate în politica energetică a României.

Orice scenariu de dezvoltare a producţiei de gaze naturale şi de energie electrică sau de diversificarea a surse externe de import necesită o **infrastructură adecvată de transport.**

Pentru a răspunde cerinţelor politicii Uniunii Europene în domeniul energiei bazată pe trei obiective fundamentale: **siguranţă energetică, dezvoltare durabilă şi competitivitate**, **SNTGN Transgaz SA** a prevăzut în planul de administrare pentru perioada 2017-2021 creşterea nivelului de adecvanţă al reţelei de transport gaze naturale în vederea asigurării interoperabilităţii cu sistemele vecine, dezvoltarea, reabilitarea şi modernizarea infrastructurii de transport gaze naturale, îmbunătăţirea eficienţei şi interconectarea cu sistemele de transport gaze naturale din ţările vecine.

Prin realizarea obiectivelor stabilite în **Planul de dezvoltare pe 10 ani, 2019–2028**, **Transgaz** doreşte să devină un important operator de transport gaze naturale pe piaţa internaţională a gazelor naturale, cu un sistem naţional de transport modernizat, inteligent, integrat la nivel european şi cu un sistem de management modern, aliniat la standardele de performanţă şi reglementările legislative internaţionale.

Pe fondul dependenţei semnificative a pieţei europene de energie de importul de resurse energetice din Rusia şi Orientul Mijlociu, rolul rezervelor de gaze naturale descoperite în Marea Neagră este fără îndoială major pentru siguranţa energetică a României, pentru consolidarea poziţiei României ca un important jucător în UE ca producător şi exportator de energie, pentru includerea ţării în trasele majore de transport gaze naturale ale Europei şi pentru creşterea bunăstării economice a ţării în deceniile următoare.

La orizontul anului 2028, cu interconexiunile necesare, România va avea mai multe opţiuni de import de gaze naturale:

- prin intermediul terminalelor regionale de gaz natural lichefiat (GNL) din Grecia, Croaţia şi Polonia piaţa românească va putea achiziţiona gaze din Bazinul Levantin (Mediterana de Est);
- prin interconexiunea Bulgaria–România va putea fi importat gaz caspic din Coridorul Sudic de Gaz.

Conştient de această responsabilitate, managementul companiei Transgaz continuă 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 investiţii estimate la aprox. 4,03 miliarde euro (din care 1,25 miliarde euro pentru proiecte FID și A non FID), proiecte ce vor avea ca rezultat crearea unor noi culoare de transport gaze naturale esenţiale pentru transportul, atât pe piaţa autohtonă cât și pe pieţele din regiune, a cantităților de gaze naturale descoperite în Marea Neagră, dar şi pentru integrarea României în marile trasee transfrontaliere ale Coridorului Sud-Est/Nord-Sud al Europei.

Capabilitatea companiei de a se transforma şi de a răspunde, în anii ce urmează, cerinţelor generate de resursele gazeifere ale Romaniei, va fi una din cele mai mari provocari întâmpinate 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 esenţiale pentru bunăstarea României, dar va fi şi un litmus test pentru a demonstra investitorilor străini abilitatea României de a crea condiţii propice de dezvoltare şi atragere a investiţiilor străine.

Listă figuri, grafice şi tabele

Figura 1 - Punctele de interconectare ale sistemului românesc de transport gaze naturale cu sistemele similare ale Bulgariei şi Ungariei 40
Figura 2 – Harta proiectului major de dezvoltare al coridorului Bulgaria-România-Ungaria-Austria – Faza I 41
Figura 3 – Harta proiectului major de dezvoltare al coridorului Bulgaria-România-Ungaria-Austria – Faza II 45
Figura 4 - Harta proiectului major de dezvoltare pentru preluarea gazelor de la ţărmul Mării Negre prin extinderea 48
Figura 5 - Harta proiectului major de dezvoltare pentru interconectarea SNT cu conducta de transport internaţional 51
Figura 6 - Dezvoltări ale SNT în zona de Nord–Est a României 54
Figura 7- Dezvoltare BRUA 3 56
Figura 8 - Dezvoltări ale SNT la Marea Neagră 59
Figura 9 - Interconectarea SNT cu Serbia pe direcția Recaș–Mokrin 61
Figura 10 - Modernizare SMG Isaccea 1 și Negru Vodă 1 63
Figura 11 - Interconectarea sistemului național de transport gaze naturale România 66
Figura 12- Dezvoltarea/Modernizarea infrastructurii de transport gaze naturale 68
Figura 13- Creșterea capacității de transport gaze naturale a interconectării 70
Figura 14- Eastring 71
Figura 15 – Sistem înmagazinare gaze naturale 76
Figura 16 - Harta organizării teritoriale a SNTGN Transgaz SA 117
Figura 17- Harta Sistemului Naţional de Transport Gaze Naturale 118
Figura 18 - Punctele de interconectare transfrontalieră ale SNT 120
Figura 19 - Culoarele de transport gaze naturale din SNT 122
Figura 20 - Harta proiectelor majore din SNT 123
Figura 21 - Reprezentarea schematică a pieţei gazelor naturale din România 124
Figura 22 - Harta ţărilor vecine României şi lungimile sistemelor de transport gaze naturale 125

Grafic 1 - Evoluţia cantităţilor de gaze naturale transportate inclusiv cele destinate înmagazinării subterane 6
Grafic 2 -Ponderea consumului tehnologic în total gaze naturale transportate inclusiv cele destinate înmagazinării în perioada 2010-2018 6
Grafic 3- Structura veniturilor din exploatare 8
Grafic 4 - Structura actuală a acţionariatului Transgaz 9
Grafic 5-Consumul de gaze naturale pe piaţa din România în perioada 2008–2018 (GWh) 21
Grafic 6- Consumul sezonier de gaze naturale în perioada 2008-2018 21
Grafic 7–Evoluția parcului de capacități producție energie electrică disponibile, fără investiții în capacități noi 22
Grafic 8 – Structura mixului energiei primare în 2017 și 2030 23
Grafic 9 – Cererea de energie finală pe sectoare de activitate în 2017 și 2030 24
Grafic 10 – Consumul de gaze naturale în perioada 2000-2050 conform 24
Grafic 11 – Prognoza consumului intern de gaze naturale în perioada 2020 – 2035 24
Grafic 12 – Producția internă de gaze naturale în funcție de principalii producători în perioada 2008-2018 (mld mc/an) 25
Grafic 13 – Sursele de aprovizionare cu gaze naturale în perioada 2008-2018 25
Grafic 14 – Prognoza producţiei de gaze naturale în perioada 2000–2050 conform 26
Grafic 15– Prognoza producţiei de gaze naturale ROMGAZ în perioada 2020–2030 26
Grafic 16– Prognoza producţiei de gaze naturale Black Sea Oil and Gas în perioada 2020–2030 27
Grafic 17– Prognoza producţiei de gaze naturale OMV Petrom în perioada 2020–2030 27
Grafic 18 – Prognoza producţiei de gaze naturale Exxon Mobil în perioada 2020–2030 27
Grafic 19– Prognoza producţiei de gaze naturale în perioada 2000–2030 conform 27
Grafic 20– Capacități rezervate în perioada 2009-2018 30
Grafic 21 – Evoluție capacități înmagazinate în perioada 2009-2018 30
Grafic 22- Statut Proiecte Majore de înmagazinare 85
Grafic 23 - Costul Proiectelor Majore de înmagazinare (mil. EURO) 86
Grafic 24- Efortul investițional - funcție de termenele de finalizare (mil. EURO) 86
Grafic 25 – Statutul Proiectelor Majore Transgaz 88

Grafic 26-Costul proiectelor majore (mil.Euro) 89
Grafic 27– Efortul investiţional Transgaz pentru proiecte FID în funcţie de termenul estimat de finalizare (mil. Euro) 93
Grafic 28 - Efortul investiţional Transgaz pentru proiecte A non FID în funcţie de termenul estimat de finalizare (mil. Euro) 94
Grafic 29 - Efortul investiţional Transgaz pentru proiecte FID şi A non FID în funcţie de termenul estimat de finalizare (mil. Euro) 94
Grafic 30 - Efortul investiţional Transgaz pentru proiecte LA non FID în funcţie de termenul estimat de finalizare (mil. Euro) 96
Grafic 31 -Efort investiţional anual (inclusiv proiecte LA non FID)-mil. Euro 99
Grafic 32- Efortul investiţional anual pentru realizarea proiectelor cu statut FID şi A non FID -mil. Euro 99

Tabel 1- Cantităţile de gaze naturale transportate, consumul tehnologic şi ponderea consumului tehnologic în total gaze naturale transportate inclusiv cele destinate înmagazinării subterane în perioada 2010-2018 5
Tabel 2- Previziuni ale cantităţilor de gaze naturale transportate inclusiv cele destinate înmagazinării subterane (fără transport internaţional gaze naturale) şi consum tehnologic în perioada 2019 -2028 6
Tabel 3– Acţionariatul Transgaz 9
Tabel 4 - PEAK şi consum maxim 14 zile 22
Tabel 5 - Punctele de import gaze naturale 35
Tabel 6 – Prognoze valoare N-1 pe 10 ani 36
Tabel 7 – Statutul Proiectelor Majore pentru perioada 2019-2028 87
Tabel 8 – Proiecte pentru care se aplică procedura Open Season 88
Tabel 9 - Planificare Proiecte Majore pentru perioada 2019-2028 99
Tabel 10- Comparaţie coduri PDSNT 2019 cu TYNDP 2018 101
Tabel 11–Principalele componente ale SNT la data de 31.12.2018 119
Tabel 12-Analiza principalelor obiective ale SNT din perspectiva duratei de funcţionare 119
Tabel 13 – Starea tehnică a grupurilor de comprimare 119
Tabel 14 – Caracteristici tehnice ale conductelor de interconectare transfrontalieră 121
Tabel 15 – Caracteristici tehnice ale conductelor de transport internaţional gaze naturale 121

Definiţii şi 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 creşterea etapizată a capacităţii coridorului de transport bidirecţional Bulgaria–România–Ungaria–Austria
NSI-EAST	Coridorul Estic Nord–Sud
PCI	Proiecte de Interes Comun
POIM	Programul Operaţional 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 Naţională de Transport Gaze Naturale
ANRE	Autoritatea Naţională de Reglementare în domneiul Energiei
ANRM	Agenţia Naţională a Resurselor Minerale
BVB	Bursa de Valori Bucureşti
SNT	Sistemul Naţional de Transport gaze naturale
SRM	Staţie de Reglare Măsurare gaze naturale
SCV	Staţie Comandă Vane
NT	Noduri Tehnologice
SMG	Staţie de măsurare pe conductele de transport internaţional
SCG, SC	Staţie de Comprimare gaze naturale
SPC	Staţie de Protecţie Catodică
SOG	Staţie de Odorizare gaze naturale
SCADA	Sistem de Comandă şi Achiziţie Automata a Datelor
BG	Bulgaria
UA	Ucraina
HU	Ungaria
RO	România
DN	Diametru Nominal
L	Lungime
Pn	Presiune nominală

ROMÂNIA Societatea Naţională de Transport Gaze Naturale TRANSGAZ S.A. MEDIAŞ J32/301/2000

Anexe : Hărţi şi specificaţii tehnice

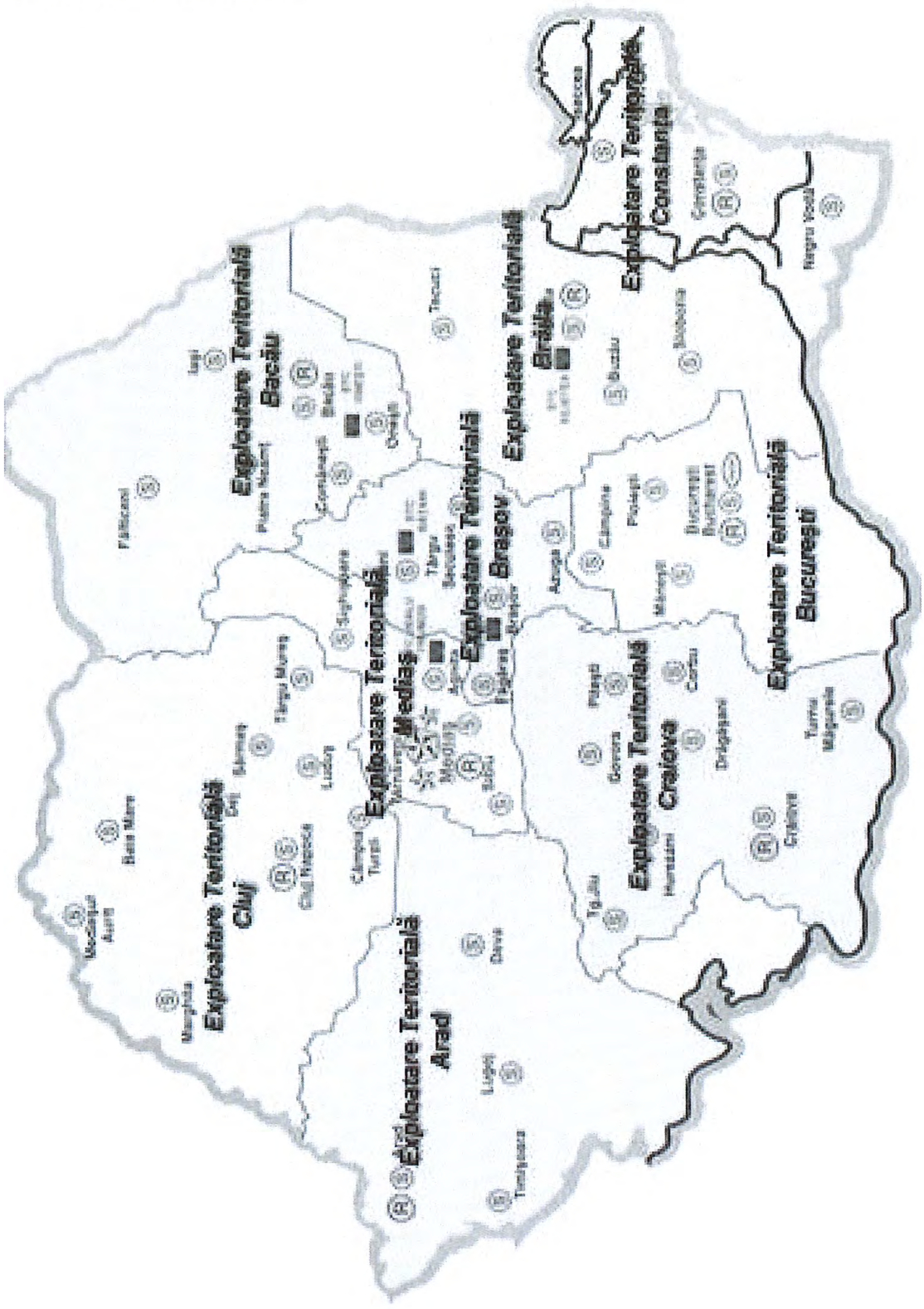


Figura 16 - Harta organizării teritoriale a SNTGN Transgaz SA

TRANSGAZ S.A. MEDIAS J32/301/2000 Operator Național de Transport Gaze Naturale

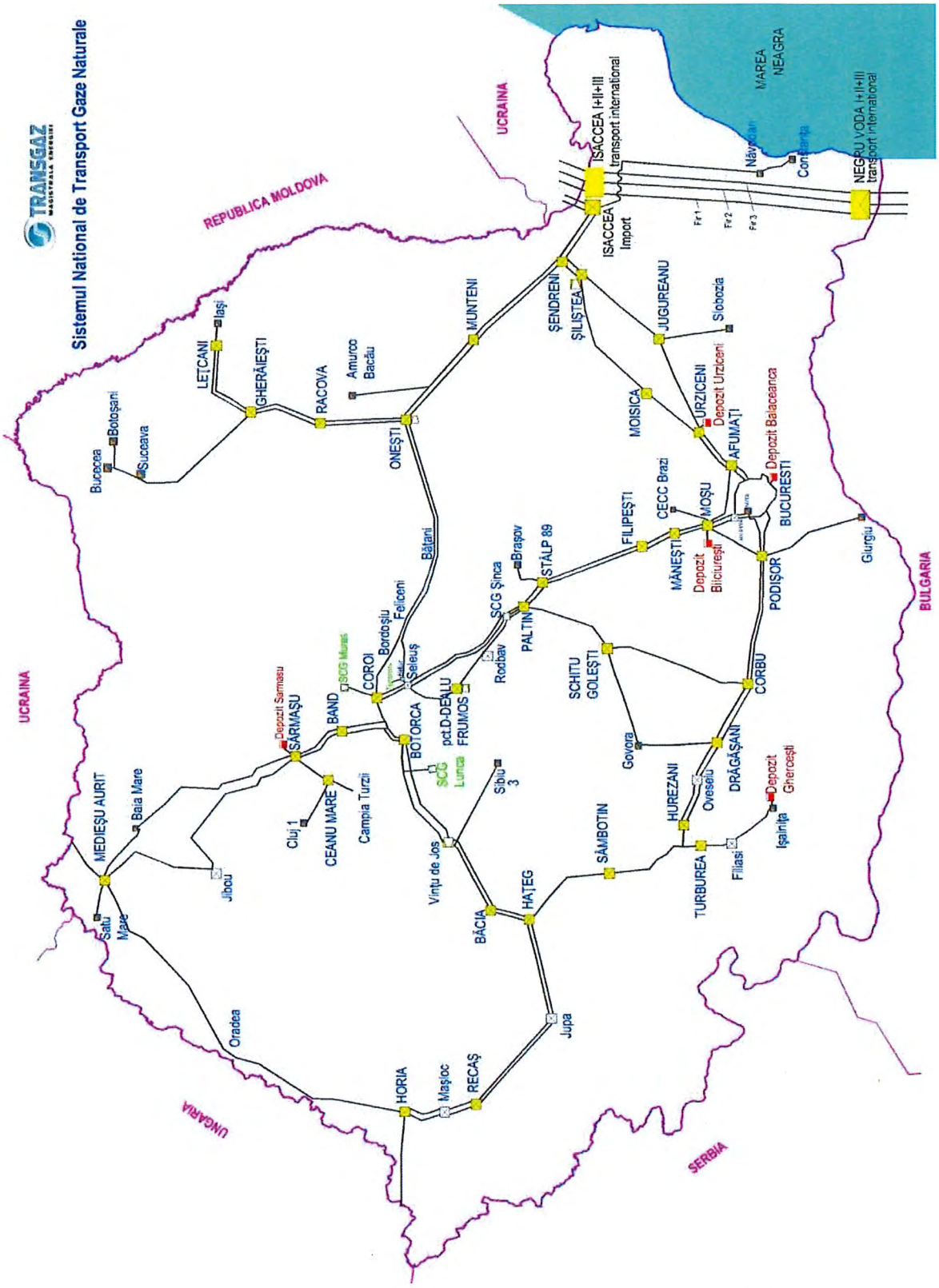


Figura 17- Harta Sistemului Național de Transport Gaze Naturale

Societatea Națională de Transport Gaze Naturale * ROMÂNIA * TRANSGAZ S.A. MEDIAȘ J32/301/2000

Principalele componente ale Sistemului Naţional de Transport gaze naturale
▪ 13.381 km conducte magistrale de transport şi racorduri de alimentare gaze naturale, din care 370 km conducte de transport internaţional
▪ 1.130 staţii de reglare măsurare gaze naturale
▪ 58 staţii de comandă vane (SCV, NT);
▪ 7 staţii de măsurare a gazelor naturale din import
▪ 4 staţii de măsurare amplasate pe conductele de tranzit gaze (SMG);
▪ 3 staţii de comprimare gaze (SCG);
▪ 1.039 staţii de protecţie catodică (SPC);
▪ 902 staţii de odorizare gaze (SOG).

Tabel 12–Principalele componente ale SNT la data de 31.12.2018

Analiza principalelor obiective aparţinând SNT din perspectiva duratei de funcţionare			
Durata de funcţionare	Conducte de transport (km)	Racorduri de alimentare (km)	Număr Staţii de Reglare Măsurare (Direcţii)
> 40 ani	6.628	350	149
30 - 40 ani	2.001	164	60
20 -30 ani	692	302	252
10-20 ani	1.505	859	575
< 10 ani	760	120	201
TOTAL	**11.586**	**1.795**	**1.130 SRM-uri (1.237 direcţii de măsurare)**
	13.381		

Tabel 11-Analiza principalelor obiective ale SNT din perspectiva duratei de funcţionare

Starea tehnică a grupurilor de comprimare			
S.T.C.	**GRUP COMPRIMARE**	**Luna/an PIF**	**STARE TEHNICĂ**
VINŢU	G1(3,2 MW)	III 1966	Grupurile de comprimare sunt depăşite tehnic şi moral. Dacă din punct de vedere tehnologic, în noul context al fluxurilor de gaze în SNT, staţia va trebui să fie funcţională, atunci se va impune o modernizare completă a instalaţiilor şi înlocuirea grupurilor existente.
	G2 (3,2 MW)	III 1966	
ŞINCA	G1 (3,2 MW)	II 1974	Grupurile 1 şi 2 (staţia 1) în stare de funcţionare. Staţia 1 a fost modernizată în perioada 2010-2013 fără schimbarea grupurilor de comprimare. Grupurile 3 şi 4 (staţia 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 sunt depăşite tehnic, activitatea fiind suspendată. Dacă din punct de vedere tehnologic, în noul context al fluxurilor de gaze în SNT, staţia va trebui să fie funcţională, se va impune o revizie generală şi eventual reparaţie capitală, funcţie de rezultatul reviziei.
	G2 (0,75 MW)	XI 1987	
	G3 (0,75MW)	XI 1987	
	G4 (0,75 MW)	XII 1987	
ONEŞTI	G1 (3,2 MW)	VIII 1976	În stare de funcţionare, s-a modernizat instalaţia tehnologică în cadrul programului de modernizare 2010-2015.
	G2 (3,2 MW)	IV 2007	
SILIŞTEA	G1 (3,2 MW)	XII 1980	Staţia se află în proces de modernizare prin înlocuirea instalaţiilor şi grupurilor de comprimare existente.
	G2 (3,2 MW)	XII 1980	

Tabel 13 – Starea tehnică a grupurilor de comprimare

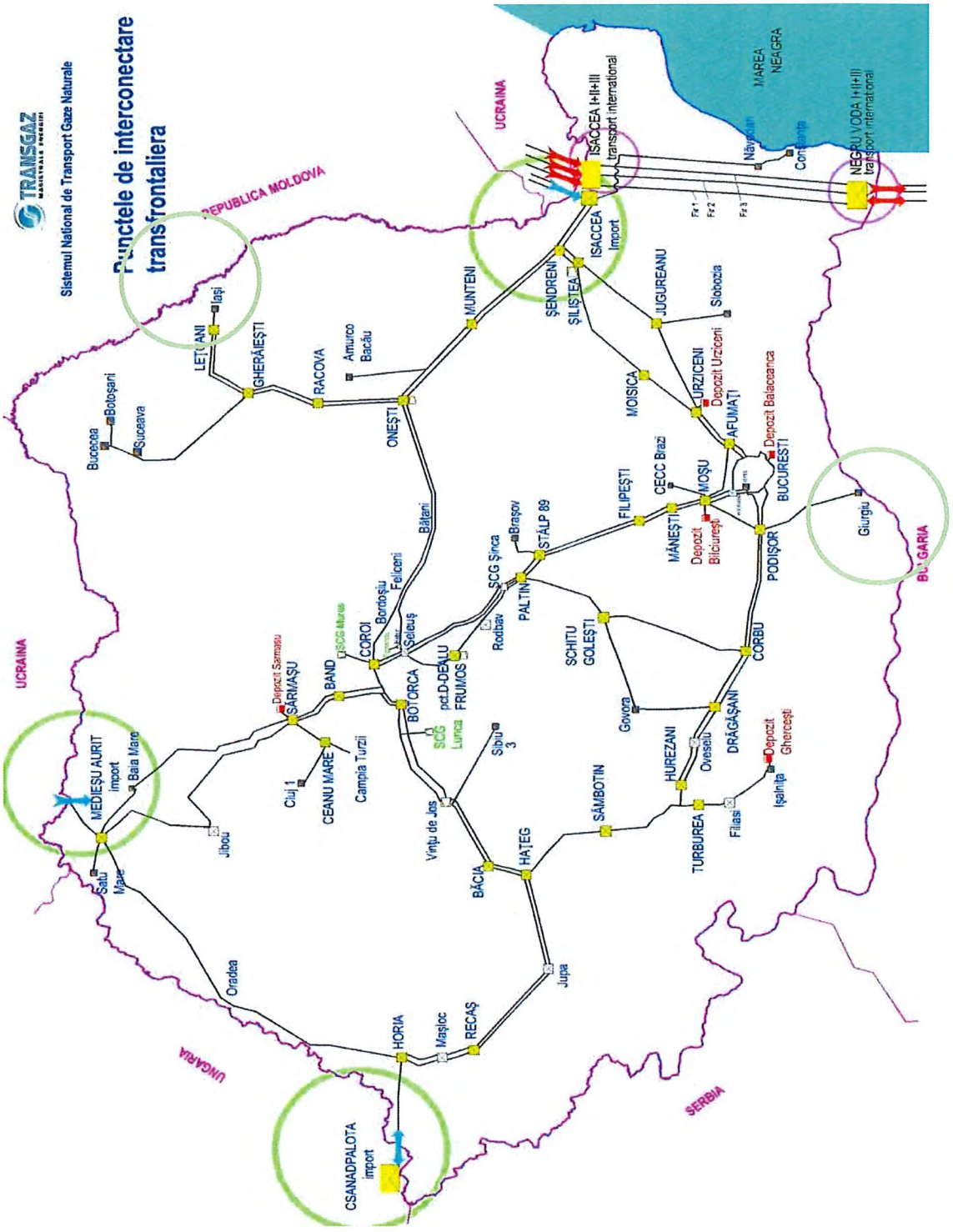


Figura 18 - Punctele de interconectare transfrontalieră ale SNT

ROMÂNIA Societatea Națională de Transport Gaze Naturale TRANSGAZ S.A. MEDIAȘ J32/301/2000

Caracteristici tehnice ale conductelor de interconectare transfrontalieră şi transport internaţional 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) – Medieşu 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) – Iaşi (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 14 – Caracteristici tehnice ale conductelor de interconectare transfrontalieră

Caracteristici ale conductelor de transport internaţional gaze naturale

Transport internaţional gaze naturale pentru Bulgaria	
FIR I conectat la SNT	DN 1000 L = 183,5 km Capacitate tehnică = 6.1 mld. Smc/an
Transport internaţional de gaze naturale pentru Turcia, Grecia, Macedonia - *Conducte dedicate care nu sunt conectate la Sistemul Naţional de Transport gaze naturale*	
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 15 – Caracteristici tehnice ale conductelor de transport internaţional gaze naturale

ROMÂNIA • Societatea Naţională de Transport Gaze Naturale TRANSGAZ S.A. MEDIAŞ J32/301/2000

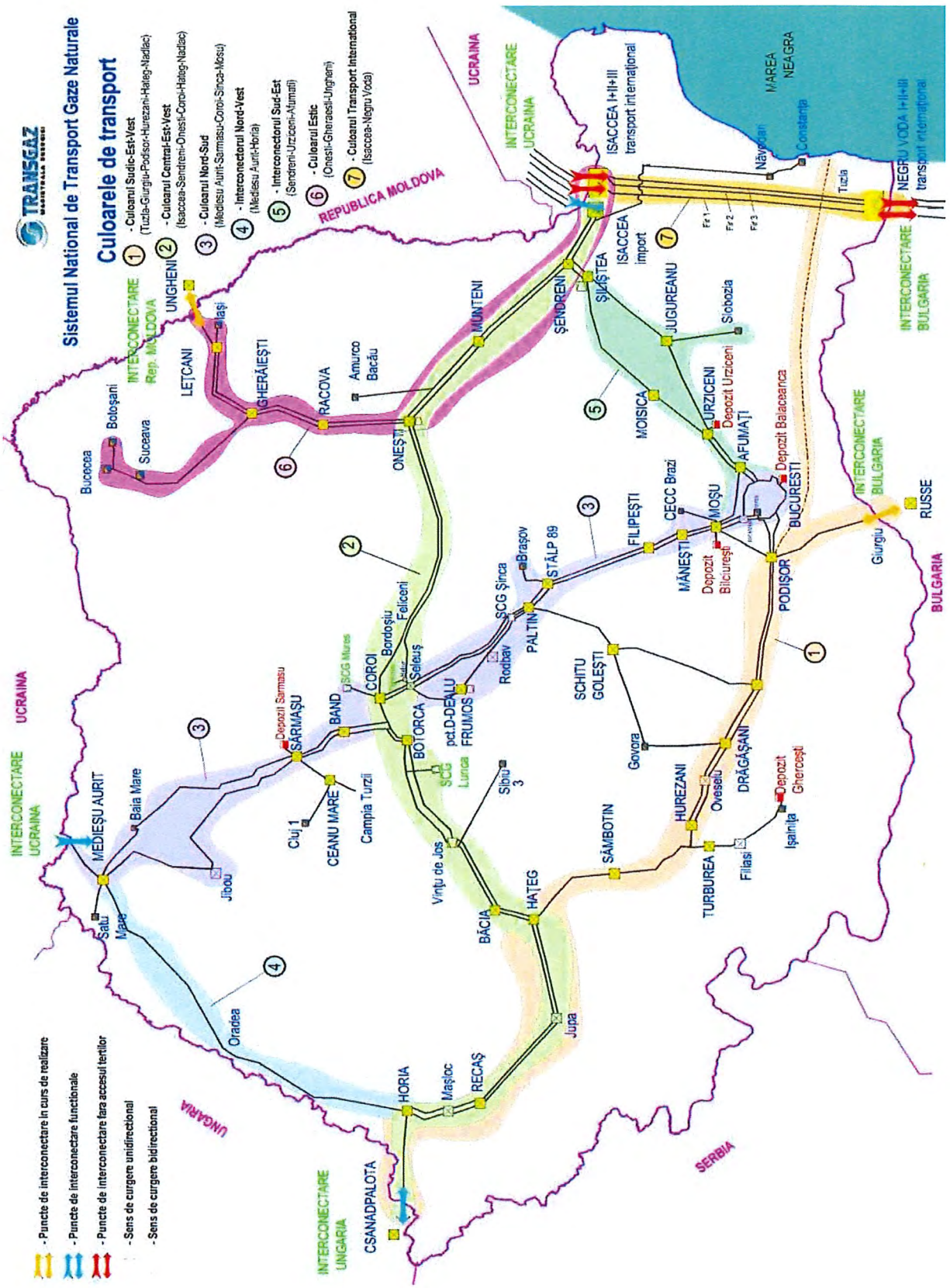


Figura 19 - Culoarele de transport gaze naturale din SNT

Societatea Națională de Transport Gaze Naturale • ROMÂNIA • TRANSGAZ S.A MEDIAŞ J32/301/2000

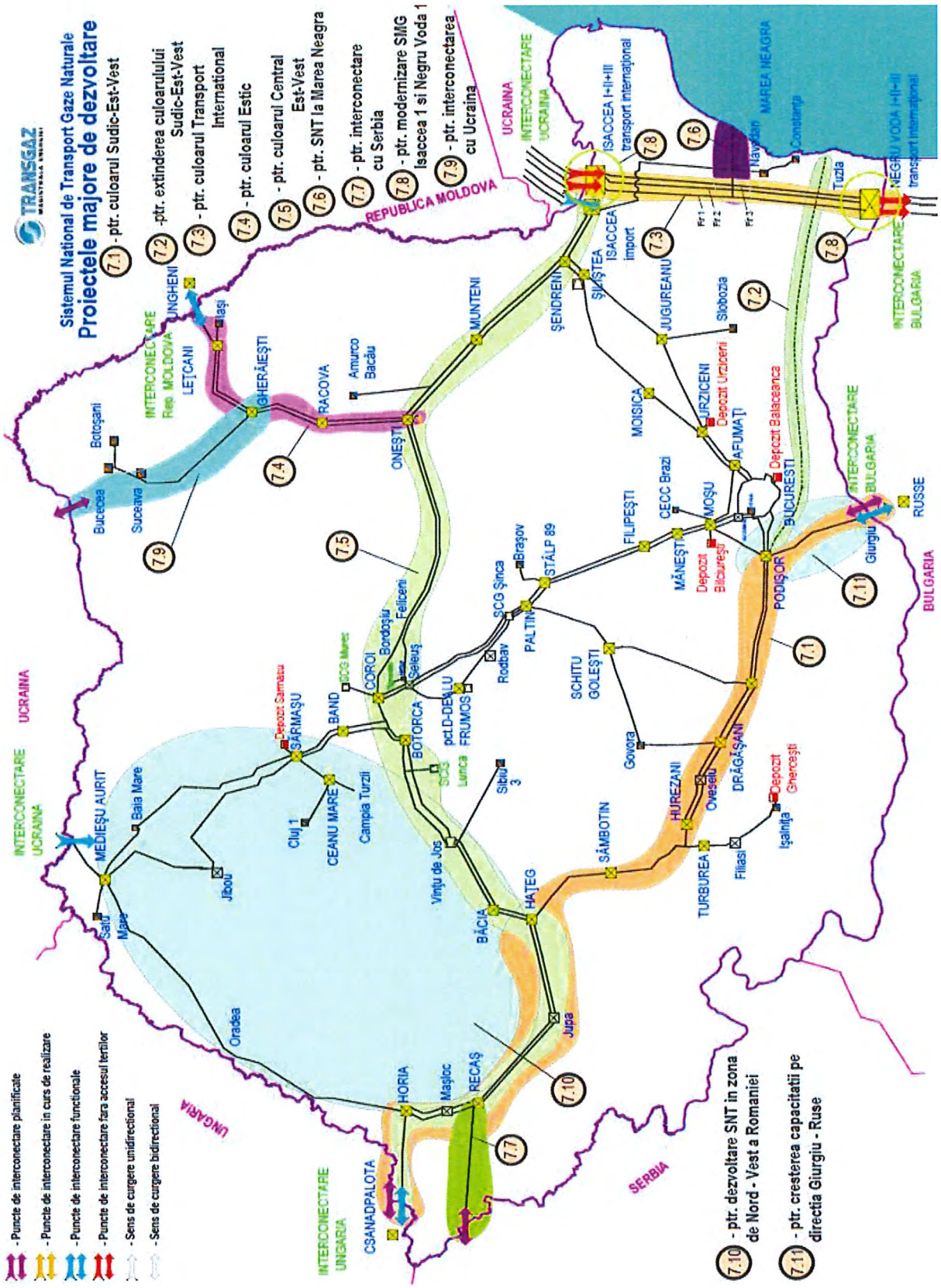


Figura 20 - Harta proiectelor majore din SNT

ROMÂNIA Societatea Națională de Transport Gaze Naturale TRANSGAZ S.A. MEDIAȘ J32/301/2000

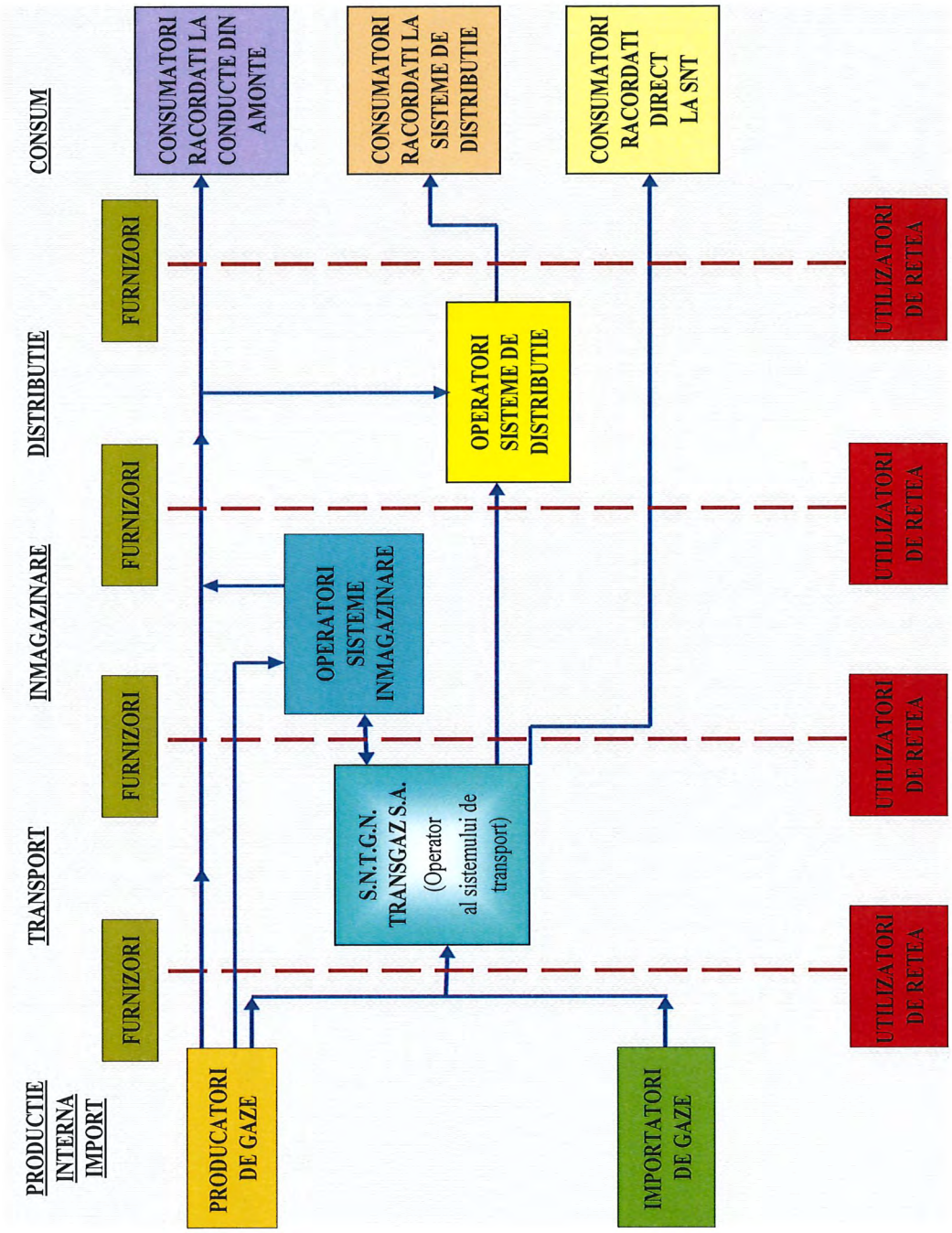


Figura 21 - Reprezentarea schematică a pieţei gazelor naturale din România

ROMÂNIA * Societatea Națională de Transport Gaze Naturale TRANSGAZ S.A. MEDIAȘ J32/301/2000

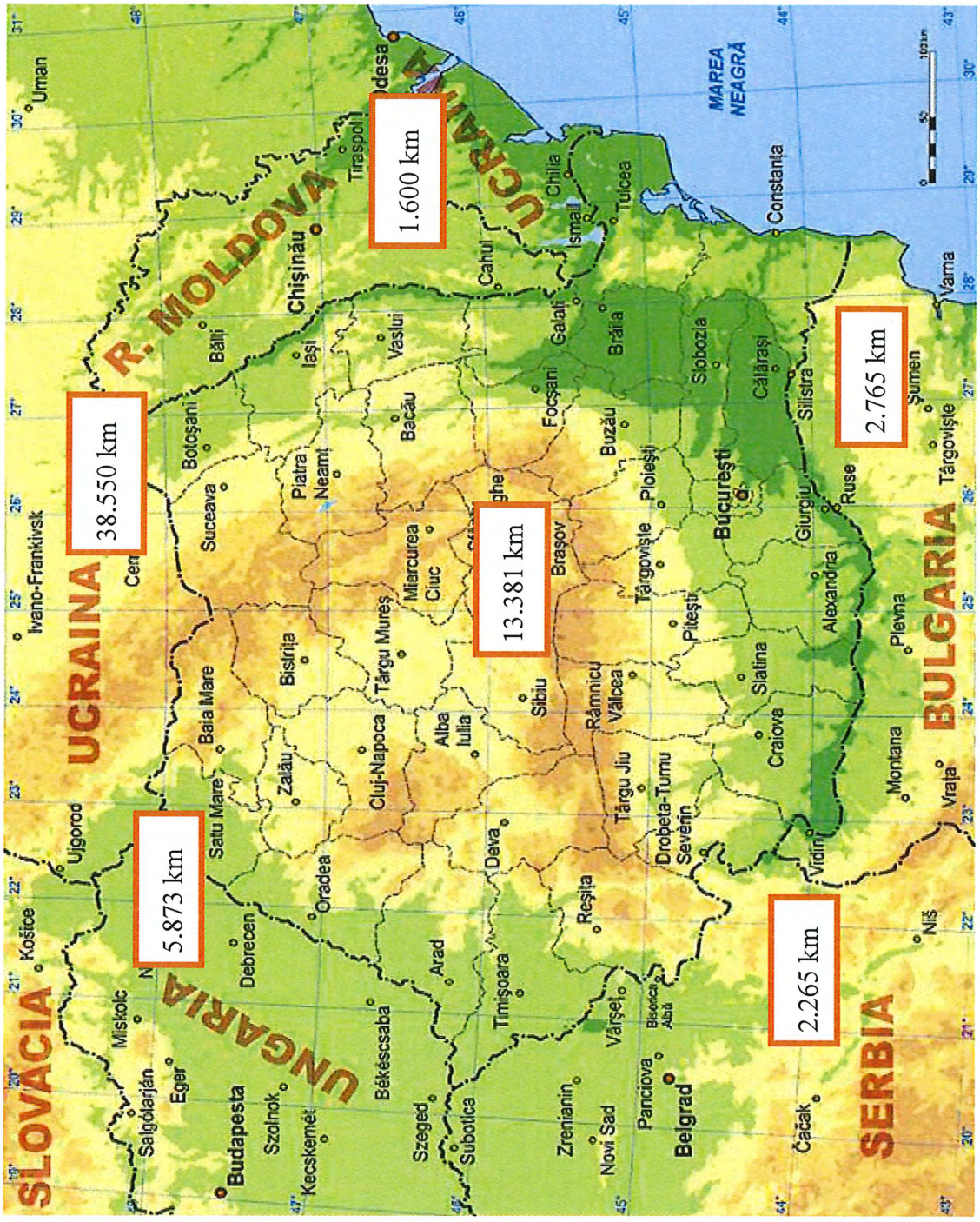


Figura 22 - Harta ţărilor vecine României şi lungimile sistemelor de transport gaze naturale

ROMÂNIA • Societatea Națională de Transport Gaze Naturale
TRANSGAZ S.A MEDIAȘ
J32/301/2000