

Nr. 431/08.01.2025

Supus spre analiză și aprobare în ședința AGOA din 5/6 martie 2025

REFERAT

privind aprobarea finanțării "Planului de Dezvoltare a Sistemului Național de Transport gaze naturale pentru perioada 2024 - 2033"

REZUMAT

În considerarea respectării cerințelor art.22 din Directiva Europeană CE/73/2009 privind obligativitatea elaborării anuale a Programelor de Dezvoltare pe 10 Ani pentru toți operatorii sistemelor de transport gaze naturale din Uniunea Europeană, SNTGN Transgaz SA Mediaș, în calitate de operator tehnic al Sistemului Național de Transport gaze naturale din România, a elaborat Planul de Dezvoltare a Sistemului Național de Transport gaze naturale pentru perioada 2024-2033, document prezentat în Anexă. În conformitate cu Art. 125, alineatul (8) Legea nr. 123/2012 a energiei electrice și a gazelor naturale, Planul a fost aprobat de ANRE prin Decizia nr. 2717 din 17.12.2024.

PROPUNERE

În temeiul prevederilor art. 15, punctul 3, paragraful (I) din Actul Constitutiv actualizat, coroborat cu cele ale art 2. din Decizia ANRE 2717/17.12.2024, vă supunem spre aprobare finanțarea "Planului de Dezvoltare a Sistemului Național de Transport gaze naturale pentru perioada 2024-2033".

CONȚINUTUL DETALIAȚ

Conform prevederilor art. 2 din **Decizia ANRE nr.2717 din 17.12.2024** de aprobare a "Planului de dezvoltare a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale pentru perioada 2024 – 2033", *"în termen de 90 de zile de la data comunicării prezentei decizii, SNTGN Transgaz SA transmite Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei, hotărârea Adunării Generale a Acționarilor privind aprobarea finanțării Planului de investiții și de dezvoltare"*.

Planul de Dezvoltare a Sistemului Național de Transport (SNT) gaze naturale pentru perioada 2024-2033 elaborat în conformitate cu prevederile **Legii nr. 123/2012 a energiei electrice și a gazelor naturale** cu modificările și completările ulterioare, cu obiectivele naționale propuse prin draftul Strategiei Energetice Naționale 2025-2035 cu perspectiva anului 2050, prin Planul Național Integrat pentru Energie și Schimbări Climatice 2021-2030 (PNIESC) actualizat, prin Planul Național de Redresare și Reziliență (PNRR) și prin Strategia Națională a Hidrogenului 2023 -2030 (SNH), răspunde cerințelor politicii energetice europene privind:

- asigurarea siguranței în aprovizionarea cu gaze naturale;
- creșterea gradului de interconectare a rețelei naționale de transport gaze naturale cu rețeaua europeană;
- creșterea flexibilității rețelei naționale de transport gaze naturale;
- liberalizarea pieței gazelor naturale;
- crearea pieței de gaze naturale integrate la nivelul Uniunii Europene;
- asigurarea racordării terților la sistemul de transport gaze naturale, conform reglementărilor specifice, în limitele capacităților de transport și cu respectarea regimurilor tehnologice;
- asigurarea alimentării cu gaze naturale a localităților din România;
- asigurarea racordării la rețeaua de gaze naturale a noilor investiții generatoare de locuri de muncă;
- dezvoltarea sistemului de transport astfel încât acesta să fie compatibil cu amestecul treptat de hidrogen în gazele naturale, conform țințelor europene, în baza unor analize detaliate care să includă aspectele tehnice și economice relevante;
- elaborarea strategiei societății pentru cuplarea ecosistemelor de hidrogen și a centrelor industriale cu sistemul integrat de transport pe conducte al hidrogenului la nivelul UE (Hydrogen Backbone);
- asigurarea unei tranziții etapizate către o activitate neutră din punct de vedere climatic și consolidarea rezilienței la schimbările climatice;
- îndeplinirea cerințelor și reglementările naționale și internaționale (privind clima)/Planul Național Integrat de Energie și Schimbări Climatice.

Planul de Dezvoltare a Sistemului Național de Transport (SNT) gaze naturale pentru perioada 2024-2033:

(a) prezintă proiectele majore de dezvoltare ale sistemului de transport gaze naturale în următorii zece ani;

(b) definește investițiile în sistemul de transport gaze naturale pe care societatea a decis să le realizeze în următorii trei ani (PMDI 2024-2026).

Scopul Planului de Dezvoltare a Sistemului Național de Transport (SNT) gaze naturale pentru perioada 2024-2033 este atingerea unui grad maxim de transparență în ceea ce privește dezvoltarea SNT pentru a oferi actorilor din piață posibilitatea informării din timp asupra capacităților de transport existente și planificate, astfel încât, prin consultări publice, deciziile privind investițiile în rețeaua de transport gaze naturale să răspundă cerințelor pieței.

Proiectele majore propuse pentru transportul gazelor naturale sunt următoarele:

Nr. crt.	Nr. proiect	Proiectul	Valoarea estimată mil. Euro	Termen de finalizare	Importanța proiectului	Statut proiect
1	7.1	Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale pe Coridorul Bulgaria-România-Ungaria-Austria (Faza II)	150	2027	Creșterea etapizată a capacității coridorului de transport bidirecțional Bulgaria-România-Ungaria-Austria prin care se asigură în prezent o capacitate de transport de 2,63 mld. mc/an cu Ungaria. Sunt propuse în cadrul procesului de capacitate incrementală trei niveluri de dezvoltare a capacității cu Ungaria respectiv la 2,98 mld mc/an, 4,38 mld mc/an și 5,32 mld mc/an, pentru transportul gazelor de pe Coridorul Vertical.	A non FID
2	7.2	Dezvoltarea pe teritoriul României a Coridorului de Transport pentru preluarea gazelor naturale de la țărmul Mării Negre (Tuzla – Podișor).	493,9	2025	În contextul în care Europa devine tot mai dependentă de importurile de gaze naturale, accesul la noi surse devine o necesitate imperioasă. Această investiție va permite gazelor din Marea Neagră să intre în SNT și să ajungă, astfel, la operatorii economici și la gospodăriile din localitățile racordate la sistem. Mai mult, acest gazoduct va face legătura cu sursele noi de gaze naturale din Coridorul Transbalcanic și Coridorul Vertical din care face parte și conducta BRUA, fiind necesar și pentru transportul gazelor ce ar urma să vină în România din zona Marii Caspice, din terminalele de LNG din Turcia și Grecia.	FID
3	7.3	Amplificarea coridorului bidirecțional de transport gaze naturale Bulgaria-România-Ungaria-Austria (BRUA-Faza III)*	855	2029	Creșterea etapizată a capacității de transport pentru asigurarea nivelurilor de capacitate propuse în cadrul procesului de capacitate incrementală, respectiv 4,38 mld mc/an și 5,32	LA non FID

Nr. crt.	Nr. proiect	Proiectul	Valoarea estimată mil. Euro	Termen de finalizare	Importanța proiectului	Statut proiect
					mld mc/an, pentru transportul gazelor de pe Coridorul Vertical.	
4	7.4	Interconectare România-Serbia	86,8	2028	Creșterea gradului de interconectivitate între sistemele de transport gaze naturale din statele membre UE și al creșterii securității energetice în regiune.	A non FID
5	7.5	Dezvoltarea/Modernizarea infrastructurii de transport gaze naturale în zona de Nord-Vest a României	405	Etapa 1 2026 Etapa 2 2027 Etapa 3 2028	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.	LA non FID
6	7.6	Creșterea capacității de transport gaze naturale a interconectării România-Bulgaria pe direcția Giurgiu-Ruse	51,8	2027	Îmbunătățirea aprovizionării cu gaze naturale a zonei, asigurarea securității energetice prin diversificarea surselor și rutelor de transport gaze naturale.	LA non FID
7	7.7	Eastring–România	Faza 1: 1.297 România Faza 2: 357 mil. România	Faza 1: 2028 Faza 2: 2033	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
8	7.8	Sistem de monitorizare, control și achiziție de date pentru stațiile de protecție catodică aferente Sistemului Național de Transport Gaze Naturale	17,7	2027	Implementarea sistemului SCADA pentru protecție catodică va asigura durabilitate și siguranță sporită în exploatarea conductelor de transport. Pe baza datelor achiziționate se va asigura simplitate în operare pentru un sistem complex de protecție al conductelor.	LA non FID
9	7.9	Dezvoltarea sistemului SCADA pentru Sistemul Național de Transport Gaze Naturale	5,5	Etapa 1 2025 Etapa 2 și 3 2026	Modernizarea infrastructurii de transport gaze naturale trebuie să fie susținută în următorii ani de dezvoltarea unui sistem SCADA, performant și flexibil, prin modernizarea arhitecturii hardware și software, prin migrarea spre o arhitectură	FID

Nr. crt.	Nr. proiect	Proiectul	Valoarea estimată mil. Euro	Termen de finalizare	Importanța proiectului	Statut proiect
					descentralizată, cu control distribuit pe unități administrative organizatorice în conformitate cu structura SNTGN TRANSGAZ SA..	
10	7.10	Modernizare SMG Isaccea 2 și SMG Negru Vodă 2 în vederea realizării curgerii bidirecționale pe conducta T2	26,65	2028	Asigurarea curgerii bidirecționale la granița cu Ucraina și Bulgaria pe conducta de tranzit T2.	LA non FID
11	7.11	Modernizare SMG Isaccea 3 și SMG Negru Vodă 3 în vederea realizării curgerii bidirecționale pe conducta T3	26,65	2028	Crearea posibilității curgerii bidirecționale pe conducta T3, parte din coridorul Transbalcanic.	LA non FID
12	7.12	Interconectarea SNT la Terminal GNL amplasat la malul Mării Negre	19,6	2028	Crearea capacității de transport pentru preluarea gazelor naturale provenite de la terminalul GNL amplasat la țărmul Mării Negre.	LA non FID
13	7.13	Terminal GNL amplasat la malul Mării Negre	360	2028	Asigurarea securității alimentării cu gaze naturale dintr-o sursă alternativă.	LA non FID
TOTAL			4.152,6 mil. EURO			

Beneficiile Proiectelor pentru transportul gazelor naturale

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

- integrarea pieței de gaze 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 și 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;
- stoparea importului de gaze naturale din Rusia;
- impulsivitatea 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.

Proiectele majore propuse pentru transportul hidrogenului sunt următoarele:

Nr. crt.	Nr. proiect	Proiectul	Valoarea estimată mil. Euro	Termen de finalizare	Importanța proiectului	Statut proiect
1	9.5.1.1	Modernizarea conductei Isaccea – Jupa pentru transportul hidrogenului	378,6	2040	Reconversia infrastructurii de transport gaze naturale pentru transportul hidrogenului în amestec cu gazul natural în conformitate cu prevederile europene.	LA non FID
2	9.5.1.2	Modernizarea conductei Giurgiu - Nădlac pentru transportul hidrogenului	464,4	2042	Reconversia infrastructurii de transport gaze naturale pentru transportul hidrogenului în amestec cu gazul natural în conformitate cu prevederile europene.	LA non FID
3	9.5.1.3	Modernizarea conductei Marea Neagră - Podișor pentru transportul hidrogenului	199,6	2040	Reconversia infrastructurii de transport gaze naturale pentru transportul hidrogenului în amestec cu gazul natural în conformitate cu prevederile europene.	LA non FID
4	9.5.1.4	Modernizarea conductei Onești - Ungheni pentru transportul hidrogenului	156,4	2040	Reconversia infrastructurii de transport gaze naturale pentru transportul hidrogenului în amestec cu gazul natural în conformitate cu prevederile europene.	LA non FID
5	9.5.1.5	Modernizarea interconectării România - Serbia pentru transportul hidrogenului	143,8	2040	Reconversia infrastructurii de transport gaze naturale pentru transportul hidrogenului în amestec cu gazul natural în conformitate cu prevederile europene.	LA non FID
6	9.5.1.6	Modernizarea conductei Coroi – Medieșu Aurit pentru transportul hidrogenului	156,5	2040	Reconversia infrastructurii de transport gaze naturale pentru transportul hidrogenului în amestec cu gazul natural în conformitate cu prevederile europene.	LA non FID
7	9.5.1.7	Modernizarea conductei Negru Vodă - Isaccea pentru transportul hidrogenului	99,4	2040	Reconversia infrastructurii de transport gaze naturale pentru transportul hidrogenului în amestec cu gazul natural în conformitate cu prevederile europene.	LA non FID
8	9.5.1.8	Modernizarea conductei Vadu – T1 pentru transportul hidrogenului	7	2040	Reconversia infrastructurii de transport gaze naturale pentru transportul hidrogenului în conformitate cu prevederile europene.	LA non FID
9	9.5.2.1	Culoar pentru transport hidrogen pe direcția Giurgiu-Podișor-Bibeuști-Jupa-Horia-Nădlac	2263	2030	Creare posibilității transportului de hidrogen în conformitate cu prevederile europene.	LA non FID
10	9.5.2.2	Culoar pentru transport hidrogen pe direcția Marea Neagră - Podișor	1073	2030	Creare posibilității transportului de hidrogen în conformitate cu prevederile europene.	LA non FID
TOTAL			4.941,7 mil. EURO			

Beneficiile Proiectelor pentru transportul hidrogenului

Utilizarea hidrogenului ca vector de energie este un element esențial pentru dezvoltarea durabilă. Cu toate acestea, există multe provocări pentru implementarea componentelor unui sistem energetic bazat pe hidrogen. La nivel european, este acceptată ideea că prezența hidrogenului în sectorul energetic este o soluție care va rezolva o serie de probleme, precum securitate energetică, echitate energetică și mediu sustenabil. Prin armonizarea acestor elemente, se fundamentează baza prosperității și competitivității la nivelul fiecărei țări.

Sistemul energetic al României și, implicit, sectorul gazelor naturale, sunt în transformare. Contextul european își va pune amprenta asupra lor, iar hidrogenul va fi unul dintre componentele importante și integrante ale sistemului energetic. Hidrogenul deschide un nou capitol al tranziției energetice, în care proprietățile sale unice îi permit utilizarea pentru stocarea și distribuția energiei, fără emisii de dioxid de carbon, prin toate formele de întrebuințare.

Programul de Modernizare și Dezvoltare Investiții în Sistemul Național de Transport gaze naturale pentru perioada 2024-2033 prezentat detaliat în Anexa A la Planul de Dezvoltare a Sistemului Național de Transport gaze naturale pentru perioada 2024-2033, cuprinde și valoarea necesară execuției altor proiecte de modernizare și dezvoltare a sistemului de transport gaze naturale: conductă de transport gaze naturale Timișoara - Deta -Moravița (inclusiv fibră optică și alimentare cu energie electrică a stațiilor de protecție catodică), conductă de transport gaze naturale pe direcția Ghergheasa-Focșani (inclusiv fibră optică și alimentare cu energie electrică a SPC), conductă de transport gaze naturale Șăușa - Târgu Mureș, conductă de transport gaze naturale Jupa – Bătle Herculanee – Orșova – Prunișor, conductă de transport gaze naturale Tetila-Horezu – Râmnicu Vâlcea, conductă de transport gaze naturale pentru alimentarea CET Mintia, conductă de transport gaze naturale Mihai Bravu – Siliștea, conductă de transport gaze naturale Băilești – Plenița – Calafat, creșterea capacității de transport a SNT și a siguranței aprovizionării cu gaze naturale a Sucursalei Electrocentrale Turceni, județul Gorj, creșterea capacității de transport a SNT și a siguranței aprovizionării cu gaze naturale a Sucursalei Electrocentrale Ișalnița, județul Dolj, conductă de transport gaze naturale Ghercești – Jitaru, conductă de transport gaze naturale Hurezani – Bibești – Turburea, etc.

Prin realizarea obiectivelor stabilite în **Planul de Dezvoltare a Sistemului Național de Transport gaze naturale pentru perioada 2024–2033**, Transgaz dorește să își consolideze poziția de lider în sectorul energetic, rolul de important operator de transport gaze naturale pe piața internațională a gazelor naturale, cu un sistem național de transport modernizat, inteligent, integrat la nivel european și cu un sistem de management modern, aliniat la standarde înalte de performanță și la reglementările legislative internaționale.

Conștient 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 investiții estimate la peste 9 miliarde euro (din care 739,2 milioane euro pentru proiecte FID și A non FID), proiecte ce vor avea ca

rezultat crearea unor noi culoare de transport gaze naturale esențiale pentru transportul, atât pe piața autohtonă cât și pe piețele din regiune, a cantităților de gaze naturale descoperite în Marea Neagră, dar și pentru integrarea României în marile trasee transfrontaliere ale Coridorului Sud-Est/Nord-Sud al Europei.

Pentru a respecta termenul de 90 de zile de transmitere, către ANRE, a Hotărârii AGA privind aprobarea finanțării Planului de dezvoltare supunem spre aprobare AGOA finanțarea **"Planului de Dezvoltare a Sistemului Național de Transport gaze naturale pentru perioada 2024-2033", aprobat de ANRE.**

În temeiul prevederilor art. 15, punctul 3, paragraful (I) din Actul Constitutiv actualizat, coroborat cu cele ale art 2. din Decizia ANRE 2717/17.12.2024, vă supunem spre aprobare finanțarea "Planului de Dezvoltare a Sistemului Național de Transport gaze naturale pentru perioada 2024-2033", aprobat de ANRE.

Anexăm următoarele documente:

- Planul de Dezvoltare a Sistemului Național de Transport gaze naturale pentru perioada 2024-2033;
- DECIZIA ANRE nr. 2717 din 17.12.2024 privind aprobarea Planului de dezvoltare a sistemului național de transport gaze naturale pentru perioada 2024-2033.

**Președinte al
Consiliului de Administrație
Văduva Petru Ion**

SNTGN TRANSGAZ SA

PLANUL DE DEZVOLTARE A SISTEMULUI NAȚIONAL DE TRANSPORT GAZE NATURALE 2024-2033

2024



CUPRINS

1. INTRODUCERE	3
1.1 Actualizări și completări ale Planului de Dezvoltare a Sistemului Național de Transport (PDSNT) gaze naturale 2022-2031.....	5
2. PROFILUL COMPANIEI	5
2.1 Activitatea societății.....	5
2.2 Acționariat.....	6
2.3 Organizare și conducere.....	7
3. DESCRIEREA SISTEMULUI NAȚIONAL DE TRANSPORT GAZE NATURALE	8
4. PIAȚA GAZELOR NATURALE DIN ȚARĂ ȘI DIN REGIUNE	10
4.1 Piața gazelor naturale din România.....	10
4.2 Piața gazelor naturale din regiune și posibilități de aprovizionare cu gaze naturale.....	13
4.3 Concluziile analizei pieței regionale de gaze naturale	22
5. CONSUMUL, PRODUCȚIA ȘI ÎNMAGAZINAREA GAZELOR NATURALE	25
5.1 Consumul de gaze naturale.....	25
5.1.1 Istoric consum gaze naturale 2014-2023.....	25
5.1.2 Consumul sezonier și vârful de consum.....	25
5.1.3 Prognoze consum gaze naturale	26
5.2 Producția de gaze naturale.....	27
5.2.1 Istoric producție gaze naturale 2014-2023.....	27
5.2.2 Prognoza producției interne de gaze naturale 2024-2033.....	28
5.3. Înmagazinarea subterană a gazelor naturale.....	29
5.3.1 Context actual al activității de înmagazinare subterană a gazelor naturale.....	29
6. SIGURANȚA ÎN APROVIZIONAREA CU GAZE NATURALE	32
7. DIRECȚII DE DEZVOLTARE A SISTEMULUI NAȚIONAL DE TRANSPORT (SNT) GAZE NATURALE	37
7.1 Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale pe Coridorul Bulgaria-România-Ungaria-Austria (BRUA) - Faza II.....	38
7.2 Dezvoltarea pe teritoriul României a Coridorului de Transport pentru preluarea gazelor naturale de la țărmul Mării Negre (Tuzla – Podișor).....	40
7.3 Amplificarea coridorului bidirecțional de transport gaze naturale Bulgaria-România-Ungaria-Austria (BRUA-Faza III).....	41
7.4 Interconectarea România-Serbia – interconectarea Sistemului Național de Transport gaze naturale cu sistemul similar de transport gaze naturale din Serbia.....	42
7.5 Dezvoltarea/Modernizarea Infrastructurii de transport gaze naturale în zona de Nord-Vest a României	43
7.6 Creșterea capacității de transport gaze naturale a interconectării România-Bulgaria pe direcția Giurgiu-Ruse.....	45
7.7 Eastring-România	46
7.8 Sistem de monitorizare, control și achiziție de date pentru stațiile de protecție catodică aferente Sistemului Național de Transport Gaze Naturale.....	47
7.9 Dezvoltarea sistemului SCADA pentru Sistemul Național de Transport gaze naturale.....	49
7.10 Modernizare SMG Isaccea 2 și SMG Negru Voda 2 în vederea realizării curgerii bidirecționale pe conducta T2.....	50
7.11 Modernizare SMG Isaccea 3 și SMG Negru Voda 3 în vederea realizării curgerii bidirecționale pe conducta T3.....	52
7.12 Interconectarea SNT la Terminal GNL amplasat la malul Mării Negre.....	53
7.13 Terminal GNL amplasat la malul Mării Negre.....	54

8. DIRECȚII DE DEZVOLTARE A SISTEMULUI DE ÎNMAGAZINARE GAZE NATURALE	56
I. DEPOGAZ PLOIEȘTI-PROIECTE MAJORE DE ÎNMAGAZINARE	56
8.1 Creșterea capacității de extracție zilnică în cadrul Depozitului Bilciurești - Modernizarea infrastructurii sistemului de înmagazinare gaze naturale–Bilciurești	56
8.2 Creșterea capacității de stocare subterană gaze naturale a depozitului Ghercești	58
8.3 Depozit nou de stocare subterană a gazelor naturale Fălticeni (Moldova).....	59
8.4 Creșterea capacității de stocare subterană gaze naturale la depozitul Sărmășel (Transilvania).....	60
8.5 Modernizarea infrastructurii de înmagazinare gaze naturale – Bălăceanca.....	62
II. DEPOMUREȘ TÂRGU-MUREȘ-PROIECT MAJOR DE ÎNMAGAZINARE.....	63
8.6. Unitate de stocare–Depomureș.....	64
9. DIRECȚII DE DEZVOLTARE PENTRU TRANSPORTUL HIDROGENULUI	65
9.1 Piața de hidrogen din România	65
9.2 Producția de hidrogen din România	66
9.3 Consumul de hidrogen din România.....	66
9.4 Estimarea consumului de hidrogen.....	67
9.5 Proiecte Transgaz pentru transportul hidrogenului	68
9.5.1 Proiecte de reconversie a infrastructurii de transport gaze naturale pentru transportul hidrogenului.....	69
9.5.1.1 Modernizarea conductei Isaccea – Jupa pentru transportul hidrogenului.....	69
9.5.1.2 Modernizarea conductei Giurgiu - Nădlac pentru transportul hidrogenului.....	69
9.5.1.3 Modernizarea conductei Marea Neagră - Podișor pentru transportul hidrogenului.....	70
9.5.1.4 Modernizarea conductei Onești - Ungheni pentru transportul hidrogenului.....	71
9.5.1.5 Modernizarea interconectării România - Serbia pentru transportul hidrogenului.....	72
9.5.1.6 Modernizarea conductei Coroi – Medieșu Aurit pentru transportul hidrogenului.....	72
9.5.1.7 Modernizarea conductei Negru Vodă - Isaccea pentru transportul hidrogenului.....	73
9.5.1.8 Modernizarea conductei Vadu – T1 pentru transportul hidrogenului.....	74
9.5.2 Proiecte de dezvoltare culoare dedicate pentru transportul hidrogenului	75
9.5.2.1 Culoar pentru transport hidrogen pe direcția Giurgiu-Podișor–Bibești-Jupa-Horia-Nădlac.....	75
9.5.2.2 Culoar pentru transport hidrogen pe direcția Marea Neagră - Podișor.....	75
10. ANALIZA PROIECTELOR MAJORE.....	76
I. Analiza proiectelor majore pentru transportul gazelor naturale	76
10.I.1. Statutul Proiectelor	76
10.I.2 Costul Proiectelor	78
10.I.3 Planificarea realizării Proiectelor Transgaz pentru transportul gazelor naturale în perioada 2024-2033	85
10.I.4 Beneficiile Proiectelor pentru transportul gazelor naturale.....	86
II. Analiza proiectelor majore de înmagazinare.....	86
10.II.1. Statutul Proiectelor în funcție de Decizia Finală de Investiție (FID):	86
10.II.2. Costul Proiectelor majore de înmagazinare.....	87
10.II.3 Planificarea realizării proiectelor de înmagazinare în perioada 2024-2033.....	88
III. Analiza proiectelor majore pentru transportul hidrogenului	89
10.III.1 Statutul Proiectelor.....	89
10.III.2 Costul Proiectelor pentru transportul hidrogenului.....	90
10.III.3 Planificarea realizării Proiectelor Transgaz pentru transportul hidrogenului în perioada 2024-2033	91
10.III.4 Beneficiile Proiectelor pentru transportul hidrogenului.....	91
10.1. Comparație TYNDP ENTSG 2022 cu Planul de Dezvoltare al Sistemului Național de Transport Gaze Naturale 2024-2033.....	92
11. MODALITĂȚI DE FINANȚARE.....	94
12. SCENARIILE DO MINIM ȘI DO MAXIM	95
13. PLANUL DE MODERNIZARE ȘI DEZVOLTARE INVESTIȚII PENTRU PERIOADA 2024-2026.....	97
14. CONCLUZII	106
Definiții și abrevieri.....	108

1. INTRODUCERE

În conformitate cu prevederile articolului 22 din Directiva Europeană CE/73/2009 privind obligativitatea elaborării anuale a **Planului de Dezvoltare pe 10 ani** pentru toți operatorii sistemelor de transport gaze naturale din Uniunea Europeană, SNTGN Transgaz SA, în calitate de operator tehnic al Sistemului Național de Transport gaze naturale din România a elaborat **Planul de Dezvoltare a Sistemului Național de Transport gaze naturale pentru perioada 2024-2033 (PDSNT 2024-2033)**.

Documentul prezintă direcțiile de dezvoltare ale rețelei românești de transport gaze naturale și proiectele majore pe care societatea intenționează să le implementeze în următorii 10 ani. Scopul îl constituie atingerea unui grad maxim de transparență în ceea ce privește dezvoltarea și modernizarea Sistemului Național de Transport (SNT) gaze naturale pentru a oferi actorilor de pe piață posibilitatea informării din timp asupra capacităților de transport existente și planificate, astfel încât, prin consultări publice, deciziile privind investițiile în rețeaua de transport gaze naturale să răspundă cerințelor pieței.

Planul de Dezvoltare a Sistemului Național de Transport (SNT) gaze naturale în perioada 2024-2033 elaborat în conformitate cu prevederile **Legii nr. 123/2012 a energiei electrice și a gazelor naturale** cu modificările și completările ulterioare, cu obiectivele naționale propuse prin draftul Strategiei Energetice Naționale 2025-2035 cu perspectiva anului 2050, prin Planul Național Integrat pentru Energie și Schimbări Climatice 2021-2030 (PNIESC) actualizat, prin Planul Național de Redresare și Reziliență (PNRR) și prin Strategia Națională a Hidrogenului 2023 -2030 (SNH), răspunde cerințelor politicii energetice europene privind:

- asigurarea siguranței în aprovizionarea cu gaze naturale;
- creșterea gradului de interconectare a rețelei naționale de transport gaze naturale cu rețeaua europeană;
- creșterea flexibilității rețelei naționale de transport gaze naturale;
- liberalizarea pieței gazelor naturale;
- crearea pieței de gaze naturale integrate la nivelul Uniunii Europene;
- asigurarea racordării terților la sistemul de transport gaze naturale, conform reglementărilor specifice, în limitele capacităților de transport și cu respectarea regimurilor tehnologice;
- asigurarea alimentării cu gaze naturale a localităților din România;
- asigurarea racordării la rețeaua de gaze naturale a noilor investiții generatoare de locuri de muncă;
- dezvoltarea sistemului de transport astfel încât acesta să fie compatibil cu amestecul treptat de hidrogen în gazele naturale, conform țințelor europene, în baza unor analize detaliate care să includă aspectele tehnice și economice relevante;
- elaborarea strategiei societății pentru cuplarea ecosistemelor de hidrogen și a centrelor industriale cu sistemul integrat de transport pe conducte al hidrogenului la nivelul UE (Hydrogen Backbone);
- asigurarea unei tranziții etapizate către o activitate neutră din punct de vedere climatic și consolidarea rezilienței la schimbările climatice;
- îndeplinirea cerințelor și reglementările naționale și internaționale (privind clima)/Planul Național Integrat de Energie și Schimbări Climatice.

Planul de Dezvoltare a Sistemului Național de Transport (SNT) gaze naturale pentru perioada 2024-2033:

- (a) prezintă proiectele majore de dezvoltare ale sistemului de transport gaze naturale în următorii zece ani;
- (b) definește investițiile în sistemul de transport gaze naturale pe care societatea a decis să le realizeze în următorii trei ani (PMDI 2024-2026).

La elaborarea **PDSNT 2024-2033**, Transgaz a avut în vedere și a analizat atât situația existentă precum și viitorul previzionat pentru cererea și producția de gaze naturale. S-a analizat evoluția producției, furnizării, importului și exportului de gaze naturale, ținând seama de dezvoltarea sistemelor de transport și distribuție, de dezvoltarea planificată a instalațiilor de stocare a gazelor și de previziunile privind utilizarea hidrogenului în industrie și transport.

Transgaz este membru al ENTSO-G (Rețeaua europeană a operatorilor de sisteme de transport gaze naturale), iar la elaborarea Planului de Dezvoltare a Sistemului Național de Transport gaze naturale pentru perioada 2024–2033 s-a avut în vedere coordonarea cu TYNDP, GRIP-uri și planurile de dezvoltare pe 10 ani ale operatorilor de transport gaze naturale din regiune.

Pentru dezvoltarea durabilă a infrastructurii de transport gaze naturale din România, prin **Planul de Dezvoltare a Sistemului Național de Transport gaze naturale pe următorii 10 ani**, Transgaz propune un amplu program investițional care să permită alinierea SNT la cerințele de transport și operare europene urmărind totodată și conformitatea acestuia cu cerințele reglementărilor europene în domeniul protecției mediului și a reducerii amprente de carbon.

În acest sens Transgaz urmărește:

- promovarea unor proiecte de investiții care contribuie la realizarea unui sistem durabil de transport gaze naturale în condițiile de siguranță prevăzute de legislația în vigoare, cu limitarea impactului asupra mediului și populației;
- realizarea proiectelor astfel încât impactul asupra mediului natural și a celui antropic să fie minim;
- realizarea proiectelor astfel încât impactul asupra biodiversității să fie minim;
- realizarea proiectelor de investiții necesare pentru conectarea și adaptarea sistemului național de transport gaze naturale la rețeaua europeană Hydrogen Backbone.

Conform prevederilor legale, PDSNT 2024-2033 se supune aprobării Autorității Naționale pentru Reglementare în Domeniul Energiei (ANRE).

Prezentul document reprezintă actualizarea și completarea Planului de dezvoltare a SNT 2022-2031-actualizat 2023, aprobat de ANRE prin Decizia nr.1956/04.08.2023.

1.1 Actualizări și completări ale Planului de Dezvoltare a Sistemului Național de Transport (PDSNT) gaze naturale 2022-2031

- actualizarea Listei Proiectelor Majore din capitolul 1 ca urmare a finalizării unor lucrări sau a introducerii unor proiecte noi;
- actualizarea capitolelor nr. 2, 3, 4, 5 și 6 cu datele de la finalul anului 2023;
- actualizarea valorilor și termenelor de finalizare ale proiectelor ca urmare a finalizării studiilor de fezabilitate, fezabilitate, a proiectelor tehnice sau a semnării unor contracte și introducerea unor proiecte noi - capitolul 7;
- actualizarea valorilor și termenelor de finalizare ale proiectelor de înmagazinare din capitolul 8;
- introducerea unui capitol nou capitolul 9 - Direcții de dezvoltare pentru transportul hidrogenului;
- actualizarea capitolului 10 - Analiza proiectelor majore;
- actualizarea capitolului 11 – Modalități de finanțare;
- actualizarea capitolului 12 – Proiecte majore finalizate;
- actualizarea capitolului 13 - Scenarii Do minim și Do maxim - ca urmare a introducerii proiectelor pentru transportul hidrogenului și a finalizării unor proiecte;
- actualizarea capitolului 14 - Planul de modernizare și dezvoltare investiții 2024-2026.

2. PROFILUL COMPANIEI

2.1 Activitatea societății

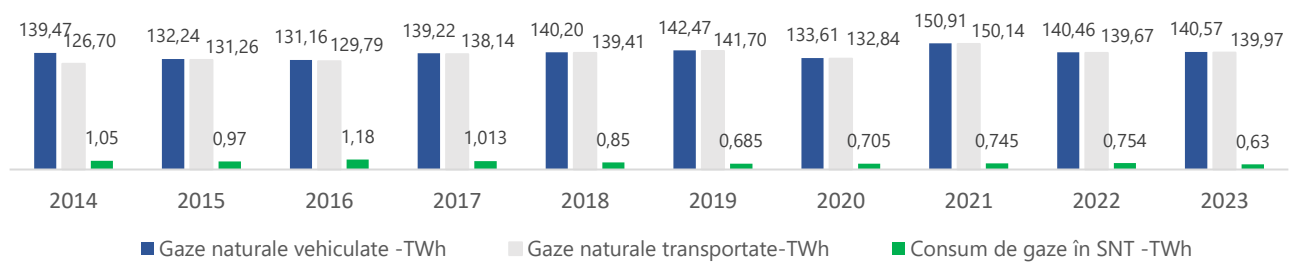
SNTGN Transgaz SA este operatorul tehnic al Sistemului Național de Transport (SNT) gaze naturale și asigură îndeplinirea în condiții de eficiență, transparență, siguranță, acces nediscriminatoriu și competitivitate a strategiei naționale privind transportul intern și internațional al gazelor naturale,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

Societatea Națională de Transport Gaze Naturale TRANSGAZ SA, înființată în baza Hotărârii de Guvern nr. 334/28 aprilie 2000, desfășoară următoarele activități:

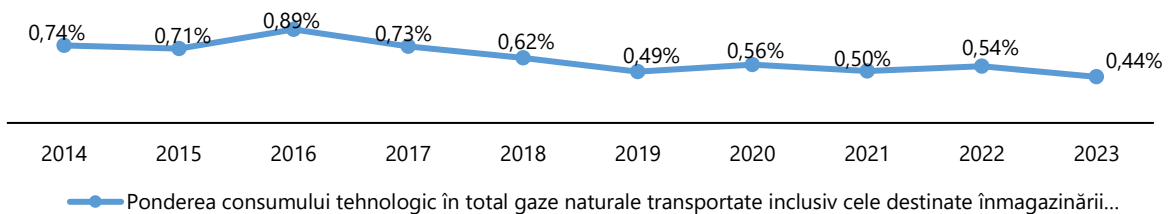
- Transportul gazelor naturale – activitate reglementată de monopol, cu tarife stabilite în baza metodologiei emise de Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei;
- Dispecerizarea gazelor, cercetarea și proiectarea în domeniul transportului gazelor naturale.

Gaze naturale transportate

Istoric

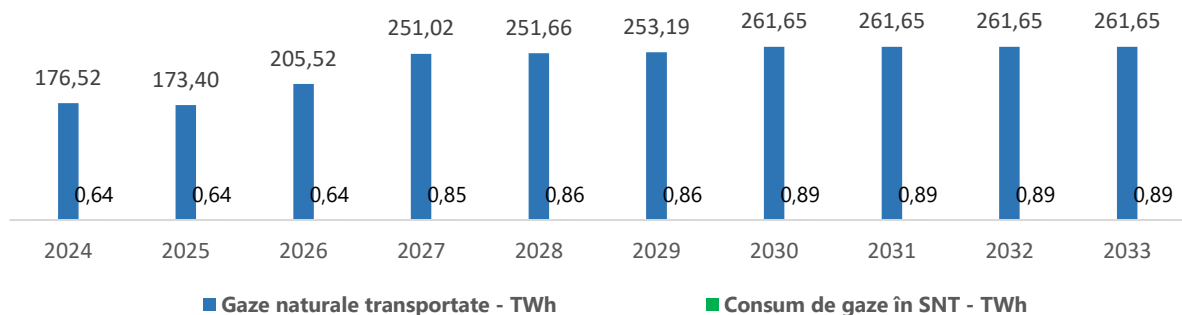


Grafic 1 - Evoluția cantităților de gaze naturale transportate inclusiv cele destinate înmagazinării subterane și consum de gaze SNT în perioada 2014-2023



Grafic 2 - Pondere consumului de gaze SNT în total gaze naturale transportate inclusiv cele destinate înmagazinării în perioada 2014-2023

Previziuni ale cantităților de gaze naturale transportate inclusiv cele destinate înmagazinării subterane și a consumului de gaze în SNT pentru perioada 2024-2033:



Sursa: Intern - cu respectarea datelor transmise de Exploatarea de gaze naturale Neptun Deep - Marea Neagră

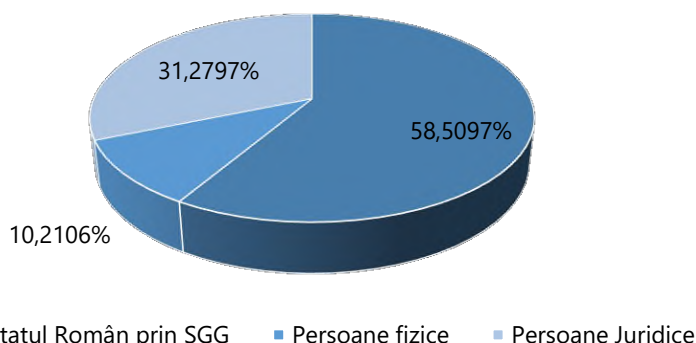
Grafic 3 - Previziuni ale cantităților de gaze naturale transportate inclusiv cele destinate înmagazinării subterane în perioada 2024-2033

2.2 Acționariat

Adunarea Generală Extraordinară a Acționarilor SNTGN Transgaz SA a aprobat prin Hotărârea nr. 11 din 07.12.2022 majorarea capitalului social prin încorporarea rezervelor constituite din profitul net al anilor financiari anteriori în valoare de 1.766.076.600 lei, de la valoarea de 117.738.440 lei la valoarea de 1.883.815.040 lei, prin emisiunea a 176.607.660 acțiuni noi, cu valoarea nominală de 10 lei/acțiune.

Astfel, la data de 31 decembrie 2023, capitalul social al Transgaz era de 1.883.815.040 lei și era împărțit în 188.381.504 acțiuni nominative, fiecare acțiune având valoarea nominală de 10 lei.

Structura acționariatului la data de 31 decembrie 2023



Grafic 4 - Structura acționariatului Transgaz la 31 decembrie 2023

2.3 Organizare și conducere

Conducerea SNTGN Transgaz SA este asigurată de :

- Adunarea Generală a Acționarilor;
- Consiliul de Administrație;
- Conducerea executivă delegată Directorului General.

Consiliul de Administrație a delegat conducerea societății către Directorul General al Transgaz. Directorul General al Transgaz reprezintă societatea în relațiile cu terții și este responsabil de luarea tuturor măsurilor aferente conducerii, în limitele obiectului de activitate al societății și cu respectarea competențelor exclusive rezervate de lege sau de Actul Constitutiv, Consiliul de Administrație și Adunarea Generală a Acționarilor.

TRANSGAZ este structurată pe entități organizatorice funcționale (departamente, direcții, servicii, birouri, compartimente etc.) și entități de producție (9 exploatări teritoriale, sectoare, laboratoare, ateliere etc.).

SNTGN Transgaz SA își desfășoară activitatea în următoarele locații:

MEDIAS, Judetul SIBIU

- **Sediul central Transgaz:**, str. Piața C.I.Motaș nr.1, cod 551130;
- **Departamentul Exploatare și Mentenanță:** str. George Enescu nr.11, cod 551018;
- **Departamentul Proiectare și Cercetare:** str. Unirii nr. 6, cod 550173.

BUCUREȘTI

- **Reprezentanța Transgaz – România:** Bld. Primăverii nr.55;
- **Departamentul Inspecție Generală:** Calea Victoriei nr.155, sector 1, Bl. D1, tronson 6, et. 3, cod 010073;
- **Direcția Operare Piață Gaze București:** Calea Victoriei nr.155, sector 1, Bl. D1, tronson 6, et.11, cod 010073.

CHIȘINĂU Republica MOLDOVA

Subsidiarele SNTGN Transgaz SA în Republica Moldova sunt:

- Societate cu Răspundere Limitată „EUROTRANSGAZ”: Șoseaua Balcani, nr.7/E, extravilan, sat Ghidighici;
- Societate cu Răspundere Limitată „VESTMOLDTRANSGAZ”: Șoseaua Balcani, nr.7/E, extravilan, sat Ghidighici.



Figura 1- Harta organizării teritoriale a SNTGN Transgaz SA

3¹. DESCRIEREA SISTEMULUI NAȚIONAL DE TRANSPORT GAZE NATURALE

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 63 bar, prin care se asigură preluarea gazelor naturale extrase din perimetrele de producție sau a celor provenite din import și transportul acestora în vederea livrării către participanții de pe piața internă de gaze naturale, export, transport internațional.

Lungimea Sistemului National de Transport:

13.962,55 km

Stații de comprimare:

8 stații cu o putere instalată de 79,6 MV

Operatori de transport gaze naturale vecini:

- FGSZ Ungaria
- Bulgartransgaz EAD Bulgaria
- JP Srbijagas Serbia
- LLC Gas TSO Ucraina
- Vestmoldtransgaz Republica Moldova
- Moldovatransgaz

Puncte de intrare(En)/iesire(Ex) transfrontalieră:

- | | |
|--|--|
| <ul style="list-style-type: none"> Csanádpalota, FGSZ (HU); Ruse-Giurgiu, Bulgartransgaz (BG); Ungheni, Vestmoldtransgaz (MD); Negru Vodă 1/Kardam, Bulgartransgaz (BG); Negru Vodă 2/Kardam, Bulgartransgaz (BG); Negru Vodă 3/Kardam, Bulgartransgaz (BG); | <ul style="list-style-type: none"> Medieșu Aurit Import/GTSOU (UA); Isaccea Import/GTSOU (UA); Isaccea 1/Orlovka, GTSOU (UA); Isaccea 2/Orlovka, GTSOU (UA); Isaccea 3/Orlovka, GTSOU (UA). |
|--|--|

¹ La data de 31.12.2023

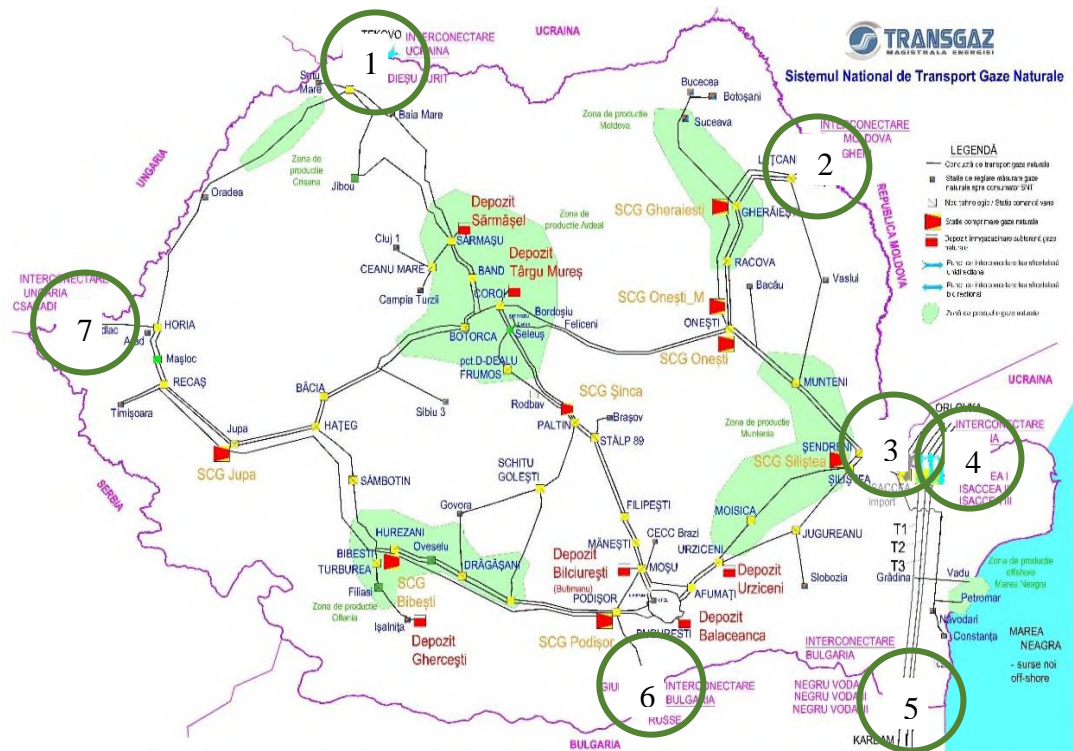


Figura 2 - Harta Sistemului Național de Transport Gaze Naturale și capacitățile în punctele de întreconectare transfrontaliere (Mld.Smc/an)

1			
UA	RO		
Tekovo	Medieșu Aurit		
LLC GAS TSO	Transgaz		
Ex	2,71	→	2,71
			En

2			
MO	RO		
Ungheni	Iași		
Vestmoldtransgaz	Transgaz		
Ex	0,73	→	0,73
			En
En	1,88	←	1,88
			Ex

3			
UA	RO		
Orlovka	Isaccea		
LLC GAS TSO	Transgaz		
Ex	6,85	→	6,85
			En

4			
UA	RO		
Orlovka 1	Isaccea 1		
LLC GAS TSO	Transgaz		
Ex	6,85	→	6,85
			En
En	4,12	←	4,12
			Ex

5			
BG	RO		
Kardam	Negru Vodă		
Bulgartransgaz	Transgaz		
Ex	5,31	→	5,31
			En
En	6,36	←	6,36
			Ex

6			
BG	RO		
Ruse	Giurgiu		
Bulgartransgaz	Transgaz		
Ex	0,92	→	0,92
			En
En	1,5	←	1,5
			Ex

7			
HU	RO		
Szeged	Arad		
FGSZ	Transgaz		
Ex	2,63	→	2,63
			En
En	2,63	←	2,63
			Ex

Pentru menținerea nivelului

corespunzător al stării tehnice a SNT, Transgaz desfășoară activitatea de exploatare în contextul unui sistem de mentenanță preponderent preventiv planificat și corectiv, susținut de programe anuale de investiții pentru dezvoltare și modernizare.

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 2014-2023 este prezentată în tabelul următor:

Perioada	Planificate		Neplanificate		
	Limitări	Înteruperi	Limitări	Înteruperi	
An calendaristic	2014	5	43	5	158
	2015	8	64	8	164
	2016	7	43	38	160
	2017	11	44	0	198
	2018	0	5	8	121
	2019	1	17	6	72
	2020	1	19	3	57
	2021	1	30	12	134
	2022	0	29	1	90
	2023	2	7	2	77
An gazier	2016-2017	11	58	2	174
	2017-2018	0	5	7	138
	2018-2019	1	17	5	84
	2019-2020	1	18	3	56
	2020-2021	1	29	13	115
	2021-2022	0	31	2	112
	2022-2023	2	7	2	74

4. PIAȚA GAZELOR NATURALE DIN ȚARĂ ȘI DIN REGIUNE

4.1 Piața gazelor naturale din România

Structura actuală a pieței de gaze naturale din România cuprinde (la interfața cu Transgaz):

- 1 operator al Sistemului Național de Transport gaze naturale -SNTGN TRANSGAZ SA;
- 13 producători de gaze naturale: OMV Petrom SA, SNGN Romgaz SA, SC Amromco Energy SRL, SC Foraj Sonde SA, SC Raffles Energy SRL, Stratum Energy România LLC Wilmington Sucursala București, SC Hunt Oil SRL, SC Lotus Petrol SRL, SC Serinus Energy România, Dacian Petroleum SRL; Black Sea Oil & Gas SA; Petro Ventures Resources SRL; Gas Plus Dacia SRL;
- 2 operatori pentru depozitele de înmagazinare subterană: SNGN Romgaz–Filiala de Înmagazinare gaze naturale Depogaz Ploiești SRL și SC Depomureș SA;
- 28 de societăți de distribuție a gazelor naturale - cei mai mari fiind SC Distrigaz Sud Rețele SRL și SC Delgaz Grid;
- 158 furnizori licențiați de gaze naturale.

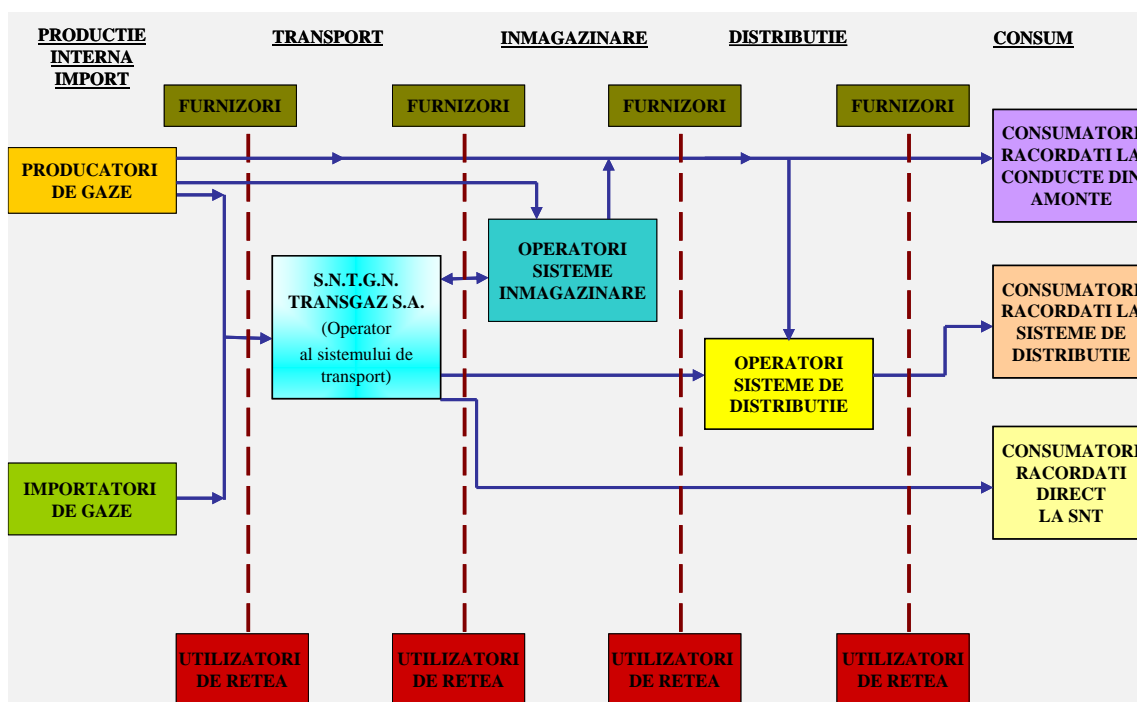


Figura 3- Reprezentarea schematică a pieței gazelor naturale din România

Sursă internă

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;
 - (ii) tranzacții pe piețe centralizate, administrate de către operatorul pieței de gaze naturale sau operatorul pieței de echilibru după caz;
 - (iii) alte tipuri de tranzacții sau contracte.
 - piața cu amănuntul în cadrul căreia furnizorii vând gaze naturale clienților finali prin contracte la prețuri negociate.
- **segmentul reglementat** care cuprinde activitățile cu caracter de monopol natural, activitățile conexe acestora și furnizarea la preț reglementat și în baza contractelor-cadru aprobate de ANRE.

Creșterea ponderii pieței concurențiale s-a realizat gradual, prin asigurarea accesului pe această piață pentru cât mai mulți participanți, furnizori și clienți finali. Clienții finali își pot alege furnizorul și pot negocia direct contracte de vânzare-cumpărare cu acesta. În prezent gradul de deschidere al pieței de gaze naturale este de 100%, atât pentru consumatorii industriali cât și pentru consumatorii rezidențiali.

Mixul energetic al României se caracterizează prin diversitate, încorporând un amestec de combustibili fosili, surse regenerabile și energie nucleară. Din punct de vedere istoric, România a depins în mare măsură de combustibilii fosili, în special de cărbune și gaze naturale, pentru a-și satisface cererea de energie. Rezervele extinse de cărbune ale țării au jucat un rol crucial în asigurarea securității energetice. În plus, gazele naturale au reprezentat o sursă de energie vitală atât pentru producerea de energie electrică, cât și pentru încălzire, oferind o alternativă mai curată la cărbune.

Gazele naturale au o pondere de aproximativ 29% din consumul intern de energie primară. Cota lor semnificativă se explică prin disponibilitatea ridicată a resurselor autohtone, prin impactul redus asupra mediului și prin capacitatea de a echilibra energia electrică produsă din surse regenerabile care au caracter intermitent.

Consumul de gaze naturale al României a fost în scădere în ultimii ani în principal pentru că industria petrochimică, o mare consumatoare de gaze naturale, a închis capacități de producție. Odată cu redeschiderea acestor unități și cu înlocuirea unor capacități de generare energie electrică pe cărbune cu cele pe bază de gaze naturale, extinderea rețelelor de transport și distribuție gaze naturale și creșterea producției interne ca urmare a demarării exploatărilor de gaze din Marea Neagră, este de așteptat o creștere a consumului de gaze naturale.

În următorii 3-4 ani, în România, se estimează o creștere a consumului de gaze naturale cu circa 10 miliarde metri cubi de gaze naturale, prin construirea centralei electrice de la Mintia cu o capacitate de producție de 1700 MWH și un consum de 2,5 miliarde metri cubi de gaze pe an, prin construcția celor două centrale pe co-generare de la Ișalnița și Turceni, din cadrul planului de restructurare al CEO, aprobat deja de Comisia Europeană, cu o producție de 1200 MWH și un consum de 1,5 miliarde metri cubi gaze naturale, prin finalizarea lucrărilor la Centrala de la Iernut, cu o capacitate de producție de 450 MWH și un consum de 1 miliard metri cubi gaze naturale, dar și prin repornirea Combinatului de îngrășăminte Azomureș, care consumă anual 1,2 miliarde metri cubi gaze naturale, prin repornirea Combinatului chimic de la Piatra-Neamț, care consumă peste 0,8 miliarde metri cubi gaze naturale pe an. În plus, un consum aditional estimat de 3 miliarde metri cubi pe an va veni din partea localităților care se vor racorda la rețeaua de gaze naturale, unde autoritățile locale au pregătit deja proiecte de distribuție folosind instrumentele aflate la dispoziție: PNRR, Fondul de Modernizare, RepowerEU, sau Programele Guvernamentale, precum Anghel Saligny.

Gazele naturale înseamnă dezvoltare economică, creșterea calității vieții pentru cetățeni și protejarea mediului. Dezvoltarea pe orizontală nu înseamnă doar modalitățile în care se vor valorifica aceste gaze naturale, ci înseamnă și industria care face posibilă extragerea și transportul și prelucrarea lor. Întreg ecosistemul economic va beneficia de pe urma exploatării gazelor naturale.

În contextul dezvoltării, piața internă de gaze naturale are în vedere următoarele:

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

Transgaz, în calitate de operator tehnic al SNT, are un rol deosebit de important în asigurarea securității aprovizionării cu gaze naturale a țării și în funcționarea corespunzătoare a pieței naționale a gazelor naturale.

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

Conflictul dintre Rusia și Ucraina a evidențiat cât de important este asigurarea diversificării surselor de aprovizionare cu energie și a adus securitatea energetică în prim-planul atenției guvernelor europene.

Situația din Ucraina a solicitat o reacție imediată a autorităților europene și naționale, iar sancțiunile impuse Rusiei și întreruperea lanțurilor de aprovizionare din bazinul Mării Negre au avut efecte directe asupra prețurilor din energie care s-a reflectat asupra economiei.

Efectele din sectorul energetic au arătat vulnerabilitatea statelor membre în relație cu produsele energetice importate din Rusia, consecința firească a fost ca UE să ia decizia asigurării independenței energetice sustenabile a Uniunii.

Pentru obținerea acestui deziderat, în mai 2022 Comisia Europeană a prezentat inițiativa REPowerEU – un document de planificare care propune reducerea rapidă a dependenței de combustibilii fosili din Rusia. Planul REPowerEU stabilește măsuri privind diversificarea furnizorilor de energie, economiile de energie și eficiența energetică, precum și o introducere accelerată a energiei din surse regenerabile.

Comisia a instituit Platforma energetică a UE pentru a agrega cererea de energie la nivel regional și pentru a facilita viitoarele achiziții comune de gaze și hidrogen ecologic, pentru a asigura cea mai bună utilizare a infrastructurii, astfel încât gazele să ajungă acolo unde este cea mai mare nevoie de ele și pentru a stabili legături cu parteneri internaționali în materie de aprovizionare.

Cinci grupuri regionale de state membre au fost deja inițiate în cadrul platformei și, în cadrul Comisiei, a fost creat un grup operativ special pentru a sprijini acest proces. UE reușește să se îndeprăteze de importurile de gaze din Rusia datorită creșterii importurilor de GNL și a importurilor prin gazoducte de la alți furnizori. În prima jumătate a anului 2022, importurile de GNL din afara Rusiei au crescut cu 21 de miliarde de metri cubi în comparație cu aceeași perioadă a anului trecut. Importurile prin conducte din afara Rusiei, Norvegia, Azerbaidjan, Regatul Unit și Africa de Nord, au crescut, de asemenea, cu 14 miliarde de metri cubi.

Planul european de reducere a cererii de gaze stabilește măsuri, principii și criteriile pentru reducerea coordonată a cererii. Planul se axează pe înlocuirea gazului natural cu alți combustibili și pe economie globală de energie în toate sectoarele - **Energia economisită vara înseamnă energie disponibilă pentru iarnă**. Scopul său este de a **proteja aprovizionarea gospodăriilor și a utilizatorilor esențiali**, cum ar fi spitalele, dar și industriile care sunt de o importanță capitală pentru furnizarea de produse și servicii esențiale către economie, precum și pentru lanțurile de aprovizionare și competitivitatea UE. Planul oferă statelor membre orientări de care trebuie să țină seama atunci când planifică reducerea.

Planul de reducere a cererii **ajută, de asemenea, statele membre să identifice și să acorde prioritate**, în cadrul grupurilor lor de consumatori „neprotejați”, **celor mai importanți clienți sau instalații**, pe baza unor considerente economice globale și a următoarelor criterii:

- **Importanță critică la nivel societal** – sectoarele care includ sănătatea, alimentele, siguranța, securitatea, rafinările și apărarea, precum și furnizarea de servicii de mediu;
- **LANȚURI DE APROVIZIONARE TRANSFRONTALIERE** – sectoare sau industrii care furnizează bunuri și servicii critice pentru buna funcționare a lanțurilor de aprovizionare din UE;
- **Daune aduse instalațiilor** – pentru a evita ca acestea să nu își poată relua producția fără întârzieri semnificative, reparații, aprobare reglementară și costuri;
- **Posibilitățile de reducere a gazelor și substituirea produselor/componentelor** – măsura în care industriile pot trece la componente/produse importate și măsura în care cererea de produse sau componente poate fi satisfăcută prin importuri.

Prin eliminarea treptată a dependenței de surse de combustibili fosili și prin reducerea consumului general de energie al UE ca urmare a creșterii eficienței energetice, **Pactul verde european și pachetul „Pregătiți pentru 55” consolidează securitatea aprovizionării pentru UE**. Plecând de la aceste propuneri, REPowerUE urmărește să accelereze dezvoltarea energiei din surse regenerabile în întreaga UE și demararea investițiilor în materie de eficiență energetică.

În prezent, peste 20 % din energia UE provine din surse regenerabile, iar Comisia a propus ca acest procent să fie de peste două ori mai mare, ajungând la cel puțin 45 % până în 2030.

Prin investițiile în terminale GNL și în interconexiuni de gaze naturale, fiecare stat membru poate primi acum gaze naturale din cel puțin două surse, iar fluxurile bidirecționale între vecini sunt posibile. În temeiul Regulamentului privind securitatea aprovizionării cu gaze naturale, statele membre trebuie să elaboreze planuri naționale de acțiune preventivă și planuri de urgență, precum și un mecanism de solidaritate care să garanteze aprovizionarea „consumatorilor protejați” din țările învecinate într-o situație de urgență gravă.

Valorificând potențialul resurselor din Marea Neagră și resursele onshore de mare adâncime, prin susținerea producției autohtone de gaze naturale, România poate atinge un nivel suficient de ridicat al producției interne pentru a deveni un furnizor de securitate energetică în regiune.

O piață internă solidă contribuie semnificativ la un grad ridicat de securitate energetică.

Rețeaua de transport gaze naturale reprezintă o infrastructură deosebit de importantă pentru securitatea energetică a țării România va deveni un coridor european de transport al gazelor naturale prin conectarea la culoarele europene nord-sud și est-vest, prin conductele de interconectare cu vecinii și prin proiectele de infrastructură de gaze naturale aflate în lucru sau planificate pentru dezvoltarea rețelei pe plan intern.



Figura 4 - Lungimile sistemelor de transport gaze naturale din țările vecine

BULGARIA

BULGARIA	
Consumul de gaze naturale (2022)	2.7 mld.mc
Operatorul sistemului național de transport	Bulgartransgaz EAD
Structură acționariat	100% – Bulgarian Energy Holding EAD
Volum de gaze naturale transportate	Consumatori și înmagazinare – 8 mld.Mc Tranzit – 17,8 mld. Mc/an până în 2030 TOTAL: 25,8 mld.Mc
Lungimea sistemului de transport gaze naturale	3.276 km
Harta Sistemului de Transport gaze naturale	

BULGARIA	
Descrierea sistemului de transport	<p>Sistemul național bulgar de transport gaze naturale are o formă circulară, cu o lungime totală de 3.276 km, având:</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ 11 stații de comprimare: CS Kardam-1, CS Kardam-2, CS Valchi Dol și CS Polski Senovets, CS Rasovo, CS Provadia, CS Nova Provadua, CS Lozenets, CS Strandzha, CS Ihtiman și CS Petrich cu o capacitate totală instalată de 406 MW; ✓ 240 puncte de ieșire din sistem; ✓ 2 puncte de conectare cu facilități de producție; ✓ 1 punct de conectare cu facilități de înmagazinare; ✓ 9 interconectări; ✓ 1 punct de interconectare în interiorul țării.
LNG	-
Interconectări	<p>România: Negru Vodă I, II și III/Kardam–Transgaz România Ruse/Giurgiu – Transgaz România</p> <p>Grecia: Kulata/Sidirokastron – DESFA Grecia IGB</p> <p>Turcia: Strandzha/Malkoclar – BOTAS Turcia Strandzha 2/Malkoclar - TAGTAS, Turcia</p> <p>Macedonia: Kyustendil/Zidilovo – GA-MA , North Macedonia</p> <p>Serbia: Kireevo/Zaychar – Gastrans, Serbia</p>
Înmagazinări	Chiren–Bulgartransgaz – Capacitate instalată 9MW; Capacitate de înmagazinare 5,8 mil. MWh/d
Program de investiții	Planul de dezvoltare pentru perioada 2023-2032 poate fi consultat la adresa: https://bulgartransgaz.bg/files/useruploads/files/amd/TYNDP%2023-2032%20EN.pdf
Principalele investiții	<ul style="list-style-type: none"> – Reabilitarea, Modernizarea și Dezvoltarea SNT; – Construirea unei conducte de gaze între BG–RO (investiții în sistemul bulgaresc pentru creșterea capacității în cadrul proiectului BRUA); – LNG Terminal Alexandroupoli, Grecia; – 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 ValchiDol și stația de robineteți 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

SERBIA	
Consum gaze naturale (2022)	2,93 mld. mc/an
Operatorul sistemului național de transport	JP SRBIJAGAS
Structura actionariat	100% - statul sârb.
Volum de gaze naturale transportate	În anul 2023 volumul de GN transportat a fost de 13 mil.mc.
Lungimea sistemului de transport gaze naturale	2.501 km – conducte.

SERBIA	
Harta Sistemului de Transport gaze naturale	
Descrierea sistemului de transport gaze naturale	<ul style="list-style-type: none"> ✓ sistemul de transport sârbesc este gestionat de către JP Srbijagas, cu excepția tronsonului MG-9 de la Pojate la Niš care este gestionat de către Yugorosgaz (subsidiară a Gazprom); ✓ PN din sistem este de 16-50 bar; DN 150-750; ✓ 32 stații de distribuție a gazelor naturale; ✓ 1 stație de comprimare la Batajnica; ✓ depozit de înmagazinare cu o capacitate max. de 550 mil. mc.
LNG	-
Interconectări	<p>Ungaria: Horgoš-Kiskundorozsma-FGSZ HU</p> <p>Bosnia și Herțegovina: Mali-Zvornik-BH Gas d.o.o. BH</p> <p>YUGOROSGAZ: Pojate-YUGOROSGAZ (subsidiară Gazprom)</p> <p>Bulgaria: Niš-Dimitrovgrad-Bulgartransgaz BG</p>
Înmagazinări	<p>Banatski Dvor SRBIJAGAS</p> <p>Capacitate totală 550 mil. mc</p>
Program de investiții	<p>Planul de dezvoltare a sistemului de transport gaze naturale al JP SRBIJAGAS 2022-2031 se regăsește pe site-ul: https://www.transportgas-srbija.rs/en/o-nama/plan-razvoja</p>
Principalele investiții cuprinse în program	<p>Investiții:</p> <p>Investițiile societății se focalizează pe:</p> <ul style="list-style-type: none"> – modernizarea și re tehnologizarea sistemului de transport GN sârbesc (conducte, bransamente, echipamente, utilități, etc.); – upgradarea capacităților de transport; – dezvoltarea sistemului de înmagazinare Banatski Dvor (creștere la 800 mil.mc – 1 mld.mc). <p>Implementarea unor PIC-uri aprobate de către Comisia Europeană:</p> <ul style="list-style-type: none"> – construcția unui interconector cu România, cu o lungime de 97 km (12,8 km pe teritoriul Republicii Serbia) și o capacitate de 1,2 mld. mc/an și care ar face posibilă implementarea unei viitoare interconectări cu Croația a Serbiei; – construcția unui interconector cu Bosnia-Herțegovina (Rep. Srpska), cu o lungime de 90 km, diametru DN500, presiune 50 bar și o capacitate maximă de 1,2 mil. mc/an; – posibilitatea construcției unui interconector cu Muntenegru (cu posibilitate de curgere bidirecțională), cu o lungime de 114 km, diametru DN500, presiune 50-40 bar, și o capacitate maximă de 1.000 mil. mc/an; – construcția unui interconector cu Croația, cu o lungime de 95 km, diametru DN600, presiune 75 bar și o capacitate de 1.500 mil. mc/an; – posibilitatea construcției unui interconector cu Macedonia, cu o lungime de 70,7 km, diametru DN: 300, presiune 50 bar și o capacitate de 380 mil. mc/an.

Sursa: transportgas-srbija.rs, Internet, <http://ec.europa.eu/eurostat>


UNGARIA

UNGARIA	
Consum gaze naturale (2023)	10 mld mc
Operatorul sistemului național de transport	FGSZ Zrt.
Structură acționariat	MOL Plc. – 100%
Volum de gaze transportate (2023)	În anul 2023 volumul de GN transportat a fost de 29,6 mld mc.
Lungimea sistemului de transport gaze naturale	5.889 km – conducte magistrale
Harta Sistemului de Transport gaze naturale	
Descrierea sistemului de transport gaze naturale	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 25 puncte de intrare; ✓ 400 puncte de ieșire; ✓ infrastructură cu DN între 80-1400 mm; ✓ 8 stații de comprimare; ✓ 6 centre tehnice de control arondate la 3 regiuni; ✓ 1 centru tehnic de control la Siófok; ✓ 7.229 km fibră optică destinată telecomunicațiilor; ✓ gazele sunt transportate la PN între 40-75 bar.
Înmagazinări	Zsana Magyar Foldgaztaro Hajuszoboszlo Magyar Foldgaztaro Pusztaederics Magyar Foldgaztaro Kardosku Magyar Foldgaztaro Szoreg-1 MMBF Foldgaztaro Capacitate totală 6 mld. mc
LNG	-
Interconectări	Interconectări cu: Ucraina: Beregdaroc–Ukrtransgas (UA) Austria: Mosonmagyarovar–OMV Gas (AT) Serbia: Kiskundorozsma–Srbijagas (RS) România: Csanadpalota–Transgaz (RO) Croația: Dravaszerdahely–Plincro (HR) Slovacia: Balassagyarmat–Eustream Slovacia (SK) Slovenia: Pince-Tornyiszentmiklós
Program de investiții	Planul de dezvoltare a sistemului de transport gaze naturale al FGSZ Zrt. pe 10 ani 2022-2031 e prezentat pe http://fgsz.hu/en/about-fgsz

UNGARIA	
Principalele investiții cuprinse în program	<p>Proiectele de dezvoltare ale FGSZ Zrt.:</p> <p>Asigurarea capacității de intrare pe direcția Serbia-Ungaria de max. 6 mld. mc/an</p> <p>Creșterea capacității de intrare pe direcția Serbia-Ungaria la 8,5 mld. mc/an</p> <p>Dezvoltarea stație de comprimare și a stației de măsurare de la Csanádpalota</p> <p>Asigurarea cererii de capacitate dinspre Ungaria spre Ucraina și pe direcția HU>AT</p> <p>Asigurarea capacității pe interconectorul Slovenia-Ungaria între 20.000-190.000 mc/h</p> <p>Dezvoltarea stației de comprimare de la SZADA</p> <p>Dezvoltarea stației de comprimare de la Dorog</p> <p>Construcția conductei Kozármisleny-Kaposvár</p> <p>Asigurarea capacității pe interconectorul Ungaria - Austria</p> <p>Dezvoltarea coridoarelor de Hidrogen (HU/UA, HU/HR, HU/SK, HU/RO, HU/AT, HU/SI)</p> <p>Înlocuirea compresoarelor cu turbine pe gaz-cu compresoare cu acționare electrică</p> <p>Construcția conductei Kiskundorozsma – Városföld</p> <p>Construcția Eastring, pe direcția RO>HU>SK cu capacități de transport, cuprinse între 10-40 mld mc/an.</p>

Sursa: gie.eu, <https://fgsz.hu>, <http://ec.europa.eu/eurostat>, entsog.eu


UCRAINA

UCRAINA	
Consum gaze naturale (2023)	19 mld. mc
Operator de transport	LLC Gas TSO of Ukraine prin doi operatori Branch și LLC
Lungimea sistemului de transport (2021)	33.190 km conducte
Volum de gaze tranzitate (2021)	15 mld mc
Harta Sistemului de Transport gaze naturale	
Descrierea sistemului de transport gaze naturale (2020)	<p>Transportul se caracterizează prin infrastructură cu:</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ 1.389 stații de distribuție gaze + 83 stații de distribuție gaze în teritoriile ocupate; ✓ 71 stații de comprimare + 2 stații de comprimare în teritoriile ocupate (Donețk și Lugansk); ✓ 87 agregate de comprimare + 2 agregate de comprimare; ✓ 41 companii de distribuție GN racordate la sistemul de transport gaze ucrainean; ✓ 153 consumatori direcți; ✓ 11 depozite subterane de înmagazinare GN cu o capacitate de 30.5 mld.mc + 1.4 mld.mc în teritoriile ocupate (Donețk și Lugansk).

UCRAINA	
Puterea stațiilor de comprimare	Transport: 4.581 MW Înmagazinare: 10 MW
Interconectări	<p>România: Orlovka–Isaccea (RO) Tekovo–Medieșu Aurit (RO)</p> <p>Rusia: 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</p> <p>Belarus: Kobryn Belarus–UA</p> <p>Polonia: Hermanowice–Polonia/UA</p> <p>Slovacia: Budince–Slovacia/UA</p> <p>Ungaria: Beregdaroc (HU)–Beregovo (UA)</p> <p>Moldova: Oleksiivka–MD/UA Grebenyky–MD/UA</p>
Înmagazinări	12 instalații subterane de stocare cu o capacitate de 30,95 mld. mc 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
Import gaze naturale (mld. mc) (2021)	2,6 (de șase ori mai puțin decât în 2020)
Producția internă (mld. mc) (2022)	18,5
Proiecte viitoare	<p>Dezvoltarea și modernizarea</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ rețelelor de conducte transport gaze naturale și a părților auxiliare ✓ stațiilor de comprimare ✓ sistemului de telecomunicații ✓ sistemului de depozitare a gazelor naturale ✓ monitorizării sistemului de transport gaze naturale ✓ surselor alternative de combustibil <p>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.</p>

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

REPUBLICA MOLDOVA

REPUBLICA MOLDOVA	
Consum gaze naturale (2023)	398 milioane mc
Operatorul sistemului național de transport	Vestmoldtransgaz SRL
Structura actionariat	75% - SNTGN Transgaz S.A. și 25% - BERD
Volum de gaze naturale transportate	În anul 2023 volumul de GN transportat a fost de 423 mil. mc.
Lungimea sistemului de transport gaze naturale	1.682,5 km
Harta Sistemului de Transport gaze naturale	
Descrierea sistemului de transport (2023)	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 776,315 km de conducte magistrale; ✓ 906,206 km de conducte-branșamente; ✓ capacitatea max. a sistemului de transport – 20 mld.mc/an; ✓ 3 SCG-uri cu o capacitate totală de 75.5 MW; ✓ 7 SGNC; ✓ 81 SDG; ✓ 226 SPC; ✓ 84 SRMG; ✓ 2 SMG: Căușeni și Ungheni; ✓ 2.200 km de linii de telecomunicații prin cablu.
LNG	-
Puterea stațiilor de comprimare (2023)	<ul style="list-style-type: none"> ✓ SCG Drochia cu o capacitate totală de 31,5 MW; ✓ SCG Șoldănești cu o capacitate totală de 24 MW; ✓ SCG Vulcănești cu o capacitate totală de 20 MW.

REPUBLICA MOLDOVA	
Interconectăr (2021)	<p>Sistemul de transport al Republicii Moldova este, în fapt, un sistem de tranzit (prin intermediul celor 8 conducte magistrale: ATI, RI, ȘDKRI, ACB, ChR, OCh, TCM, OIS) al gazelor via Ucraina din Rusia către statele din Peninsula Balcanică și sudul republicii.</p> <p>Sistemul de transport moldovenesc are 6 puncte de interconectare, dintre care 1 punct de interconectare (sistem reverse-flow) cu România: L-120 km;</p> <p>Capacitate RO-MD – 1,88 mld.mc/an MD-RO – 0,73 mld.mc/an</p> <p>Capacitatea solicitată pt. rezervare se efectuează prin Platforma GMOIS gestionată de SNTGN Transgaz SA.</p> <p><u>Moldovatrangaz și Vestmoldtrangaz</u></p> <p>România: Ungheni (IUC) RO-MD</p> <p>Ucraina: SMG Alexeevca (ACB) UA-MD SMG intermediare Ananiev/Orlovca (ACB) UA-MD SMG Grebeniki (ATI) UA-MD, SMG Grebeniki (RI, SDKRI) UA-MD, SMPG Limanscoe (TO 3) UA-MD Căușeni (ATI) MD-UA, Căușeni (RI, SDKRI) MD-UA Punct virtual de ieșire spre consumatorii din Ucraina (Vestmoldtrangaz)</p>
Program de investiții	<p>Planul de dezvoltare 2023-2032 a sistemului de transport gaze naturale al Vestmoldtrangaz se regăsește pe site-ul:</p> <p>https://www.vmtg.md/images/PLANURI/H_CA_ANRE_nr_820_Plan_de_Dezvoltare_2023 - 2032_Vestmoldtrangaz.pdf</p>
Principalele investiții cuprinse în program	<p>Investiții:</p> <p>Investițiile societății se focalizează pe:</p> <ul style="list-style-type: none"> – reutilizarea tehnică, reconstrucția și modernizarea instalațiilor de transport existente (SC, SDG, SMG, SPC, rețele de transmitere a datelor etc.); – optimizarea celor existente și introducerea unor noi capacități cu control automatizat asupra proceselor de funcționare a echipamentelor tehnologice; – introducerea sistemelor de telemecanică și telemetrie pentru controlul principalelor elemente tehnice (noduri de robinete (supape) liniare, protecție catodică) pe conductele magistrale de gaze, cu posibilitatea transmiterii informațiilor necesare la dispecheratul central, pentru asigurarea funcționării în condiții de siguranță a sistemului de transport; – asigurarea funcționării sigure și fără accidente a sistemului de transport pentru transportul gazelor naturale către operatorii sistemelor de distribuție, precum și pentru tranzitul de gaze către regiunea balcanică și Turcia, eliminarea situațiilor de urgență; – optimizarea sarcinilor gazoductelor existente; – extinderea Interconectorului Iași–Ungheni–Chișinău (Faza II); – construcția rețelei de transport gaze naturale cu DN 500 pe segmentul Ungheni–Bălți, cu conectarea în rețeaua de transport din Nordul republicii „Ananiev-Cernăuți-Bogorodicieni”; – construcția stației de Comprimore a gazelor naturale amplasată în raionul Ungheni.

Sursa: www.moldovatrangaz.md, <http://ec.europa.eu/eurostat>

4.3 Concluziile analizei pieței regionale de gaze naturale

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 proiectelor de interconectare, țările vecine caută diversificarea acestora în scopul evident al creșterii siguranței și securității 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 care își dorește o piață perfect integrată.

România este într-o poziție privilegiată astăzi datorită investițiilor majore efectuate în infrastructura de transport gaze. Ca urmare a acestora România are o deosebită importanță în regiune, reprezentând un hub care poate să asigure securitate energetică și aprovizionarea cu gaze din surse diversificate.

După construirea conductei Turkish Stream 2 în Bulgaria și Serbia, conductele de pe Coridorul Transbalcanic au devenit neutilizate pe direcția Nord-Sud. Ca urmare a acestui fapt, Transgaz a transformat aceste conducte, din conducte cu sens unic în conducte bidirecționale, prin investiții cu forțe proprii și astfel s-au creat premisele transportului gazelor naturale pe direcția Sud-Nord, din Coridorul Sudic, prin conductele Transbalcanice la o capacitate de 14 miliarde metri cubi/an, din Azerbaidjan, dar și LNG din terminalele din Turcia și Grecia spre România și Europa.

Faptul că suntem interconectați în regim reverse-flow ne permite să importăm gaze naturale de pe diferite coridoare. Până acum 5 ani exista doar varianta de import de gaz rusesc de pe conducta de tranzit T1. Acum, lucrurile sunt radical diferite și putem importa gaz din Ungaria, din Bulgaria, din Marea Caspică, prin gazoductele TANAP și apoi TAP, prin Coridorul Vertical, sau chiar gaz natural lichefiat din terminalele grecești sau turcești.

Coridorul Vertical, componentă din Coridorul Sud -Nord-din cadrul Inițiativei celor 3 Mări (I3M) va contribui la diversificarea surselor de gaze naturale și la creșterea siguranței în aprovizionarea cu gaze naturale a statelor din Centrul și Estul Europei și Balcani.

Integrarea BRUA în Coridorul Vertical transformă România într-un important jucător pe piața gazelor din regiune. Gazele naturale vor fi transportate prin Grecia către alte țări prin mai multe puncte de intrare și ieșire și din diferite surse de aprovizionare (Azerbaidjan, Qatar, Algeria, Egipt, Iran etc.).

Întâlnirea din 11 ianuarie 2024 de la București a conducerii OTS-urilor semnatare ale MoU pe Coridorul Vertical a reprezentat un pas important în vederea activării unui coridor bidirecțional al fluxurilor de gaze naturale din Grecia și Turcia înspre Europa Centrală, de Est și Balcani, respectiv spre Republica Moldova și Ucraina și vice-versa, a dezvoltării activității Coridorului Vertical, care interconectează rețelele de transport gaze din Grecia, Bulgaria, România și Ungaria, permițând curgerea bidirecțională a gazelor naturale prin implicarea unor state non-UE (Ucraina, Republica Moldova) întrucât această abordare este relevantă pentru implementarea Coridorului Vertical, a armonizării dezvoltărilor planificate în regiune, luând în considerare așteptările CESEC și strategiile și politicile relevante la nivelul UE și aspectele regionale.

În data de 19 ianuarie 2024, în marja reuniunii CESEC de la Atena, operatorii de infrastructură de gaze naturale participanți la inițiativa Coridorului Vertical au semnat un nou Memorandum de Înțelegere care a inclus ca semnatori operatorii din Republica Moldova (Vestmoldtransgaz), Ucraina (GTSO) și Slovacia (Eustream). Coridorul Vertical este operational și se pot aduce gaze din Azerbaidjan.

În etapa a doua, Bulgartransgaz trebuie să mai construiască 63 de kilometri și astfel se poate ajunge până la 15 miliarde mc de gaze, aici fiind vorba despre gazele din zona Mării Caspice și gazele lichefiate care pot veni din Turcia.

Operatorii (OTS) sistemelor naționale de transport al gazelor naturale din mai multe țări din Europa de Est și Balcani se pregătesc să solicite fonduri UE nerambursabile din Fondul de Modernizare pentru întărirea rețelelor lor de conducte și amplificarea interconectărilor dintre ele, în scopul diversificării surselor de aprovizionare cu gaze a țărilor respective, prin consolidarea accesului la gaze naturale lichefiate (LNG) provenite din terminalele de lichiefiere din Grecia și Turcia.

Coridorul Vertical, creat la inițiativa Transgaz, va aduce prestigiu României dar și securitatea energetică pentru țările din estul Europei, Republica Moldova și Ucraina, dar și centrul Europei: Ungaria, Slovacia, Polonia, Austria, Cehia, etc.. Transgaz are încredere în sinergia Operatorilor Tehnici de Sistem din Grecia, Bulgaria, România, Ungaria, Ucraina, Republica Moldova și Slovacia, în impactul semnificativ pe care aceștia îl pot aduce în creșterea și consolidarea securității energetice a țărilor respective, a regiunii și a Uniunii Europene.

O dezvoltare coordonată a sistemelor acestor țări și a capacităților de interconectare poate contribui la transformarea regiunii și continentului din perspectiva securității aprovizionării cu gaze și să permită României să devină un pol de dezvoltare economică a Europei.

În tot acest tablou **România** este țara cu piața cu cea mai mică dependență de gaze naturale din import, dar poate deveni o poarta de intrare a gazelor naturale din Grecia prin Bulgaria spre Europa Centrală și de Est. Adăugând în acest peisaj, pe lângă poziția geostrategică favorabilă, resursele descoperite din Marea Neagră, România ar putea juca în mod evident un rol definitoriu în regiune.

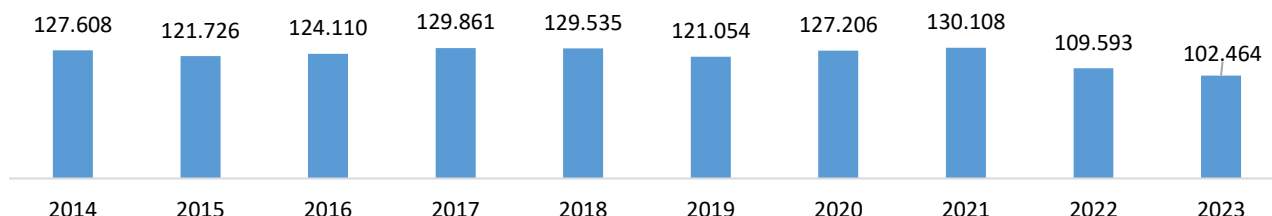
În acest context infrastructura de transport gaze naturale devine factorul cel mai important, iar **Transgaz** se află în fața unei provocări majore: dezvoltarea - în cel mai scurt timp posibil - a unor culoare de transport gaze naturale care să asigure atât gradul necesar de interconectivitate la nivel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

5. CONSUMUL, PRODUCȚIA ȘI ÎNMAGAZINAREA GAZELOR NATURALE

5.1 Consumul de gaze naturale

5.1.1 Istoric consum gaze naturale 2014-2023

Consumul total de gaze naturale pe piața din România în perioada 2014–2023:



Grafic 5-Consumul de gaze naturale pe piața din România în perioada 2014–2023 (GWh)

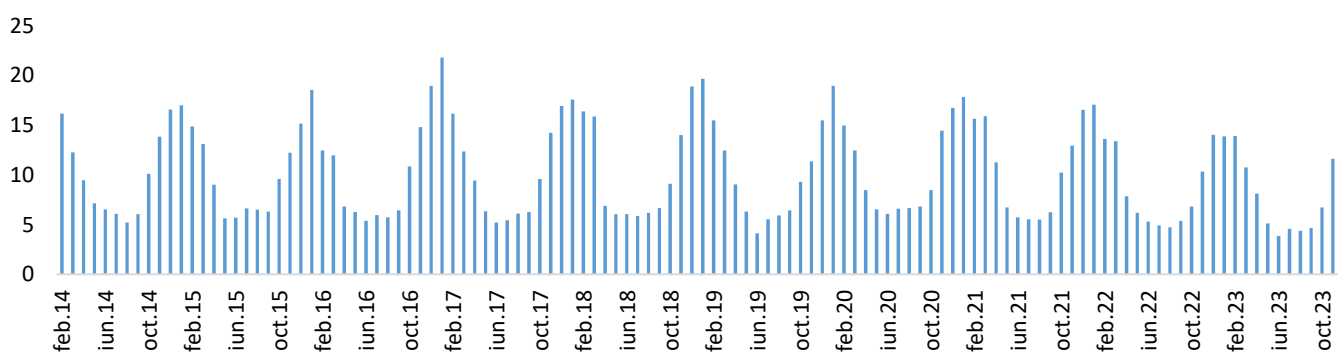
Sursa: Raportări anuale ANRE

Consumul de gaze naturale în România a scăzut în ultimii ani din cauza scăderii consumului în sectorul industrial (de ex: industria chimică), care a închis multe capacități de producție.

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 a consumului de gaze din perioada 2014–2023 este reprezentată în graficul următor:



Sursa: Raportări ANRE

Grafic 6- Consumul sezonier de gaze naturale în perioada 2014-2023 (TWh)

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 elemente 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
2014	734,9	31 ianuarie	9.677,7	25 ianuarie-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	718,2	01 martie	9.061,0	20 februarie – 5 martie
2019	709,9	08 ianuarie	9.344,9	4-17 ianuarie
2020	690,8	08 ianuarie	8.864,4	7-20 ianuarie
2021	690,8	19 ianuarie	8.648,3	9-22 ianuarie
2022	643,3	26 ianuarie	8.292,3	14-27 ianuarie
2023	612,1	10 februarie	7.823,7	30 ianuarie -12 februarie

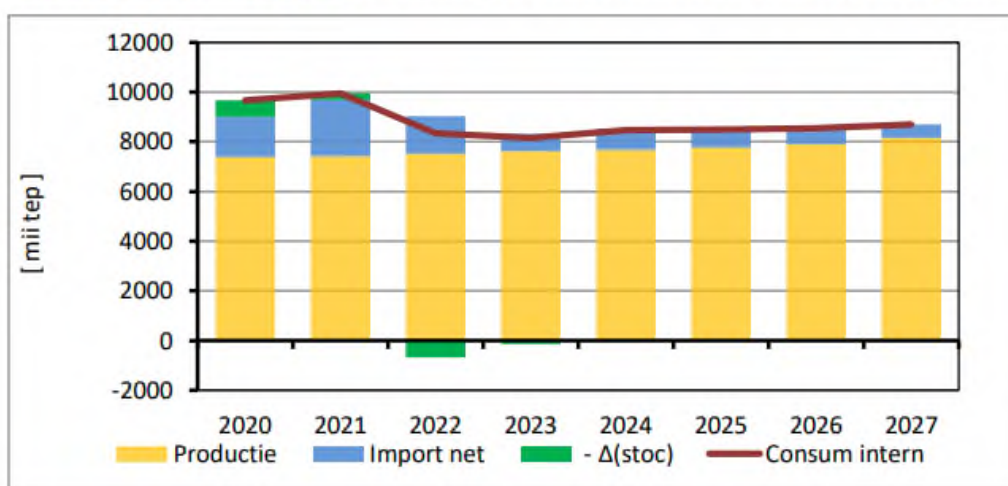
Tabel 1 - PEAK și consum maxim 14 zile

5.1.3 Prognoze consum gaze naturale

Consumul de gaze naturale al României va crește în următorii 3-4 ani ca urmare a modernizării și punerii în funcțiune a unor capacități noi de producere a energiei electrice: Iernut (430 MW), CET Mintia (1.700 MW), Ișalnița și Turceni (1.325 MW), a racordărilor la SNT conform programului Anghel Saligny precum și a dezvoltării industriei.

Reducerea consumului intern în 2023 a fost de 2,3% cu o estimare de reluare a creșterii pentru 2024 de 3,8%, urmând ca în perioada 2025-2027 să se înregistreze o creștere cu un ritm mediu anual de 0,9%, mai accentuat în ultimul an de prognoză.

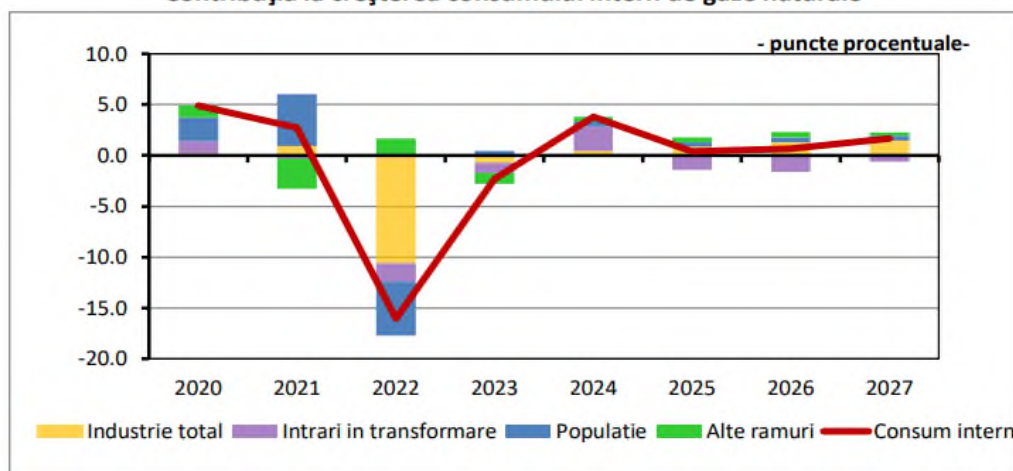
Consumul intern de gaze naturale și resursele din care acesta este susținut



Sursa datelor: 2020-2022: Institutul Național de Statistică; 2023-2027: CNSP

În concluzie pentru perioada de prognoză 2025 -2027, contribuția cea mai importantă la creșterea consumului va reveni industriei, pe măsură ce ramurile mari consumatoare (alimentara, metalurgie, construcții metalice) își vor intensifica avansul.

Contribuția la creșterea consumului intern de gaze naturale

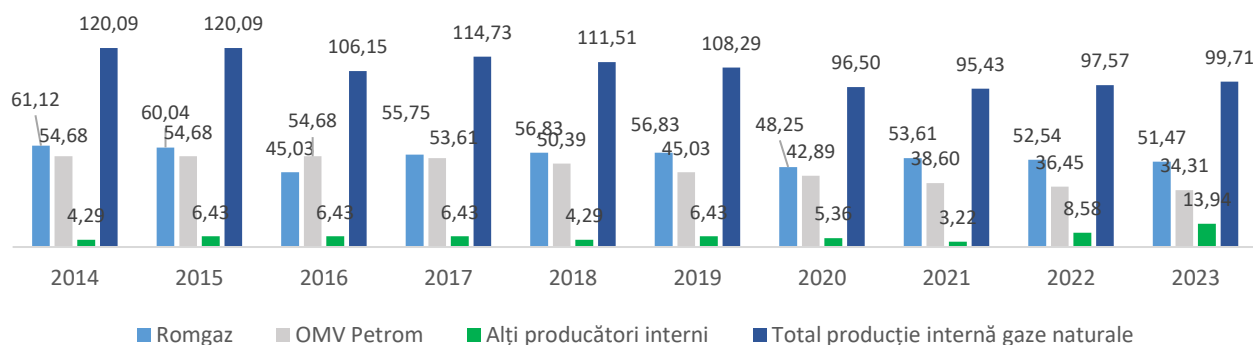


Sursa datelor: 2020-2022: Institutul Național de Statistică; 2023-2027: CNSP

5.2 Producția de gaze naturale

5.2.1 Istoric producție gaze naturale 2014–2023

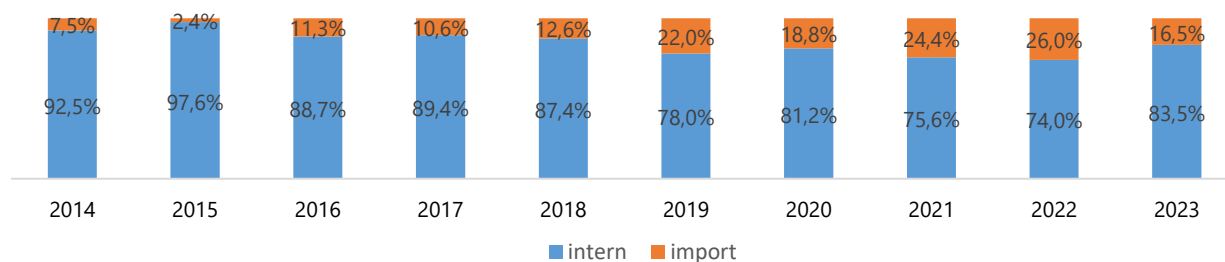
Producția internă de gaze naturale (TWh) în perioada 2014–2023 funcție de principalii producători, se prezintă astfel:



Grafic 7 – Producția internă de gaze naturale în funcție de principalii producători în perioada 2014-2023 (TWh/an)

Sursa: Internă - Dispecerat

Sursele de aprovizionare cu gaze naturale în perioada 2014 – 2023, se prezintă astfel:



Grafic 8 – Sursele de aprovizionare cu gaze naturale în perioada 2014-2023

Sursa: Raportări anuale ANRE pentru perioada 2014 –2023

Producția internă în scădere în perioada 2014-2023, pe fondul depletării rezervelor de gaze naturale a dus la creșterea ponderii anuale a importurilor de gaze naturale de la 7,5% în anul 2014 la 16,5% în anul 2023.

5.2.2 Proгноza producției interne de gaze naturale 2024-2033

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

1. Proгноze Strategia Energetică Națională 2025-2035 cu perspectiva anului 2050 - draft

Conform prognozelor până în anul 2030 cu perspectiva anului 2050, producția de gaze naturale terestru este de așteptat să scadă, menținerea unui grad redus de dependență față de importuri fiind condiționată astfel de exploatarea rezervelor de gaz naturale descoperite în Marea Neagră.

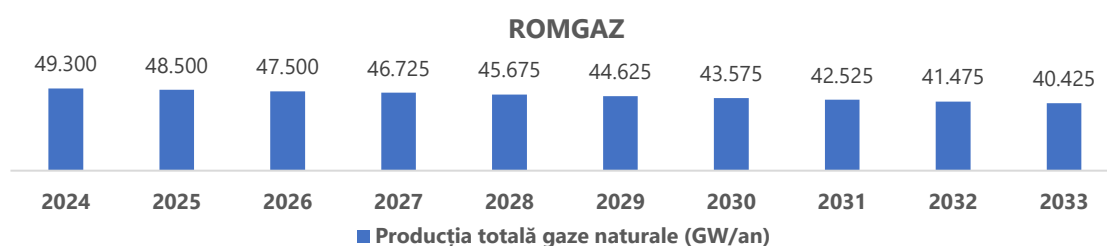
Primele gaze naturale din proiectul Neptun Deep, gaz exploatat de OMV Petrom și Romgaz în Marea Neagră, vor fi extrase și transportate prin gazoductul Tuzla-Podișor începând din toamna anului 2027.

Volumele de gaze naturale anuale estimate sunt de aproximativ 8,16 mld.m³/an (87,6 TWh/an) (ce vor intra din perimetrul Neptun Deep în rețeaua națională de transport gaze naturale).

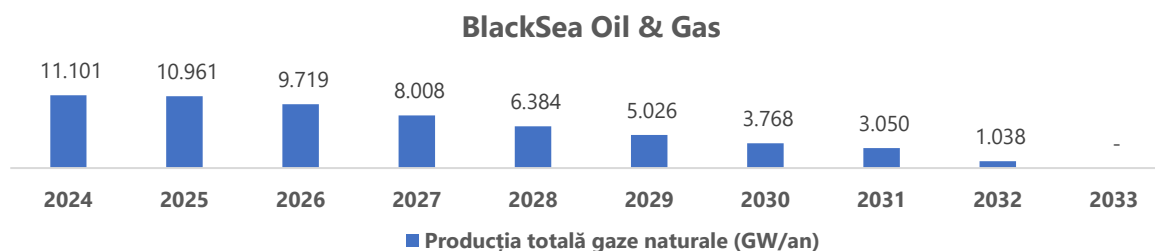
În ceea ce privește generarea de electricitate pe bază de gaze naturale, puterea instalată netă la începutul anului 2024 era de 2238 MW, în creștere față de 1988 MW cât era în anul 2023, dar foarte mică comparativ cu alte țări europene.

Capacitățile de energie electrică eficiente pe bază de gaze naturale au perspectiva unei poziționări competitive în mixul energetic, datorită emisiilor relativ reduse de GES și de noxe, precum și flexibilității și capacității lor de reglaj rapid. Ele sunt capabile să ofere servicii de sistem și rezervă pentru SRE intermitente.

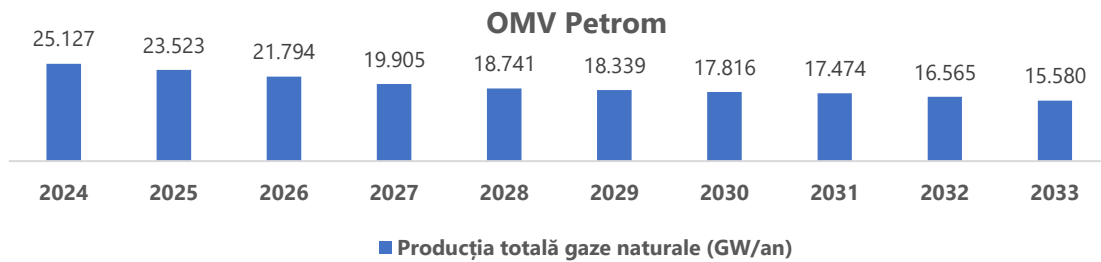
2. Proгноzele principalilor producători de gaze naturale pentru perioada 2024-2033



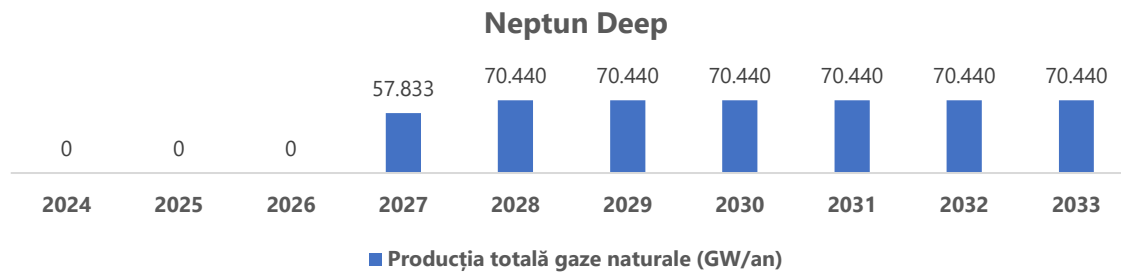
Grafic 9– Proгноza producției de gaze naturale ROMGAZ în perioada 2024–2033



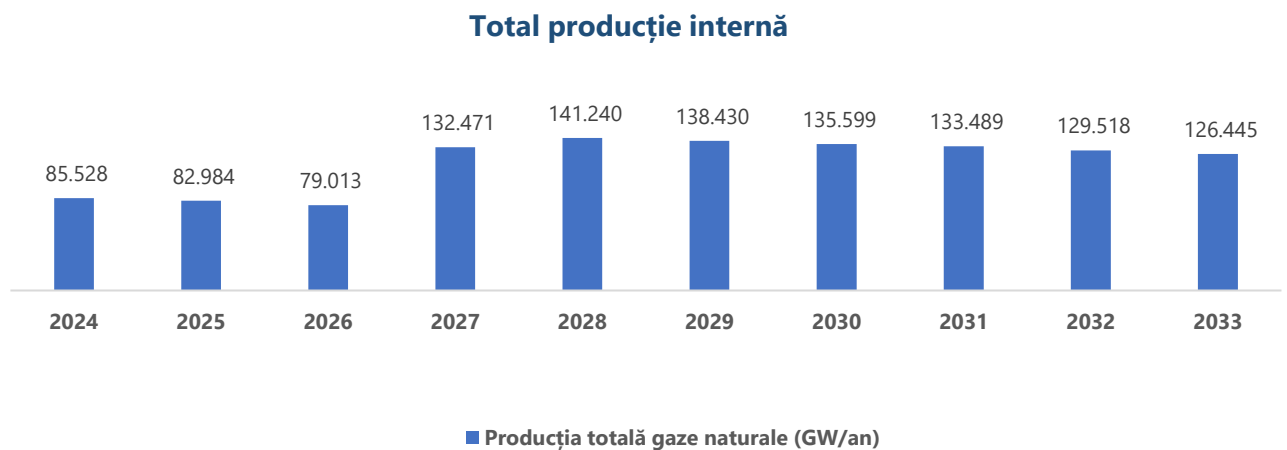
Grafic 10– Proгноza producției de gaze naturale Black Sea Oil and Gas în perioada 2024–2033



Grafic 11– Prognoza producției de gaze naturale OMV Petrom în perioada 2024–2033



Grafic 12 – Prognoza producției de gaze naturale Neptun Deep în perioada 2024–2033



Grafic 13– Prognoza producției de gaze naturale în perioada 2024–2033 conform producătorilor de gaze naturale

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

5.3. Înmagazinarea subterană a gazelor naturale

5.3.1 Context actual al activității de înmagazinare subterană a gazelor naturale

Sectorul sistemelor de înmagazinare are o mare importanță pentru Uniunea Europeană, pentru securitatea aprovizionării sale cu energie și pentru celelalte interese esențiale în materie de securitate ale Uniunii. În sensul Directivei 2008/114/CE a Consiliului, instalațiile de înmagazinare subterană a gazelor sunt considerate a fi infrastructură critică. Reglementările europene actuale privind siguranța în aprovizionarea cu gaze naturale sunt orientate către cooperarea dintre statele membre în scopul de a elabora și a conveni asupra unor măsuri comune de prevenire și răspuns la riscurile privind siguranța în aprovizionare și introduc principiul solidarității în vederea garantării aprovizionării cu gaze naturale a consumatorilor vulnerabili în situații de criză.

Obiectivul Comisiei Europene îl constituie asigurarea măsurilor necesare pentru a garanta continuitatea furnizării de gaze în întreaga Uniune Europeană, în special pentru clienții protejați, în caz de condiții climatice dificile sau de perturbare a furnizării de gaze.

Provocările legate de climă și de mediu, sunt responsabilitatea definitorie a generației noastre. Atmosfera se încălzește, iar clima se schimbă tot mai mult de la un an la altul.

Pactul ecologic european propune și prezintă o nouă strategie de creștere, care are drept scop transformarea UE într-o societate echitabilă și prosperă, cu o economie modernă, competitivă și eficientă din punctul de vedere al utilizării resurselor, în care să nu existe emisii nete de gaze cu efect de seră în 2050 și în care creșterea economică să fie decuplată de utilizarea resurselor. În acest context, găsirea unor noi modalități de înmagazinare a energiei, dezvoltarea și adaptarea la noile forme, mai puțin poluante, de producere a energiei este un deziderat european.

Utilizarea gazului metan va continua să joace un rol important în susținerea tranziției economiei UE de la combustibilul solid la energia verde (energie obținută din surse regenerabile). Cu toate acestea la nivelul UE, în vederea atingerii obiectivelor referitoare la climă până în 2050, metanul va trebui să aibă în compoziție biometan și metan sintetic.

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

Totodată, înmagazinarea subterană a gazelor naturale are rolul strategic de a asigura furnizarea de gaze naturale din depozitele de înmagazinare, în cazuri de forță majoră.

Activitatea de înmagazinare subterană a gazelor naturale este o activitate care poate fi desfășurată numai de operatori licențiați de către ANRE în acest scop, în conformitate cu prevederile Legii 123/2012 Legea energiei electrice și a gazelor naturale, cu modificările și completările ulterioare. Începând cu ciclul de înmagazinare 2021 – 2022 activitatea de înmagazinare a fost dereglementată în conformitate cu angajamentele naționale privind liberalizarea pieței gazelor naturale.

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 33,864 TWh pe ciclul de înmagazinare, respectiv o capacitate de injecție de 267,750 GWh/zi și capacitate de extracție de 341,440 GWh/zi.

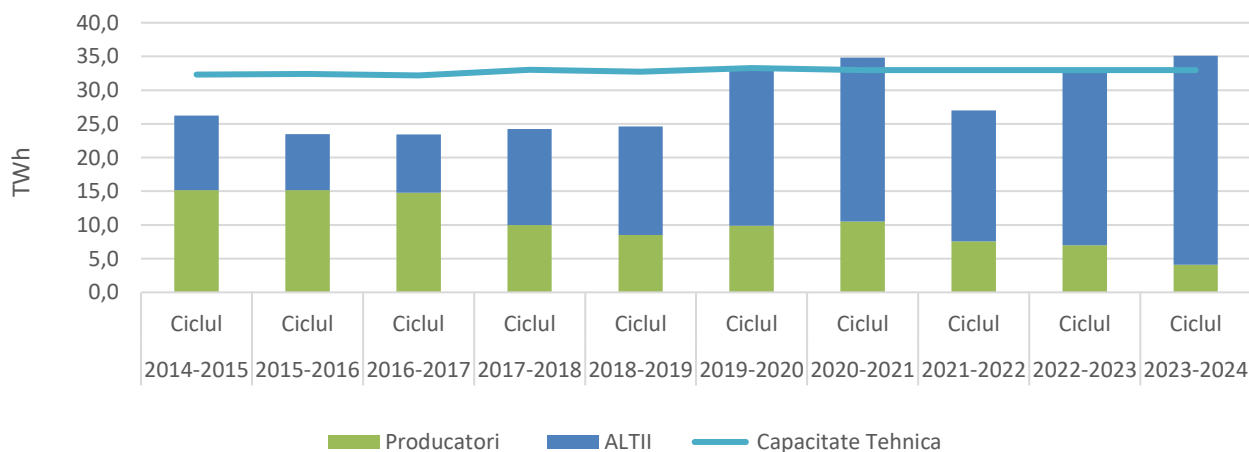
În prezent, pe piața de înmagazinare din România sunt activi doi operatori de sistem de înmagazinare:

- Filiala de Înmagazinare Gaze Naturale **DEPOGAZ Ploiești SRL**, filiala a SNGN Romgaz SA Mediaș, care deține licență pentru operarea a 5 depozite de înmagazinare subterană a gazelor naturale, a căror capacitate activă cumulată este de 30,709 TWh pe ciclu respectiv 90,7% din capacitatea totală de înmagazinare și
- **Depomureș**, care operează depozitul de înmagazinare subterană a gazelor naturale Târgu Mureș, cu o capacitate activă de 3,155 TWh pe ciclu de înmagazinare care reprezintă 9,3% 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	0,535	12,840	10,700
Bilciurești	Depogaz	14,017	149,800	107,000
Ghercești	Depogaz	2,675	21,400	21,400
Sărmășel	Depogaz	9,630	80,250	69,550
Urziceni	Depogaz	3,852	48,150	32,100
Târgu Mureș	Depomureș	3,155	29,000	27,000
Total		33,864	341,440	267,750

Sursa: Raportări Depogaz și Depomureș

Sub aspectul istoricului de rezervare de capacitate, în perioada 2014 - 2024 situația este descrisă mai jos:



Grafic 14- Capacități rezervate în perioada 2014-2024

Sursa : Depogaz

La nivel național, statistic în ultimii 5 ani, raportul dintre volumul de gaze naturale înmagazinate și consumul anual se situează în jurul valorii de 24,95%, la jumătatea clasamentului valorilor practicate în Europa.

În perioada de iarnă raportul dintre cantitatea de gaze naturale provenite din înmagazinare și consumul zilnic de gaze naturale se situează, în medie, în jurul valorii de 46%.

5.3.2 Prognoze privind înmagazinarea subterană a gazelor naturale

Pentru a pune în practică prevederile Pactului ecologic european, comunicarea CE făcută către Parlamentul UE arată că „este necesară o regândire a politicilor în materie de aprovizionare cu energie curată în toate sectoarele economice și industriale, de-a lungul lanțului de producție și de consum, pentru proiectele de infrastructură de mare anvergură, în sectorul transporturilor, al alimentației și agriculturii, al construcțiilor, al fiscalității și al prestațiilor sociale”.

Comisia consideră că decarbonizarea susținută a sistemului energetic este crucială pentru atingerea obiectivelor climatice în 2030 și 2050. Producția și utilizarea energiei în diversele sectoare economice reprezintă peste 75% din emisiile de gaze cu efect de seră din UE. La nivel european eficiența energetică trebuie să constituie o prioritate. Trebuie dezvoltat un sector al energiei electrice care să se bazeze în mare măsură pe surse regenerabile, urmând ca acest demers să fie completat de eliminarea rapidă a cărbunelui și de decarbonizarea gazelor.

În contextul tranziției energetice, gazele naturale reprezintă o sursă de energie, care aduce o contribuție rapidă și eficientă, prin intermediul tehnologiilor disponibile și inovatoare, la valorificarea potențialului de eficiență energetică.

Aportul activității de înmagazinare la asigurarea cantităților de gaze naturale necesare consumului anual, în această perioadă de tranziție, poate fi mărit prin creșterea performanțelor tehnice ale depozitelor, obiectiv realizabil prin asigurarea condițiilor pentru mărirea gradului de umplere a depozitelor și prin asigurarea posibilităților tehnice de mărire a volumelor de gaze extrase zilnic pe parcursul ciclurilor de extracție.

În concordanță cu Planul de acțiuni preventive privind măsurile de garantare a securității aprovizionării cu gaze naturale în România (aprobat prin HG 1077/2021), proiectele de investiții în înmagazinare promovate de SNGN Romgaz SA Filiala de Înmagazinare Gaze Naturale DEPOGAZ Ploiești SRL, pentru perioada 2024-2033, cuprind următoarele acțiuni:

- investiții în modernizări ale depozitelor de înmagazinare în scopul creșterii capacității de livrare zilnică a gazelor;
- creșterea flexibilității în utilizarea depozitelor de înmagazinare în ciclurile de injecție și extracție prin promovarea de soluții de operare alternativă.

6. SIGURANȚA ÎN APROVIZIONAREA CU GAZE NATURALE

Regulamentul (UE) 2017/1938 din 25 octombrie 2017 privind siguranța în aprovizionarea cu gaze naturale prevede îndeplinirea mai multor obiective, printre care:

- realizarea de către ENTSO-G 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 cerințelor 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).

Obligația de a se asigura că infrastructura rămasă are capacitatea de a satisface cererea totală de gaze naturale menționată mai sus este considerată ca fiind respectată 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 circumstanțe:

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

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

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

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

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

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

„ I_m ”: înseamnă capacitatea tehnică a infrastructurii unice principale de gaze naturale (mil. mc/zi), cu cea mai mare capacitate de aprovizionare a României.

În cazul în care mai multe infrastructuri de gaze sunt conectate la aceeași infrastructură de gaze din amonte sau din aval și nu pot fi operate separat, acestea sunt considerate o singură infrastructură de gaze.

Rezultatul formulei N-1 calculat pentru teritoriul României la nivelul anului 2023 este următorul:

$$N - 1[\%] = \frac{45,0 + 24,5 + 32 + 0 - 18,8}{72} \times 100$$

$$N - 1[\%] = 114,9\%$$

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

Explicații privind valorile utilizate

a) Termeni privind cererea:

Termeni privind cererea [mil. m ³ /zi]		Explicații
D _{max}	72,0	La începutul anului 2023 consumul maxim asigurat prin SNT a fost de 54,6 Mil Smc/zi în ziua gazieră 09.02.2023, inferior consumului de vârf constatat statistic o dată la 20 de ani

b) Termeni privind oferta (de capacitate):

Termeni privind oferta [mil. m ³ /zi]		Explicații
EP _m	45,0	Capacitatea totală a punctelor de import (Isaccea 1, Negru Vodă 1, Csanadpalota, Ruse-Giurgiu, Ungheni).
P _m	24,5	Producția internă de gaze intrată în SNT
S _m	32	Suma debitelor maxime potențiale a fi extrase din fiecare depozit de înmagazinare, în condiții de încărcare 100%
LNG _m	0	Nu există terminale LNG.
I _m	18,8	Capacitatea de import în Isaccea 1.

Pentru termenul P_m a fost luat în considerare potențialul de producție nu capacitatea tehnică (65,8 mil. Smc/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-au considerat debitele potențial maxime ce pot fi extrase din depozitele de înmagazinare în condițiile de încărcare 100%.

	Capacitate tehnică comercială (mil. Sm ³ /zi)	Debit potențial maxim (mil. Sm ³ /zi)
Depogaz Ploiești SRL	32,7	29,2
Depomureș	3,0	2,8
Total	35,7	32
<i>Debit maxim zilnic extras simultan din toate depozitele (07.02.2023)</i>	26,1	-

La determinarea valorii termenului EP_m au fost avute în vedere punctele de intrare Isaccea 1, Negru Vodă 1, Csanadpalota, Ruse-Giurgiu și Ungheni, după cum urmează:

Puncte de intrare	Capacitate punct [mil.Sm ³ /zi]
Punct intrare Isaccea 1	18,8
Punct intrare Negru Vodă 1	14,5
Punct intrare Csanadpalota	7,2
Punct intrare Ruse-Giurgiu	2,5
Punct de intrare Ungheni	2,0
Total	45

Tabel 2 - 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) 1938 din 25 octombrie 2017.

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

AN	N-1
2024	113,3
2025	111,8
2026	110,4
2027	163,5
2028	155,1
2029	154,2
2030	157,9
2031	157,2
2032	158,7
2033	157,8

Tabel 3 – Prognoze valoare N-1 pe 10 ani

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

I. 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.

În indentificarea proiectelor necesar a fi dezvoltate în Sistemul Național de Transport (SNT) 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 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 scurt proiectele descrise în cele ce urmează, pentru a conecta piețele central europene la resursele din Marea Caspică și Marea Neagră.

Poziția geostrategică, resursele de energie primară, proiectele de investiții majore în infrastructura de transport gaze naturale pot ajuta România să devină un jucător semnificativ în regiune, însă doar în condițiile în care va ține pasul cu progresul tehnologic și va reuși să atragă finanțările necesare. Prin proiectele propuse pentru dezvoltarea și modernizarea infrastructurii de transport gaze naturale, prin implementarea unor sisteme inteligente de control, automatizare, comunicații și management al rețelei, Transgaz urmărește atât **maximizarea eficienței energetice** pe întreg lanțul de activități desfășurate, precum și **crearea unui sistem inteligent** de transport gaze naturale, eficient, fiabil și flexibil.

Managementul rețelei, va putea fi îmbunătățit prin conceptul „**Smart energy transmission system**”, aplicabil și rețelelor de transport gaze naturale. „**Smart gas transmission systems**” 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.

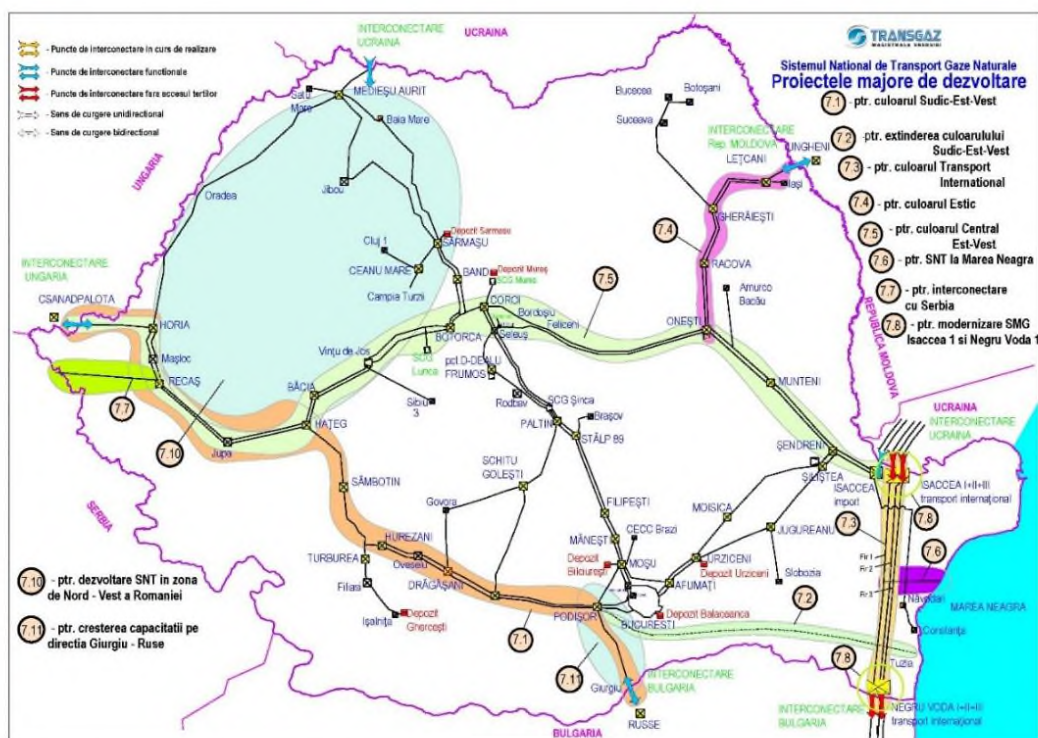



Figura 5 - Harta culoarelor aferente proiectelor majore din SNT

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

Numele proiectului:	Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale pe Coridorul Bulgaria–România–Ungaria–Austria (BRUA) - Faza II
Numărul proiectului:	7.1
Titularul proiectului:	SNTGN Transgaz SA 
Tipul proiectului:	Creșterea capacității
Termen estimat de finalizare	2027
Obiectivul Proiectului:	Creșterea etapizată a capacității coridorului de transport bidirecțional Bulgaria–România–Ungaria–Austria prin care se asigură în prezent o capacitate de transport de 2,63 mld. mc/an cu Ungaria. Sunt propuse în cadrul procesului de capacitate incrementală trei niveluri de dezvoltare a capacității cu Ungaria respectiv la 2,98 mld mc/an, 4,38 mld mc/an și 5,32 mld mc/an, pentru transportul gazelor de pe Coridorul Vertical.

Descrierea proiectului:

Faza II constă în realizarea următoarelor obiective:

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




Justificarea proiectului:	Creșterea etapizată a capacității coridorului de transport bidirecțional Bulgaria–România–Ungaria–Austria.						
Conectarea cu alte proiecte:	<ul style="list-style-type: none"> - BRUA - Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale pe Coridorul Bulgaria–România–Ungaria–Austria (BRUA) – Faza I – proiect finalizat - Dezvoltarea pe teritoriul României a Coridorului de Transport pentru preluarea gazelor naturale de la țărmul Mării Negre (Tuzla – Podișor) 						
Date economice:	Valoarea estimată a proiectului este de 150 milioane Euro						
Impactul asupra capacității transfrontaliere:	Creșterea etapizată a capacității coridorului de transport bidirecțional Bulgaria–România–Ungaria–Austria prin care se asigură în prezent o capacitate de transport de 2,63 mld. mc/an cu Ungaria. Sunt propuse în cadrul procesului de capacitate incrementală trei niveluri de dezvoltare a capacității cu Ungaria respectiv la 2,98 mld mc/an, 4,38 mld mc/an și 5,32 mld mc/an, pentru transportul gazelor de pe Coridorul Vertical.						
Faza proiectului:	Proiect tehnic – finalizat						
TYNDP: TRA-A-1322	PCI status: DA – lista V						
Modificările proiectului:							
	PDSNT 2014	PDSNT 2017	PDSNT 2018	PDSNT 2019	PDSNT 2020	PDSNT 2022	PDSNT 2024
Termenul estimat de finalizare	2019	Faza I 2019 Faza II 2020	2022	2022	2022	2025	2027
Valoarea totală estimată a proiectului (mil. Euro)	560	547,39	68,8	68,8	74,5	74,5	150

7.2 Dezvoltarea pe teritoriul României a Coridorului de Transport pentru preluarea gazelor naturale de la țărmul Mării Negre (Tuzla – Podișor)

Numele proiectului:	Dezvoltarea pe teritoriul României a Coridorului de Transport pentru preluarea gazelor naturale de la țărmul Mării Negre (Tuzla – Podișor)
Numărul proiectului:	7.2
Titularul proiectului:	SNTGN Transgaz SA
Tipul proiectului:	Creșterea capacității
Termen de finalizare	2025
Obiectivul Proiectului:	Construirea unei conducte de transport gaze naturale Tuzla–Podișor, în lungime de 308,3 km și DN 1200 respectiv DN 1000, care face legătura între resursele de gaze naturale disponibile la țărmul Mării Negre și coridorul BRUA, astfel asigurându-se posibilitatea transportului gazelor naturale spre Bulgaria și Ungaria prin interconectările existente Giurgiu–Ruse (cu Bulgaria) și Nădlac–Szeged (cu Ungaria). Această conductă se va interconecta cu conductă de transport gaze naturale T1 și traversează județele: Constanța, Călărași și Giurgiu.
Descrierea proiectului:	<p>Conducta este formată din două tronsoane, după cum urmează:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ tronsonul I, Tuzla–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.
Justificarea proiectului:	În contextul în care Europa devine tot mai dependentă de importurile de gaze naturale, accesul la noi surse devine o necesitate imperioasă. Această investiție va permite gazelor din Marea Neagră să intre în SNT și să ajungă, astfel, la operatorii economici și la gospodăriile din localitățile racordate la sistem. Mai mult, acest gazoduct va face legătura cu sursele noi de gaze naturale din Coridorul Transbalcanic și Coridorul Vertical din care face parte și conducta BRUA, fiind necesar și pentru transportul gazelor ce ar urma să vină în România din zona Marii Caspice, din terminalele de LNG din Turcia și Grecia.
Conectarea cu alte proiecte:	BRUA - Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale pe Coridorul Bulgaria–România–Ungaria–Austria (BRUA) – Faza I - proiect finalizat
Date economice:	Valoarea estimată a proiectului este de 493,9 milioane Euro din care s-a obținut prin Fondul de Modernizare suma de 85,5 milioane Euro.

Impactul asupra capacității transfrontaliere:	Creșterea etapizată a capacității coridorului de transport bidirecțional Bulgaria– România–Ungaria–Austria prin care se asigură în prezent o capacitate de transport de 2,63 mld. mc/an cu Ungaria. Sunt propuse în cadrul procesului de capacitate incrementală trei niveluri de dezvoltare a capacității cu Ungaria respectiv la 2,98 mld mc/an, 4,38 mld mc/an și 5,32 mld mc/an, pentru transportul gazelor de pe Coridorul Vertical.						
Faza proiectului:	În execuție						
TYNDP: TRA-A-362	PCI status: DA – lista V						
Modificările proiectului:							
	PDSNT 2014	PDSNT 2017	PDSNT 2018	PDSNT 2019	PDSNT 2020	PDSNT 2022	PDSNT 2024
Descrierea proiectului	285 km	307 km	308,2 km	308,3 km	308,3 km	308,3 km	308,3 km
Termenul estimat de finalizare	2019	2020	2020	2021	2022	2025	2025
Valoarea totală estimată a proiectului (mil. Euro)	262,4	278,3	360,4	360,4	371,6	371,6	493,9

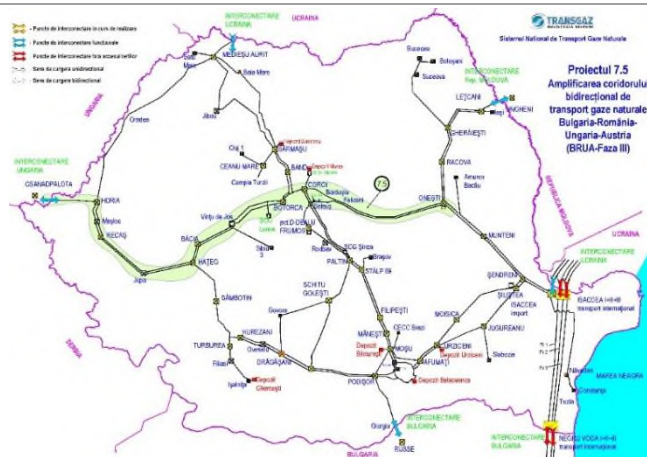
7.3 Amplificarea coridorului bidirecțional de transport gaze naturale Bulgaria–România–Ungaria–Austria (BRUA-Faza III)

Numele proiectului:	Amplificarea coridorului bidirecțional de transport gaze naturale Bulgaria–România–Ungaria–Austria (BRUA-Faza III)
Numărul proiectului:	7.3
Titularul proiectului:	SNTGN Transgaz SA 
Tipul proiectului:	Creșterea capacității de transport
Termen estimat de finalizare	2028 - 2029
Obiectivul Proiectului:	Creșterea etapizată a capacității de transport pentru asigurarea nivelurilor de capacitate propuse în cadrul procesului de capacitate incrementală, respectiv 4,38 mld mc/an și 5,32 mld mc/an, pentru transportul gazelor de pe Coridorul Vertical.

Descrierea proiectului:

Dezvoltarea acestui culoar de transport gaze naturale presupune următoarele:

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



<ul style="list-style-type: none"> creșterea capacități de transport gaze naturale spre Ungaria. 																									
Justificarea proiectului:	Creșterea etapizată a capacității de transport pentru asigurarea nivelurilor de capacitate propuse în cadrul procesului de capacitate incrementală, respectiv 4,38 mld mc/an și 5,32 mld mc/an, pentru transportul gazelor de pe Coridorul Vertical.																								
Conectarea cu alte proiecte:	BRUA – Faza I BRUA – Faza II Coridorul de transport gaze naturale Marea Neagră - Podișor																								
Date economice:	Valoarea estimată a proiectului este de 855 milioane Euro																								
Impactul asupra capacității transfrontaliere:	Creștere capacitate spre Ungaria pentru asigurarea nivelurilor de capacitate propuse în cadrul procesului de capacitate incrementală, respectiv 4,38 mld mc/an și 5,32 mld mc/an, pentru transportul gazelor de pe Coridorul Vertical.																								
Faza proiectului:	Studiul de fezabilitate actualizat.																								
TYNDP: TRA-N-959	PCI status: NU																								
Modificările proiectului:																									
	<table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>PDSNT 2014</th> <th>PDSNT 2017</th> <th>PDSNT 2018</th> <th>PDSNT 2019</th> <th>PDSNT 2020</th> <th>PDSNT 2022</th> <th>PDSNT 2024</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Termenul estimat de finalizare</td> <td>-</td> <td>2023</td> <td>2023</td> <td>2025</td> <td>2025</td> <td>2027</td> <td>2028-2029</td> </tr> <tr> <td>Valoarea totală estimată a proiectului (mil. Euro)</td> <td>-</td> <td>530</td> <td>530</td> <td>530</td> <td>530</td> <td>530</td> <td>855</td> </tr> </tbody> </table>		PDSNT 2014	PDSNT 2017	PDSNT 2018	PDSNT 2019	PDSNT 2020	PDSNT 2022	PDSNT 2024	Termenul estimat de finalizare	-	2023	2023	2025	2025	2027	2028-2029	Valoarea totală estimată a proiectului (mil. Euro)	-	530	530	530	530	530	855
	PDSNT 2014	PDSNT 2017	PDSNT 2018	PDSNT 2019	PDSNT 2020	PDSNT 2022	PDSNT 2024																		
Termenul estimat de finalizare	-	2023	2023	2025	2025	2027	2028-2029																		
Valoarea totală estimată a proiectului (mil. Euro)	-	530	530	530	530	530	855																		

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

Numele proiectului:	<i>Interconectarea România–Serbia – interconectarea Sistemului Național de Transport gaze naturale cu sistemul similar de transport gaze naturale din Serbia</i>
Numărul proiectului:	7.4
Titularul proiectului:	SNTGN Transgaz SA 
Tipul proiectului:	Creșterea securității aprovizionării cu gaze, integrarea pieței de gaze
Termen estimat de finalizare	2028
Obiectivul Proiectului:	Creșterea gradului de interconectivitate între sistemele de transport gaze naturale din statele membre UE și al creșterii securității energetice în regiune
Descrierea proiectului:	Proiectul va consta în:

- 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, PN 63 bar;
 - capacitate transport: max. 1,2 mld Smc/an (137.000 Smc/h), atât pe direcția România-Serbia cât și pe direcția Serbia-România.
- construirea unei stații de măsurare gaze naturale (amplasată pe teritoriul României).



Justificarea proiectului:	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.
Conectarea cu alte proiecte:	BRUA
Date economice:	Valoarea estimată a proiectului este de 86,8 milioane Euro
Impactul asupra capacității transfrontaliere:	Capacitate transport: max. 1,2 mld Smc/an (137.000 Smc/h), atât pe direcția România-Serbia cât și pe direcția Serbia-România.
Faza proiectului:	Proiect tehnic - finalizat
TYNDP: TRA-A-1268	PCI status: NU

Modificările proiectului:							
	PDSNT 2014	PDSNT 2017	PDSNT 2018	PDSNT 2019	PDSNT 2020	PDSNT 2022	PDSNT 2024
Termenul estimat de finalizare	-	2026	2020	2021	2021	2028	2028
Valoarea totală estimată a proiectului (mil. Euro)	-	43	42,4	53,76	56,21	56,21	86,8

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

Numele proiectului:	Dezvoltarea/Modernizarea Infrastructurii de transport gaze naturale în zona de Nord-Vest a României
Numărul proiectului:	7.5

Titularul proiectului:	SNTGN Transgaz SA
Tipul proiectului:	Creșterea capacității de transport gaze naturale Asigurarea securității alimentării cu gaze în regiune
Termen estimat de finalizare	2026 pentru Etapa 1 2027 pentru Etapa 2 2028 pentru Etapa 3
Obiectivul Proiectului:	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.

Descrierea proiectului:

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 Medieșu 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–Medieșu Aurit;
- construirea conductei de transport gaze naturale și a instalațiilor aferente, pe direcția Sărmășel–Medieșu Aurit.



Justificarea proiectului:

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.

Conectarea cu alte proiecte:

-

Date economice:

Valoarea estimată a proiectului este de **405 milioane Euro**

Impactul asupra capacității transfrontaliere:

-

Faza proiectului:

Studiul de Prefezabilitate este finalizat.



TYNDP: TRA-N-598

PCI status: -

Modificările proiectului:

	PDSNT 2014	PDSNT 2017	PDSNT 2018	PDSNT 2019	PDSNT 2020	PDSNT 2022	PDSNT 2024
Termenul estimat de finalizare	-	-	-	2026	2026	2026	2028
Valoarea totală estimată a proiectului (mil. Euro)	-	-	-	405	405	405	405

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

Numele proiectului:	Creșterea capacității de transport gaze naturale a interconectării România-Bulgaria pe direcția Giurgiu-Ruse
Numărul proiectului:	7.6
Titularul proiectului:	SNTGN Transgaz SA 
Tipul proiectului:	Asigurarea securității energetice Diversificarea surselor și rutelor de transport gaze naturale
Termen estimat de finalizare	2027
Obiectivul Proiectului:	În conformitate cu prevederile Memorandumului 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.
Descrierea proiectului:	<p>În funcție de capacitate, proiectul constă în:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ construirea unei conducte noi de transport gaze naturale și a instalațiilor aferente; ▪ construirea unei noi subtraversări la Dunăre; ▪ amplificare SMG Giurgiu. <p>În cadrul Studiului de Prefezabilitate s-au considerat mai multe variante de dezvoltare pentru o creștere a capacității de la 1,5 mld mc/an la 5 mld mc/an.</p> 
Justificarea proiectului:	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 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.

Conectarea cu alte proiecte:	BRUA						
Date economice:	Valoarea estimată a proiectului este de 51,8 milioane Euro						
Impactul asupra capacității transfrontaliere:	Creștere capacitate spre Bulgaria de la 1,5 mld mc/an la 5 mld mc/an.						
Faza proiectului:	Studiul de Prefezabilitate - finalizat.						
TYNDP:	PCI status:-						
Modificările proiectului:							
	PDSNT 2014	PDSNT 2017	PDSNT 2018	PDSNT 2019	PDSNT 2020	PDSNT 2022	PDSNT 2024
Termenul estimat de finalizare	-	-	-	2027	2027	2027	2027
Valoarea totală estimată a proiectului (mil. Euro)	-	-	-	51,8	51,8	51,8	51,8

7.7 Eastring-România

Numele proiectului:	Eastring-România
Numărul proiectului:	7.7
Titularul proiectului:	SNTGN Transgaz SA 
Tipul proiectului:	Creșterea capacității de transport și asigurarea siguranței în aprovizionarea cu gaze naturale în întreaga regiune
Termen estimat de finalizare	2028 pentru Faza 1 2033 pentru Faza 2
Obiectivul Proiectului:	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.

Descrierea proiectului:

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.

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.




Justificarea proiectului:

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.																								
Conectarea cu alte proiecte:	Conectează Slovacia cu granița externă a UE prin Bulgaria, Ungaria și România.																								
Date tehnice:	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.																								
Date economice:	Valoarea estimată a investiției <ul style="list-style-type: none"> Faza 1 - 1.297 mil. Euro pentru România (2.600 mil. Euro-total); Faza 2 - 357 mil. Euro pentru România (739 mil. Euro-total). 																								
Impactul asupra capacității transfrontaliere:	<ul style="list-style-type: none"> Faza 1 – Capacitate maximă de 20 mld. mc/an; Faza 2 – Capacitate maximă de 40 mld. mc/an. 																								
Faza proiectului:	Studiul de fezabilitate - finalizat																								
TYNDP: TRA-A-655	PCI status: DA – lista V																								
Modificările proiectului:																									
	<table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>PDSNT 2014</th> <th>PDSNT 2017</th> <th>PDSNT 2018</th> <th>PDSNT 2019</th> <th>PDSNT 2020</th> <th>PDSNT 2022</th> <th>PDSNT 2024</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Termenul estimat de finalizare</td> <td>-</td> <td>-</td> <td>-</td> <td>2028</td> <td>2029</td> <td>2030</td> <td>2033</td> </tr> <tr> <td>Valoarea totală estimată a proiectului (mil. Euro)</td> <td>-</td> <td>-</td> <td>-</td> <td>1.654</td> <td>1.654</td> <td>1.654</td> <td>1.654</td> </tr> </tbody> </table>		PDSNT 2014	PDSNT 2017	PDSNT 2018	PDSNT 2019	PDSNT 2020	PDSNT 2022	PDSNT 2024	Termenul estimat de finalizare	-	-	-	2028	2029	2030	2033	Valoarea totală estimată a proiectului (mil. Euro)	-	-	-	1.654	1.654	1.654	1.654
	PDSNT 2014	PDSNT 2017	PDSNT 2018	PDSNT 2019	PDSNT 2020	PDSNT 2022	PDSNT 2024																		
Termenul estimat de finalizare	-	-	-	2028	2029	2030	2033																		
Valoarea totală estimată a proiectului (mil. Euro)	-	-	-	1.654	1.654	1.654	1.654																		


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

Numele proiectului:	Sistem de monitorizare, control și achiziție de date pentru stațiile de protecție catodică aferente Sistemului Național de Transport Gaze Naturale
Numărul proiectului:	7.8
Titularul proiectului:	SNTGN Transgaz SA 
Tipul proiectului:	Implementare rețea inteligentă pentru monitorizare și control de la distanță.
Termen estimat de finalizare	2027

<p>Obiectivul Proiectului:</p>	<p>Reducerea coroziunii conductelor, menținerea acestora în funcțiune pe o durată cât mai lungă de timp și reducerea costurilor cu mentenanța fiind un obiectiv de interes major.</p> <p>Implementarea sistemului de achiziție, comandă și monitorizare pentru sistemul de protecție catodică va asigura durabilitate și siguranță sporită în exploatarea conductelor de transport. Prin datele achiziționate se va asigura simplitate în operare pentru un sistem complex de protecție al conductelor cu cheltuieli de mentenanță scăzute.</p>
<p>Descrierea proiectului:</p> <p>Sistemul centralizat de protecție catodică va oferi posibilitatea setării, monitorizării și operării clare și precise de la distanță a 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.</p> <p>Arhitectura distribuită va oferi riscuri minime de indisponibilitate și va oferi fiabilitate maximă sistemului de protecție catodică.</p> <p>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.</p> <p>Implementarea unui astfel de sistem va reduce costurile cu personalul și va specializa personalul de operare și mentenanță.</p> <p>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.</p>	
<p>Justificarea proiectului:</p>	<p>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.</p> <p>Concomitent sistemul va oferi informații legate de electrosecuritatea conductei, cât și pentru protecția catodică intrinsecă (fără sursă exterioară de curent catodic), oferind informații în unele puncte sau tronsoane pentru redresare limitativă a curenților de dispersie în curent alternativ induși în conductă.</p>
<p>Date economice:</p>	<p>Valoarea estimată a investiției 17,7 mil euro</p>
<p>Faza proiectului:</p>	<p>Studiul de fezabilitate - finalizat</p>
<p>TYNDP: -</p>	<p>PCI status:-</p>
<p>Modificările proiectului:</p>	

	PDSNT 2014	PDSNT 2017	PDSNT 2018	PDSNT 2019	PDSNT 2020	PDSNT 2022	PDSNT 2024
Termenul estimat de finalizare	-	-	-	2023	2023	2027	2027
Valoarea totală estimată a proiectului (mil. Euro)	-	-	-	8	8	17,7	17,7

7.9 Dezvoltarea sistemului SCADA pentru Sistemul Național de Transport gaze naturale

Numele proiectului:	Dezvoltarea sistemului SCADA pentru Sistemul Național de Transport gaze naturale
Numărul proiectului:	7.9
Titularul proiectului:	SNTGN Transgaz SA 
Tipul proiectului:	Implementare rețea inteligentă pentru monitorizare și control de la distanță.
Termen estimat de finalizare	2026
Obiectivul Proiectului:	Modernizarea infrastructurii de transport gaze naturale trebuie să 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:	<p>Proiectul privind "Dezvoltarea Sistemului SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) pentru Sistemul Național de Transport Gaze Naturale" va consta în:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ analiza posibilităților de optimizare a arhitecturii sistemului SCADA; ▪ înlocuirea/upgradarea, la nivelul dispeceratelor SCADA naționale/teritoriale a echipamentelor hardware uzate din punct de vedere moral și fizic în scopul asigurării, prin variantele noi de firmware/sisteme de operare/aplicații software utilizate, a creșterii volumului și puterii de procesare a datelor precum și a gradului de securitate informatică; ▪ asigurarea unei rezerve de capacitate hardware/software la nivelul dispeceratelor SCADA naționale și teritoriale necesară integrării viitoare în sistemul SCADA a obiectivelor SNT care urmează a fi puse în funcțiune în perioada 2022-2027; ▪ integrarea suplimentară a circa 170 SRM (Stații de Reglare Măsurare) funcționale la nivelul Sistemului Național de Transport Gaze Naturale (SNT); ▪ asigurarea continuității transmiției, monitorizării în timp real la dispeceratele SCADA naționale și teritoriale, a parametrilor tehnologici relevanți și necesari din cadrul obiectivelor SNT, în concordanță cu nivelul și ritmul de dezvoltare a instalațiilor tehnologice pe termen scurt și mediu, în scopul monitorizării și operării SNT în condiții de siguranță, eficiență și protecție a mediului înconjurător; integrarea automatizărilor locale noi care vor fi puse în funcțiune până în anul 2022 rezultate prin re tehnologizarea/dezvoltarea stațiilor de comprimare gaze naturale, a nodurilor tehnologice, a robinetelor de secționare amplasate pe conductele magistrale, etc;

- instalarea de sisteme tip SCADA Intrusion Detection System LAN SCADA;
- instalarea de sisteme tip IP&DS dedicate cu supraveghere la nivel de protocoale industriale pentru aplicațiile sensibile-stațiile comandate de la distanță prin sistemul SCADA: noduri tehnologice; stații de interconectare; stații de comprimare; viitoare Sisteme de automatizare conducte.
- instalarea unui sistem de simulare și PMS (Pipeline Monitoring Software) sau NSM (Managementul Programului de Rețea);
- identificarea și asigurarea de soluții tehnice privind securizarea rețelei de date industriale în care sunt instalate sistemele de achiziție date și control (SCADA);
- analizarea oportunităților tehnice privind proiectarea și realizarea unui dispecherat de urgență, în cazul în care studiul referitor la oportunitatea și necesitatea existenței unui dispecherat de urgență reclamă acest lucru, instruirea personalului operator/tehnici/de mentenanță SCADA pentru utilizarea noilor tehnici și politici de securitate implementate.

Pentru implementarea proiectului "Dezvoltarea Sistemului SCADA TRANSGAZ pentru Sistemul Național de Transport", luând în considerare concluziile studiului de fezabilitate s-a propus dezvoltarea proiectului pe etape:


Etapa 1 - Modernizare infrastructurii centrale hardware și software - servere și stații operator SCADA.

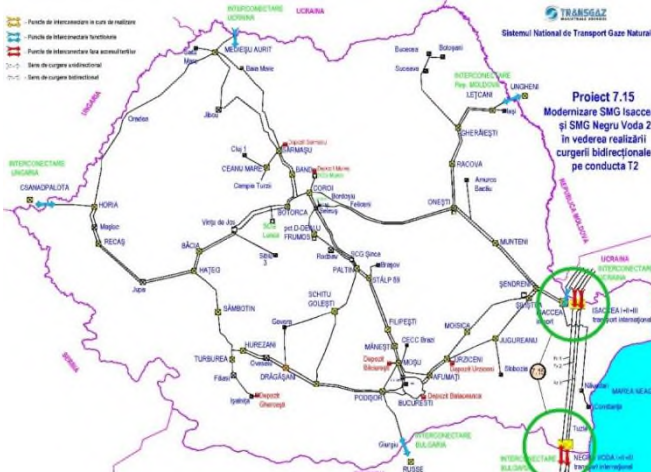
Etapa 2 - Echiparea SRM-urilor noi pentru monitorizare prin SCADA.

Etapa 3 - Execuția unor proiecte de interconectare, control și monitorizare cu alte sisteme SCADA TRANSGAZ.

Justificarea proiectului:	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.						
Date economice:	Valoarea estimată a investiției 5,5 milioane euro						
Faza proiectului:	Studiul de fezabilitate – finalizat. Etapa 1- în achiziție						
TYNDP:	PCI status: -						
Modificările proiectului:							
	PDSNT 2014	PDSNT 2017	PDSNT 2018	PDSNT 2019	PDSNT 2020	PDSNT 2022	PDSNT 2024
Termenul estimat de finalizare	-	-	-	2023	2023	2025	2026
Valoarea totală estimată a proiectului (mil. Euro)	-	-	-	5,5	5,5	5,5	5,5

7.10 Modernizare SMG Isaccea 2 și SMG Negru Voda 2 în vederea realizării curgerii bidirecționale pe conducta T2

Numele proiectului:	Modernizare SMG Isaccea 2 și SMG Negru Voda 2 în vederea realizării curgerii bidirecționale pe conducta T2
Numărul proiectului:	7.10
Titularul proiectului:	SNTGN Transgaz SA 
Tipul proiectului:	Asigurarea aprovizionării, Securitate energetică

Termen estimat de finalizare	2028 <i>Proiectul va fi dezvoltat în funcție de rezultatele evaluării cererii de piață pentru capacitate incrementală pentru punctele de interconectare situate pe conductele T2 și T3 pe direcția de transport Bulgaria – România – Ucraina (culoarul transbalcanic).</i>
Obiectivul Proiectului:	Asigurarea curgerii bidirecționale la granița cu Ucraina și Bulgaria pe conducta de tranzit T2 este necesară modernizarea stațiilor de măsurare gaze naturale SMG Isaccea 2 și SMG Negru Vodă 2.
<p>Descrierea proiectului:</p> <p>Stația de Măsurare Isaccea 2 modernizată va fi dotată cu instalație de separare/filtrare și instalație de măsurare:</p> <ul style="list-style-type: none"> 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. <p>Stația de Măsurare Negru Vodă 2 modernizată va fi dotată cu instalație de separare/filtrare și instalație de măsurare:</p> <ul style="list-style-type: none"> 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. <p>Etapa 1: Crearea posibilitatii de curgere bidirecțională a gazelor naturale pe T2 la SMG Isaccea 2 respectiv crearea posibilității de curgere bidirecțională a gazelor naturale pe T2 la SMG Negru Vodă 2 – finalizată.</p> <p>Etapa 2: Urmează înlocuirea/modernizarea sistemelor de măsură la SMG Isaccea 2 respectiv SMG Negru Vodă 2. Proiectul se află într-o fază incipientă, urmând a fi dezvoltat în funcție de rezultatele evaluării cererii de piață pentru capacitate incrementală pentru punctele de interconectare situate pe conducta T2.</p> 	
Justificarea proiectului:	Asigurarea curgerii bidirecționale la granița cu Ucraina și Bulgaria pe conducta de tranzit T2
Date economice:	Valoarea estimată a investiției 26,65 milioane euro
Impactul asupra capacității transfrontaliere:	Nu se dezvoltă capacitate suplimentară.
Faza proiectului:	Etapa 1 – finalizată Etapa 2 – cercetare de piață
TYNDP: TRA-N-602.	PCI status: -
Modificările proiectului:	

	PDSNT 2014	PDSNT 2017	PDSNT 2018	PDSNT 2019	PDSNT 2020	PDSNT 2022	PDSNT 2024
Termenul estimat de finalizare	-	-	-	-	2024	2024	2028
Valoarea totală estimată a proiectului (mil. Euro)	-	-	-	-	26,65	26,65	26,65

7.11 Modernizare SMG Isaccea 3 și SMG Negru Voda 3 în vederea realizării curgerii bidirecționale pe conducta T3

Numele proiectului:	Modernizare SMG Isaccea 3 și SMG Negru Voda 3 în vederea realizării curgerii bidirecționale pe conducta T3
Numărul proiectului:	7.11
Titularul proiectului:	SNTGN Transgaz SA
Tipul proiectului:	Asigurarea aprovizionării, Securitate energetică
Termen estimat de finalizare	2028 <i>Proiectul va fi dezvoltat în funcție de rezultatele evaluării cererii de piață pentru capacitate incrementală pentru punctele de interconectare situate pe conductele T2 și T3 pe direcția de transport Bulgaria – România – Ucraina (culoarul transbalcanic).</i>
Obiectivul Proiectului:	Crearea posibilității curgerii bidirecționale pe conducta T3, parte din coridorul Transbalcanic

Descrierea proiectului:

Stația de Măsurare Isaccea 3 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.



Stația de Măsurare Negru Vodă 3 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.

Etapa 1: Crearea posibilitatii de curgere bidirecțională a gazelor naturale pe T3 la SMG Isaccea 3 respectiv crearea posibilității de curgere bidirecțională a gazelor naturale pe T3 la SMG Negru Vodă 3 – finalizată.

Etapa 2: Urmează înlocuirea/modernizarea sistemelor de măsură la SMG Isaccea 3 respectiv SMG Negru Vodă 3. Proiectul se află într-o fază incipientă, urmând a fi dezvoltat în funcție de rezultatele evaluării cererii de piață pentru capacitate incrementală pentru punctele de interconectare situate pe conducta T3.

Justificarea proiectului:	Asigurarea curgerii bidirecționale la granița cu Ucraina și Bulgaria pe conducta de tranzit T3, parte din coridorul Transbalcanic
Date economice:	Valoarea estimată a investiției 26,65 milioane euro
Impactul asupra capacității transfrontaliere:	Nu se dezvoltă capacitate suplimentară.
Faza proiectului:	Etapa 1 – finalizată Etapa 2 – cercetare de piață
TYNDP: -	PCI status: -

Modificările proiectului:

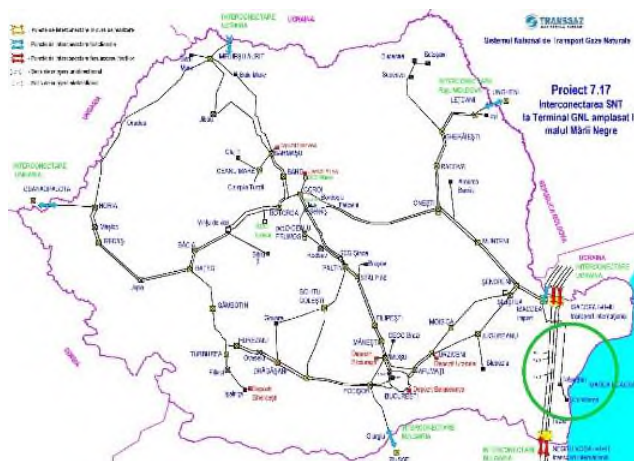
	PDSNT 2014	PDSNT 2017	PDSNT 2018	PDSNT 2019	PDSNT 2020	PDSNT 2022	PDSNT 2024
Termenul estimat de finalizare	-	-	-	-	2028	2028	2028
Valoarea totală estimată a proiectului (mil. Euro)	-	-	-	-	26,65	26,65	26,65

7.12 Interconectarea SNT la Terminal GNL amplasat la malul Mării Negre

Numele proiectului:	Interconectarea SNT la Terminal GNL amplasat la malul Mării Negre
Numărul proiectului:	7.12
Titularul proiectului:	SNTGN Transgaz SA 
Tipul proiectului:	Securitatea alimentării cu gaze naturale
Termen estimat de finalizare	2028
Obiectivul Proiectului:	Crearea capacității de transport pentru preluarea gazelor naturale provenite de la terminalul GNL amplasat la țărmul Mării Negre

Descrierea proiectului:

Preluarea gazelor naturale de la țărmul Mării Negre printr-un terminal GNL presupune realizarea interconectării Sistemului Național de Transport gaze naturale la terminalul GNL prin construirea unei conducte de transport gaze naturale, în lungime de cca 25 Km, de la țărmul Mării Negre până la conductele T1 și T2. Capacitatea și presiunea de proiectare pentru această conductă se vor stabili în funcție de cantitățile de gaze naturale disponibile la țărmul Mării Negre.



Justificarea proiectului:

Asigurarea securității alimentării cu gaze naturale dintr-o sursă alternativă

Conectarea cu alte proiecte:

Terminal GNL amplasat la malul Mării Negre.

Date economice:

Valoarea estimată a investiției **19,6 milioane euro**

Impactul asupra capacității transfrontaliere:

Proiectul nu are impact asupra capacităților transfrontaliere, însă contribuie la diversificarea surselor și creșterea siguranței în alimentarea cu gaze naturale.

Faza proiectului:

Proiectul se află într-o fază incipientă.

TYNDP: -

PCI status: -

Modificările proiectului:

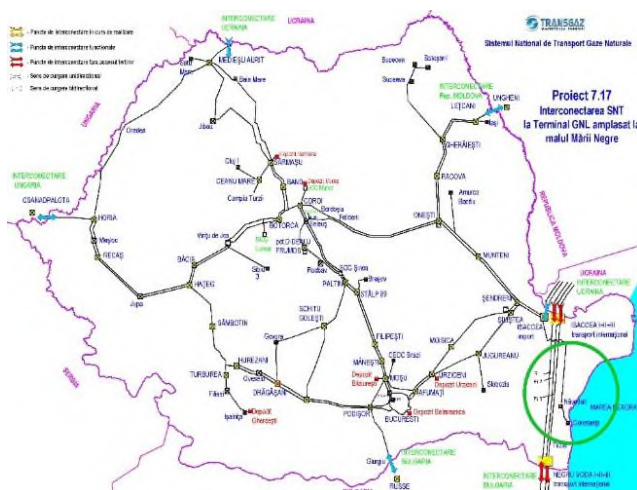
	PDSNT 2014	PDSNT 2017	PDSNT 2018	PDSNT 2019	PDSNT 2020	PDSNT 2022	PDSNT 2024
Termenul estimat de finalizare	-	-	-	-	2028	2028	2028
Valoarea totală estimată a proiectului (mil. Euro)	-	-	-	-	19,6	19,6	19,6

7.13 Terminal GNL amplasat la malul Mării Negre

Numele proiectului:	Terminal GNL amplasat la malul Mării Negre
Numărul proiectului:	7.13
Titularul proiectului:	SNTGN Transgaz SA
Tipul proiectului:	Securitatea alimentării cu gaze naturale
Termen estimat de finalizare	2028
Obiectivul Proiectului:	Realizarea unui terminal GNL amplasat la țărmul Mării Negre

Descrierea proiectului:

Pentru diversificarea surselor de aprovizionare cu gaze naturale s-a identificat oportunitatea realizării unui terminal LNG la țărmul Mării Negre cu toate facilitățile aferente pentru a putea prelua cantitățile de LNG din zona Mării Caspice și din Orientul Mijlociu. Tipul terminalului și facilitățile aferente acestuia, împreună cu capacitatea acestuia se vor stabili în etapele de proiectare în funcție de nivelul cererii de gaze naturale rezultat în urma parcurgerii procedurilor de rezervare de capacitate.



Justificarea proiectului:	Implementarea Proiectului are drept rezultat diversificarea resurselor de aprovizionare cu gaze naturale
Conectarea cu alte proiecte:	Interconectarea SNT la Terminal GNL amplasat la malul Mării Negre.
Date economice:	360 milioane euro
Impactul asupra capacității transfrontaliere:	Proiectul nu are impact asupra capacităților transfrontaliere, însă contribuie la diversificarea surselor și creșterea siguranței în alimentarea cu gaze naturale.
Faza proiectului:	Proiectul se află într-o fază incipientă
TYNDP:	PCI status:
Modificările proiectului: proiect nou	

8. DIRECȚII DE DEZVOLTARE A SISTEMULUI DE ÎNMAGAZINARE GAZE NATURALE

I. DEPOGAZ PLOIEȘTI-PROIECTE MAJORE DE ÎNMAGAZINARE

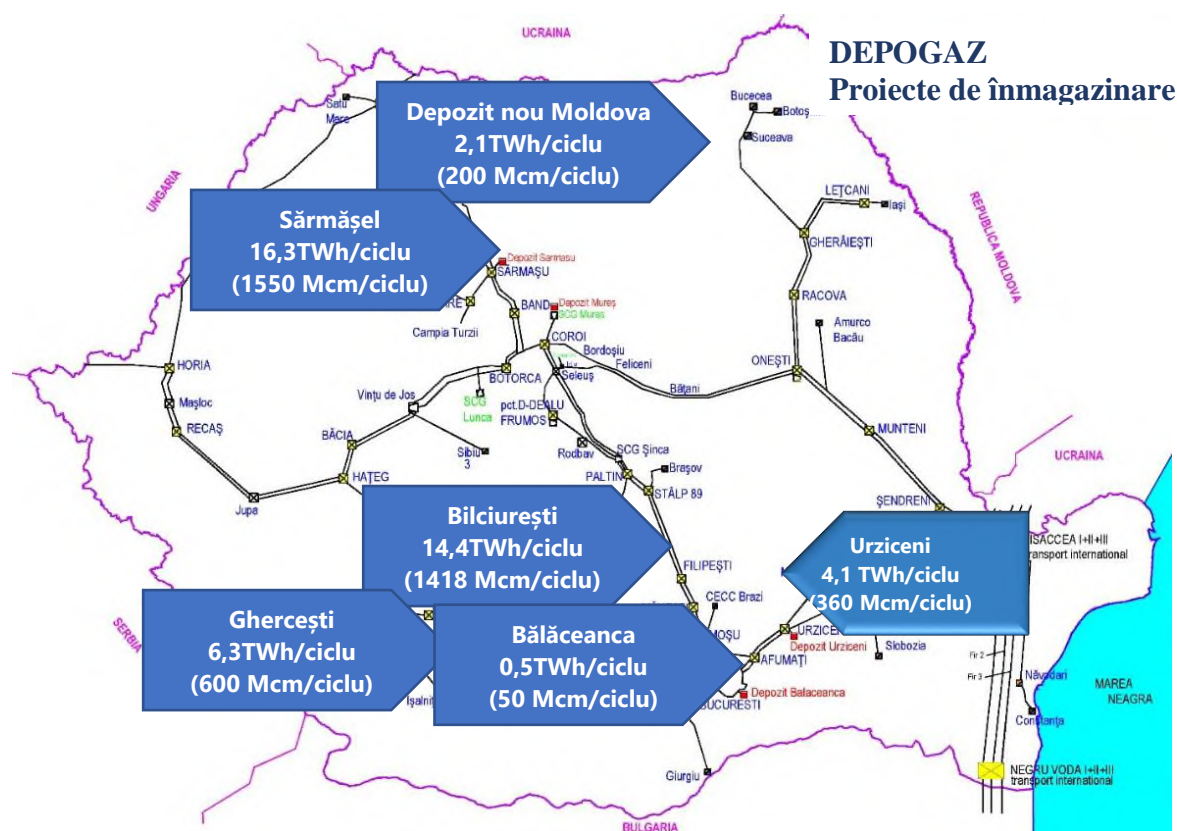


Figura 6 – Proiecte majore de înmagazinare gaze naturale – Depogaz

8.1 Creșterea capacității de extracție zilnică în cadrul Depozitului Bilciurești - Modernizarea infrastructurii sistemului de înmagazinare gaze naturale-Bilciurești

Numele proiectului:	Creșterea capacității de extracție zilnică în cadrul Depozitului Bilciurești - Modernizarea infrastructurii sistemului de înmagazinare gaze naturale-Bilciurești
Numărul proiectului:	8.1
Titularul proiectului:	Depogaz Ploiești
Tipul proiectului:	Creștere capacitate înmagazinare
Termen estimate de finalizare	2027
Obiectivul Proiectului:	Proiectul are ca scop creșterea capacității actuale de extracție de la 14 milioane mc/zi la circa 20 milioane mc/zi corelată și cu o creștere a capacității de înmagazinare de 108 milioane mc/ciclu.
Descrierea proiectului:	Pentru a nu perturba activitatea de înmagazinare gaze naturale, proiectul se implementează etapizat și constă în următoarele:

Faza I:

- Lucrări de modernizare pentru stația de uscare grup 57 Bilciurești - lucrări finalizate;
- Lucrări de modernizare pentru stația de uscare grup 101 Bilciurești - lucrări finalizate;
- Lucrări de construcție a unei noi stații de uscare la grupul 145 Bilciurești, precum și lucrări de reconfigurare și modernizare a instalațiilor tehnologice din depozit – lucrări finalizate 2021;
- Lucrări de foraj pentru patru sonde și lucrări de execuție a instalațiilor tehnologice de suprafață aferente acestor sonde – lucrări finalizate 2023;
- Lucrări de modernizare a instalațiilor tehnologice din incinta stației de comprimare Butimanu- lucrările se vor finaliza în Sem. I al anului 2024.

Faza II:

- Colector Butimanu - Bilciurești cu diametrul de 24" (DN 600 PN 150);
- Modernizări instalații în cadrul grupurilor de înmagazinare gaze naturale Bilciurești;
- Modernizări 39 sonde de injecție/extracție;
- Modernizare sistem răcire modul comprimare M3 Butimanu;
- Conducta nouă (11 Km) transport gaze între depozit Bilciurești și stația de comprimare de la Butimanu
- Digitalizarea procesului de înmagazinare gaze naturale.



Justificarea proiectului:	Asigurarea siguranței în alimentarea cu gaze naturale.						
Date tehnice:	<ul style="list-style-type: none"> ○ Creșterea capacității de livrare zilnică a gazelor din depozitul Bilciurești cu 6 milioane mc/zi obținând o capacitate de extracție zilnică totală de 20 milioane mc/zi; ○ Pe ansamblul depozitelor operate de către Depogaz finalizarea proiectului va contribui la creșterea capacității zilnice de extracție din depozite la nivel național cu circa 20%; ○ Creșterea capacității de înmagazinare cu 108 milioane mc/ciclu obținând o capacitate de înmagazinare totală de 1 418 milioane mc/ciclu. 						
Date economice:	156 milioane EURO din care : Faza I aproximativ 32,5 milioane Euro; Faza II aproximativ 123,5 milioane Euro.						
Faza proiectului:	Construcție faza 1, Proiect tehnic finalizat pentru faza 2						
TYNDP: TYNDP 2022: UGS-F-311	PCI status: 6.20.7						
Modificările proiectului:							
	PDSNT 2014	PDSNT 2017	PDSNT 2018	PDSNT 2019	PDSNT 2020	PDSNT 2022	PDSNT 2024
Termenul estimat de finalizare						2026	2027
Valoarea totală estimată a proiectului (mil. Euro)						123	156

8.2 Creșterea capacității de stocare subterană gaze naturale a depozitului Ghercești

Numele proiectului:	Creșterea capacității de stocare subterană gaze naturale a depozitului Ghercești
Numărul proiectului:	8.2
Titularul proiectului:	Depogaz Ploiești
Tipul proiectului:	Creștere capacitate înmagazinare
Termen estimate de finalizare	2028
Obiectivul Proiectului:	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 și măsurare gaze;
- modernizare 20 sonde de injecție/extracție;
- interconectare depozit înmagazinare gaze Ghercești cu SNT;
- instalare panouri fotovoltaice pentru producere energie electrică din surse regenerabile;
- instalare facilități pentru preparare agent termic din surse regenerabile pentru încălzire spații administrative și tehnologice;
- introducerea de motoare „hydrogen ready”, pentru acționarea compresoarelor;
- digitalizarea proceselor de înmagazinare și extracție a gazelor naturale.



Justificarea proiectului:

Asigurarea siguranței în alimentarea cu gaze naturale.

Date tehnice:

- Creșterea capacității de injecție zilnică a gazelor cu 3 milioane mc/zi obținând o capacitate de injecție zilnică totală de 5 milioane mc/zi;
- Creșterea capacității de livrare zilnică a gazelor cu 3 milioane mc/zi obținând o capacitate de extracție zilnică totală de 5 milioane mc/zi;
- Creșterea capacității de înmagazinare cu 450 milioane mc/ciclu obținând o capacitate de înmagazinare totală de 600 milioane mc/ciclu;
- Pe ansamblul depozitelor operate de către Depogaz finalizarea proiectului va contribui la creșterea capacității naționale de înmagazinare cu circa 16% și a capacității zilnice de extracție din depozite la nivel național cu circa 10%;

Date economice:

126 milioane EURO

Faza proiectului:

Proiect tehnic - finalizat

TYNDP: UGS - F - 398

PCI status: -

Modificările proiectului:

	PDSNT 2014	PDSNT 2017	PDSNT 2018	PDSNT 2019	PDSNT 2020	PDSNT 2022	PDSNT 2024
Termenul estimat de finalizare						2026	2028
Valoarea totală estimată a proiectului (mil. Euro)						55	126

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

Numele proiectului:	Depozit nou de stocare subterană a gazelor naturale Fălticeni (Moldova)
Numărul proiectului:	8.3
Titularul proiectului:	Depogaz Ploiești
Tipul proiectului:	Depozit nou de înmagazinare
Termen estimat de finalizare	2032
Obiectivul Proiectului:	<p>Proiectul are drept scop dezvoltarea unui nou depozit de înmagazinare subterană în nord-estul României (regiunea Moldova), prin transformarea în depozit de înmagazinare subterană a unuia din zăcămintele de gaze Pocoleni sau Davideni pentru asigurarea unei capacități de înmagazinare într-o zonă deficitară din punct de vedere al siguranței în aprovizionarea cu gaze;</p> <p>Capacitate nou creată de înmagazinare de 200 milioane mc/ciclu; Pe ansamblul depozitelor operate de către Depogaz finalizarea proiectului va contribui la creșterea capacității naționale de înmagazinare cu circa 7% și a capacității zilnice de extracție din depozite, la nivel național, cu circa 7%.</p>

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 măsură gaze naturale;
- instalații tehnologice sonde injecție/extracție;
- foraj sonde de injecție/extracție;
- interconectare depozit înmagazinare gaze naturale cu SNT;
- stoc inactiv gaze naturale;
- instalare facilitati pentru preparare energie electrica si agent termic din surse regenerabile, pentru necesitati administrative si tehnologice;
- digitalizarea proceselor de înmagazinare si extracție a gazelor naturale.

Justificarea proiectului:	Asigurarea siguranței în alimentarea cu gaze naturale.
Date economice:	120 milioane EURO
Faza proiectului:	Studiul de fezabilitate – în elaborare Proiectul este condiționat de obținerea acordurilor din partea Romgaz si ANRM pentru transformarea unui zăcământ depletat în depozit de înmagazinare.
TYNDP: TYNDP 2022: UGS-N-399	PCI status:

Modificările proiectului:

	PDSNT 2014	PDSNT 2017	PDSNT 2018	PDSNT 2019	PDSNT 2020	PDSNT 2022	PDSNT 2024
Termenul estimat de finalizare						2026	2032
Valoarea totală estimată a proiectului (mil. Euro)						80	120

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

Numele proiectului:	Creșterea capacității de stocare subterană gaze naturale la depozitul Sărmășel (Transilvania)
Numărul proiectului:	8.4
Titularul proiectului:	Depogaz Ploiești
Tipul proiectului:	Creșterea capacității de înmagazinare
Termen estimate de finalizare	2030
Obiectivul Proiectului:	Proiectul are drept scop dezvoltarea depozitului de înmagazinare subterană existent de la Sărmășel de la capacitatea de 900 milioane m ³ /ciclu la 1550 milioane m ³ /ciclu (o creștere cu 650 milioane m ³ /ciclu), creșterea capacității de injecție cu 4 milioane m ³ /zi, la un total de 10 milioane m ³ /zi, creșterea capacității de extracție cu 4 milioane m ³ /zi, la un total de 11,5 milioane m ³ /zi.
Descrierea proiectului:	Din punct de vedere tehnic proiectul consta în forarea unor sonde noi, realizarea unei infrastructuri de suprafață moderne, conforme cu cerințele standardelor europene de siguranță și control, extinderea instalațiilor de comprimare gaze naturale și modernizarea și optimizarea instalațiilor de separare și măsură fiscală existente.

Sistemul de injecție/extracție este conceput încât să asigure vehicularea fluxurilor de gaze naturale pentru injecție/extracție pe conducte colectoare dedicate fiecărui obiectiv.

Proiectul consta din extinderea instalațiilor Depozitului de gaze Sărmășel și se desfășoară etapizat:

Faza I:

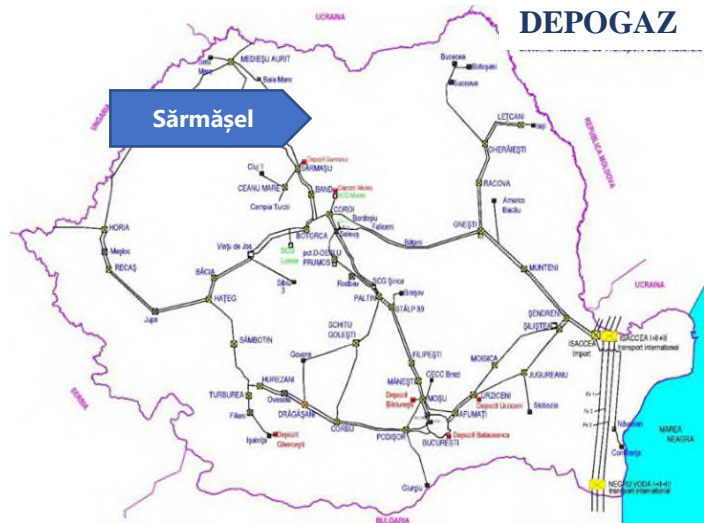
- Modernizare 12 sonde existente;
- Foraj 6 sonde noi;
- Instalații tehnologice de suprafață pentru 6 sonde.

Faza II:

- Modernizare 15 sonde existente;
- Realizare 8 grupuri tehnologice;
- 7.70 Km conducte aducțiune;
- 9.60 Km conducte colectoare;
- Modernizare instalație de separare și măsură (ISM);
- Instalare facilități pentru producere energie electrică și agent termic din surse regenerabile, pentru necesități administrative și tehnologice;
- Digitalizare a procesului de înmagazinare gaze naturale.

Faza III:

- foraj 32 sonde noi;
- 41 Km conducte aducțiune;
- 9,6 Km conducte colectoare;
- 3 unități de comprimare echipate cu gazomotocompressoare acționate cu gaz natural în amestec cu până la 20% hidrogen;
- 2 instalații de uscare gaze cu TEG;
- Extindere instalație de separare și măsura (ISM);
- Racord la Sistemul National de Transport Gaze Naturale (SNT);
- Extindere facilități pentru producere energie electrică și agent termic din surse regenerabile, pentru necesități administrative și tehnologice;
- Extinderea digitalizării procesului de înmagazinare gaze naturale.



Justificarea proiectului:

În urma implementării soluției tehnice rezultată în urma studiului de fezabilitate noua infrastructură proiectată va permite:

- Creșterea capacității de înmagazinare de la capacitatea de 900 milioane mc/ciclu la 1550 milioane mc/ciclu;
- Creșterea capacității de injecție cu 4 milioane mc/zi, la un total de 10,5 milioane mc/zi și creșterea capacității de extracție cu 4 milioane mc/zi, la un total de 11,5 milioane mc/zi;
- Pe ansamblul depozitelor operate de către Depogaz finalizarea proiectului va contribui la creșterea capacității naționale de înmagazinare cu circa 23% și a capacității zilnice de extracție din depozite la nivel național cu circa 14%;energiei din surse regenerabile (panouri fotovoltaice) și utilizarea tehnologiei LED pentru sistemele de iluminare interioare și exterioare;
- Proiectul contribuie la reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră și a emisiilor poluante, în contextul politicilor de decarbonizare, la nivel european și a creșterii prețurilor certificatelor de emisie ETS în contextul politicilor adoptate deja de instituțiile europene. Prin

	<p>implementarea proiectului, rolul gazelor naturale sau a celor provenite din surse regenerabile este așteptat să crească semnificativ;</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Contribuție la îndeplinirea regulii N-1 la nivel regional în conformitate cu Reglementarea EU 1938/2017. Implementarea proiectului asigură o creștere a indicatorului N-1 de la 106,3% până la 111,81%; ▪ Reducerea dependenței de importurile de gaze în timpul anotimpului rece. 																								
Date economice:	185 milioane EURO																								
Faza proiectului:	Studiul de fezabilitate – finalizat Au fost finalizate în cursul anului 2023 lucrările de modernizare a 12 sonde. Proiectului tehnic pentru forajul a 6 sonde noi – finalizat.																								
TYNDP: TYNDP 2022: UGS-N-371	PCI status:																								
Modificările proiectului:																									
	<table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>PDSNT 2014</th> <th>PDSNT 2017</th> <th>PDSNT 2018</th> <th>PDSNT 2019</th> <th>PDSNT 2020</th> <th>PDSNT 2022</th> <th>PDSNT 2024</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Termenul estimat de finalizare</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>2026</td> <td>2030</td> </tr> <tr> <td>Valoarea totală estimată a proiectului (mil. Euro)</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>163,1</td> <td>185</td> </tr> </tbody> </table>		PDSNT 2014	PDSNT 2017	PDSNT 2018	PDSNT 2019	PDSNT 2020	PDSNT 2022	PDSNT 2024	Termenul estimat de finalizare						2026	2030	Valoarea totală estimată a proiectului (mil. Euro)						163,1	185
	PDSNT 2014	PDSNT 2017	PDSNT 2018	PDSNT 2019	PDSNT 2020	PDSNT 2022	PDSNT 2024																		
Termenul estimat de finalizare						2026	2030																		
Valoarea totală estimată a proiectului (mil. Euro)						163,1	185																		

8.5 Modernizarea infrastructurii de înmagazinare gaze naturale – Bălăceanca

Numele proiectului:	Modernizarea infrastructurii de înmagazinare gaze naturale – Bălăceanca
Numărul proiectului:	8.5
Titularul proiectului:	Depogaz Ploiești
Tipul proiectului:	Creșterea capacității de înmagazinare
Termen estimate de finalizare	2032
Obiectivul Proiectului:	Proiectul are ca scop utilizarea depozitului în regim multiciclu și creșterea capacității de livrare zilnică a gazelor din depozitul Bălăceanca până la 1,6 milioane m ³ /zi. Pentru asigurarea unui grad sporit de siguranță în exploatare și completarea capacității infrastructurii de gaze naturale existentă este necesară modernizarea facilităților existente și execuția unor noi facilități de suprafață care vor prelua debitul suplimentar și vor asigura flexibilitatea necesară utilizării depozitului în regim multiciclu.
Descrierea proiectului:	<p>Din punct de vedere tehnic proiectul constă în forarea unor sonde noi, modernizarea sondelor existente și a infrastructurii de suprafață în conformitate cu cerințele standardelor europene de siguranță și control, extinderea, modernizarea și optimizarea instalațiilor de comprimare, separare și măsură fiscală existente.</p> <p>Proiectul va consta din următoarele:</p> <ul style="list-style-type: none"> • sistematizare colectoare aspirație/refulare, injecție/extracție gaze naturale; • extindere și modernizare Stație comprimare Bălăceanca;

- extindere și modernizare Stație uscare cu TEG;
- modernizare Panou măsură Bălăceanca;
- modernizări în cadrul grupurilor de înmagazinare;
- forajul și echiparea a 3 sonde noi;
- modernizarea sondelor vechi;
- digitalizarea procesului de înmagazinare gaze naturale.



Justificarea proiectului:

Finalizarea proiectului va contribui la flexibilizarea sistemului național de înmagazinare prin utilizarea depozitului în regim multiciclu crescând totodată și gradul de utilizare a depozitului cu 200%.

Date economice:

50 milioane EURO

Faza proiectului:

Studiul de fezabilitate finalizat.

TYNDP: UGS-N-606

PCI status:

Modificările proiectului: - proiect nou

II. DEPOMUREȘ TÂRGU-MUREȘ-PROIECT MAJOR DE ÎNMAGAZINARE

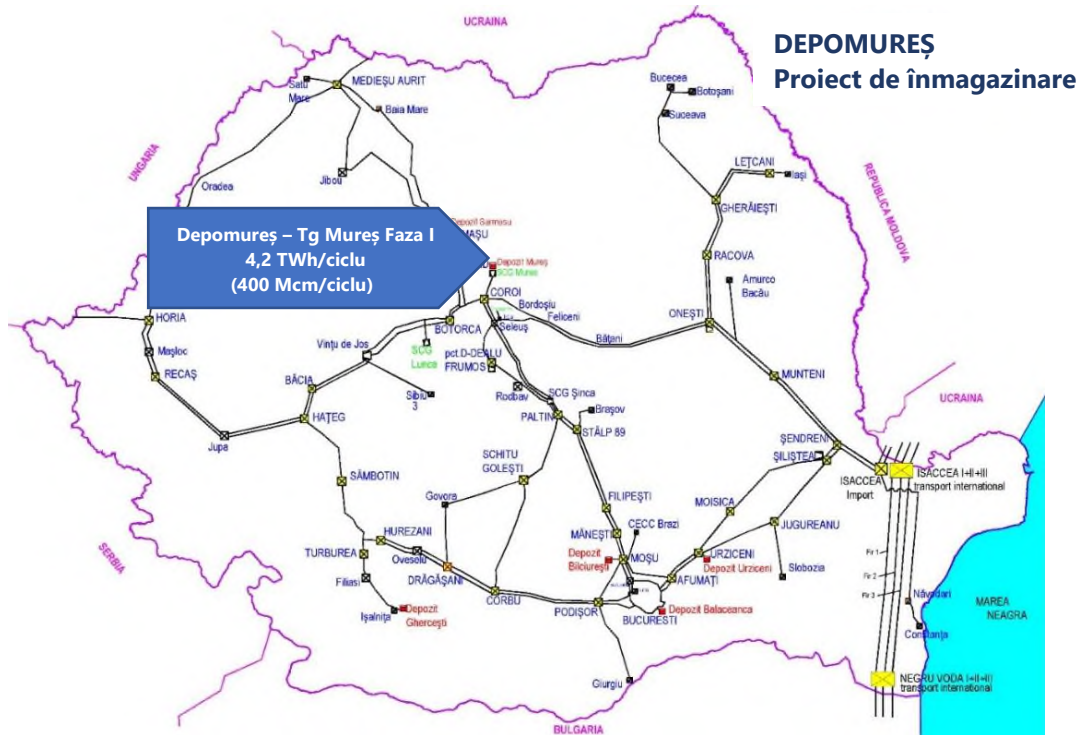
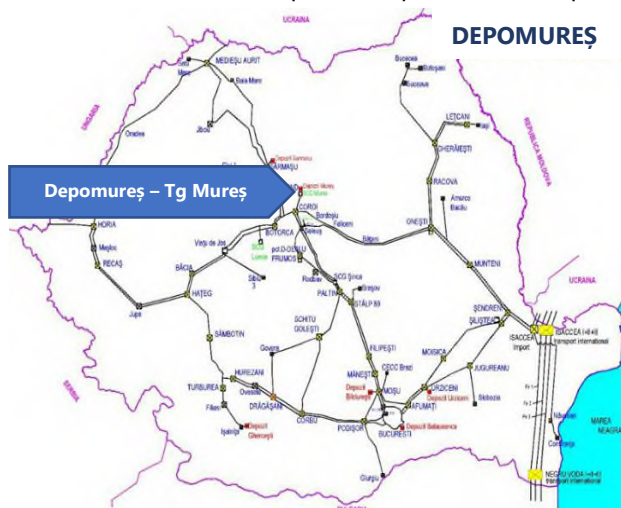


Figura 7 – Proiecte majore de înmagazinare gaze naturale – Depomureș

8.6. Unitate de stocare–Depomureş

Numele proiectului:	Unitate de stocare–Depomureş
Numărul proiectului:	8.6
Titularul proiectului:	Depomureş Târgu Mureş
Tipul proiectului:	Modernizare
Termen estimate de finalizare	2026 (Faza 1)
Obiectivul Proiectului:	Proiectul are ca scop retehnologizarea și dezvoltarea depozitului de înmagazinare subterană gaze naturale Târgu-Mureş pentru îmbunătățirea condițiilor tehnice de predare – primire a gazelor la interfața depozit Târgu-Mureş – SNT, implicit creșterea gradului de flexibilitate a serviciilor prestate, în special în contextul dinamicii actuale a pieței gaziere.
Descrierea proiectului:	<p>Proiectul inițiat de Depomureş constă în retehnologizarea și dezvoltarea depozitului de înmagazinare subterană gaze naturale Târgu-Mureş, cu o capacitate actuală de 300 mil. mc.</p> <p>Proiectul de dezvoltare al operatorului de înmagazinare gaze naturale Depomureş SA este un proiect ce se desfășoară etapizat (2 faze).</p> <p>Obiectivele principale ale acestui proiect sunt:</p> <ul style="list-style-type: none"> (i) edificarea propriilor instalații de comprimare care să deservească depozitul Târgu Mureş atât la injecția gazelor în depozit cât și la extracția acestora în vederea livrării în SNT; (ii) creșterea flexibilității depozitului pe de o parte prin creșterea presiunii de livrare a gazelor din depozit la interfața cu SNT până la 35 bar, iar pe de altă parte prin creșterea capacității zilnice de injecție și extracție până la cca. 3,5 mil. mc/zi după implementarea fazei 1 a proiectului, respectiv până la cca. 5 mil. mc/zi, după implementarea fazei a doua de dezvoltare, respectiv (iii) creșterea volumului util al depozitului până la 400 mil. mc într-o primă etapă (Faza 1), respectiv până la 600 mil. mc într-o etapă ulterioară (Faza 2). <p>Proiectul constă în principal din următoarele:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ stație centrală de gaze (unități de comprimare, uscare gaze, panou comercial de măsurare gaze bidirecțional, facilități adiacente); ▪ colector nou de înmagazinare; ▪ modernizare instalații tehnologice de suprafață pentru creșterea presiunii de operare, sonde noi.
Justificarea proiectului:	<p>Implementarea proiectului va aduce o serie de avantaje atât la nivel național cât și regional prin :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Asigurarea securității energetice și reducerea dependenței de importul de combustibili fosili prin volumul util suplimentar - Creșterea gradului de integrare a unei piețe interne eficiente și competitive prin reducerea și prevenirea blocajelor de infrastructură legate de furnizarea gazelor, respectiv prin flexibilitatea sporită a serviciilor de înmagazinare gaze ce va contribui la creșterea lichidității pieței, cu piața angro capabilă să ofere mai multă flexibilitate sistemului



	<ul style="list-style-type: none"> - Interoperabilitatea rețelelor între granițe și sectoare prin contribuția sa generală la creșterea capacităților de export gaze, respectiv la reducerea riscurilor de intermitență a energiei regenerabile - Susținerea decarbonizării economiei și promovarea eficienței energetice prin contribuția sa generală la tranziția energetică și echilibrarea capacităților semnificative de producție de energie regenerabilă ce urmează a fi instalate în zona de Est a Europei 						
Date economice:	37 milioane EURO – Faza I						
Faza proiectului:	Studiul de fezabilitate – finalizat. Studiu FEED – finalizat. Execuție Faza 1 – parțial implementată.						
TYNDP: TYNDP 2022: UGS-A-233	PCI status: Da – lista V(6.20.4)	CBCA decision: Da					
Modificările proiectului:							
	PDSNT 2014	PDSNT 2017	PDSNT 2018	PDSNT 2019	PDSNT 2020	PDSNT 2022	PDSNT 2024
Termenul estimat de finalizare						2026	2026 (Faza 1)
Valoarea totală estimată a proiectului (mil. Euro)						87	37 (Faza 1)

9. DIRECȚII DE DEZVOLTARE PENTRU TRANSPORTUL HIDROGENULUI

9.1 Piața de hidrogen din România³

În România, hidrogenul este în prezent o materie primă folosită în special în rafinare, în producția de îngrășăminte și în industria chimică, fiind utilizat în majoritatea cazurilor la locul producției acestuia.

În contextul așteptat, pe baza țintelor de consum și decarbonizare propuse prin: PNIESC (2021), Directiva (UE) 2018/2021 privind promovarea energiei din surse regenerabile (în prezent în revizuire), Fit-for-55, REPowerEU (2022), luând în considerare că rolul hidrogenului nu va fi doar de materie primă ci și de purtător de energie (energy carrier) și combustibil, viitorul lanț valoric va încorpora următoarele segmente:

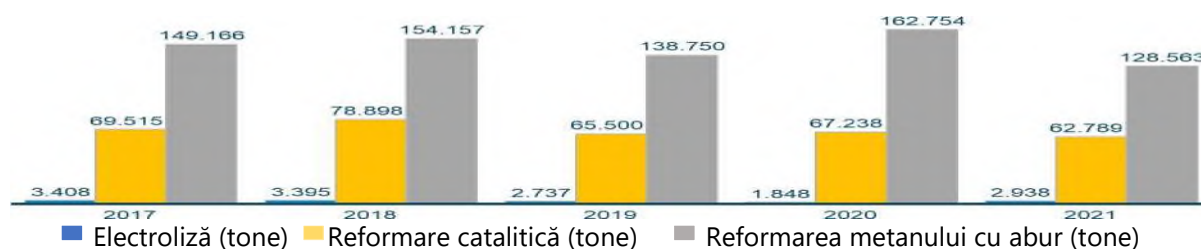
- Producția de hidrogen regenerabil, considerat prioritar și, într-o mai mică măsură, hidrogenul cu amprentă redusă de carbon obținut prin electroliza apei și, într-o etapă viitoare, prin piroliza gazului metan, ulterior anului 2030;
- Stocarea de hidrogen, în formă gazoasă, lichidă, ca purtător de hidrogen lichid-organic (LOHC), sau amoniac;
- Transportul și distribuția hidrogenului în formă gazoasă:
 - prin conducte,
 - în vase presurizate, pe cale rutieră, feroviară, fluvială sau maritimă;

³ Strategia Națională pentru Hidrogen

- Aplicațiile și utilizarea hidrogenului în domenii mult mai diverse față de cele actuale, în funcție de condițiile locale: combustibil în domeniul transporturilor, reducerea emisiilor în industriile dificil de decarbonizat, cum ar fi rafinarea și petrochimia, chimia, metalurgia, industriile cimentului, ceramicii și hârtiei, în procesele industriale de temperatură înaltă, dar și ca mediu de stocare a energiei și materie primă pentru combustibili sintetici.

9.2 Producția de hidrogen din România⁴

În România, majoritatea hidrogenului este produs prin reformarea metanului cu abur, reformare catalitică și, într-o mult mai mică măsură, prin electroliza apei și consumat în cadrul proceselor industriale necesare producției.

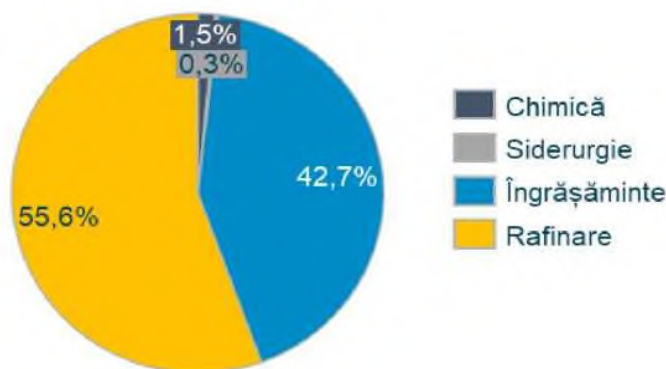


Grafic 15 - Producția de hidrogen pe tipuri de tehnologii, exprimată în tone, pentru perioada 2017-2021, Sursă: Analiză Horvath pe baza informațiilor primite de la principalii producători/consumatori de hidrogen din industrie (Februarie 2022)

În vederea decarbonizării, producția de hidrogen gri ar trebui înlocuită cu hidrogen regenerabil și, într-o mai mică măsură, cu hidrogen cu amprentă redusă de carbon.

9.3 Consumul de hidrogen din România⁵

În prezent, consumul de hidrogen din România este destinat exclusiv sectorului industrial, preponderent în rafinare, chimie, siderurgie și producția de îngrășăminte chimice.



Grafic 16-Consumul de hidrogen pe ramuri industriale, exprimat în procente medii, pe perioada 2017 - 2021, Sursă: Analiză Horvath (Februarie 2023)

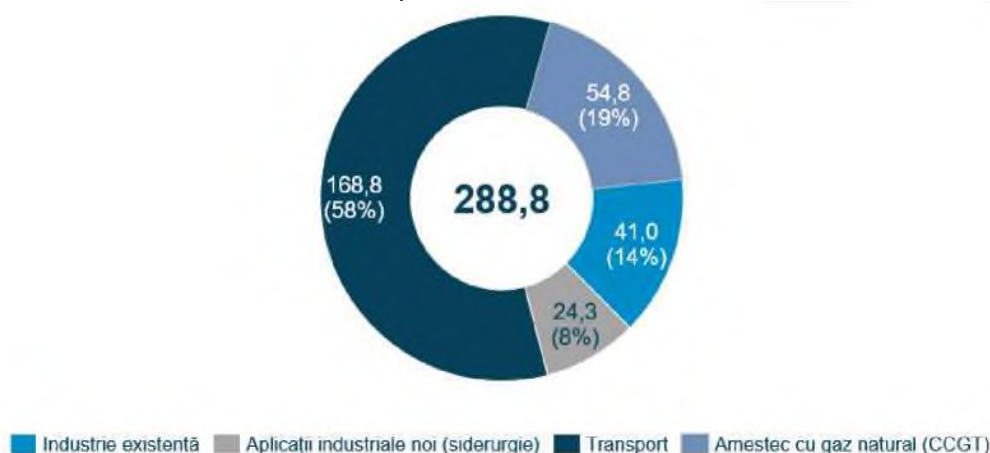
⁴ Strategia Națională pentru Hidrogen

⁵ Strategia Națională pentru Hidrogen

9.4 Estimarea consumului de hidrogen⁶

În vederea estimării potențialului de consum și a producției de hidrogen regenerabil și de hidrogen cu amprentă redusă de carbon în România la orizontul anului 2030, au fost analizate, în Strategia Națională pentru Hidrogen, o serie de scenarii pentru estimarea consumului de hidrogen (cererea) și contribuția la atingerea țintelor de reducere a emisiilor de CO₂ pentru anul 2030.

Luând în considerare toate scenariile analizate și comparând raportul dintre costul de implementare al strategiei și nivelul reducerii emisiilor de CO₂ pentru fiecare tip de utilizare a hidrogenului, a fost selectat *scenariul optim*.



Grafic 17 Rezumatul consumului estimat de hidrogen regenerabil și cu amprentă redusă de carbon împărțit pe sectoare exprimat în procente pentru anul 2030, Sursă: Analiză Horvath (Aprilie 2023)

Estimările de consum au fost efectuate pe baza țintelor europene și naționale, ipotezelor tehnice, analizei situației curente, precum și cu ajutorul grupului de lucru constituit și coordonat la nivelul Ministerului Energiei, fiind structurate pe 5 sectoare:

1. **Consumul industrial**, în care hidrogenul regenerabil și, într-o mai mică măsură, cel cu amprentă redusă de carbon, sunt folosite pentru înlocuirea hidrogenului gri folosit în prezent în procesele industriale;
2. **Consumul din industria siderurgică**, în care hidrogenul regenerabil este folosit în noi aplicații industriale pentru producerea oțelului;
3. **Consumul din domeniul transporturilor**, în care hidrogenul regenerabil este folosit drept combustibil pentru următoarele modalități de transport: transportul rutier de marfă de mare tonaj și tonaj mediu, autoturisme, transportul feroviar, transportul public de persoane și transportul în sectorul maritim, precum și în domeniul aviației, atât ca adaos la combustibilii pentru aviație, cât și pentru alimentarea vehiculelor utilizate în cadrul activității aeroporturilor;
4. **Consumul de hidrogen regenerabil în amestec cu gazele naturale pentru proiectele CCGT noi** - cu o capacitate totală de 2.615 MW, care urmează să fie instalate conform PNRR și PNIESC.
5. **Consumul de hidrogen regenerabil în amestec cu gazele naturale pentru încălzirea rezidențială**, sector care însă nu a fost cuantificat în scenariul optim, dar este vizat ca sectorul care poate contribui la dezvoltarea unor proiecte ce promovează producția de hidrogen și totodată la realizarea cuplării sectoriale.

⁶ Strategia Națională pentru Hidrogen

9.5 Proiecte Transgaz pentru transportul hidrogenului

Apartenența Transgaz la European Hydrogen Backbone reprezintă o soluție potrivită pentru transportul și utilizarea hidrogenului în zone fără producție localizată.

Transgaz, care s-a alăturat inițiativei EHB, a identificat 11 culoare care ar putea fi incluse în "coloana vertebrală" a viitorului sistem european de transport al hidrogenului:

1. Culoarul conductelor de tranzit (prin utilizarea unei conducte);
2. Culoarul Marea Neagră - Podișor;
3. Culoarul Giurgiu - Podișor - Jupa - Nădlac (Culoarul BRUA);
4. Culoarul Onești - Gherăești - Lețcani - Ungheni (Republica Moldova);
5. Culoarul Petrovaselo - Comloșu Mare (Serbia);
6. Culoarul Jupa - Prunișor;
7. Culoarul Isaccea - Onești;
8. Culoar Siliștea - București;
9. Culoarul Onești - Coroi - Hațeg;
10. Culoarul Coroi - Medieșu Aurit;
11. Culoarul Podișor - Coroi.



Figura 8 - Propunere a "coloanei vertebrale" a SNT pentru transportul hidrogenului

Sursă: Transgaz (2021)

9.5.1 Proiecte de reconversie a infrastructurii de transport gaze naturale pentru transportul hidrogenului

9.5.1.1 Modernizarea conductei Isaccea – Jupa pentru transportul hidrogenului


Numele proiectului:	Modernizarea conductei Isaccea – Jupa pentru transportul hidrogenului	
Numărul proiectului:	9.5.1.1	
Titularul proiectului:	SNTGN Transgaz SA 	
Tipul proiectului:	Transport hidrogen sau amestec de gaze naturale cu hidrogen	
Termen estimate de finalizare	2040	
Obiectivul Proiectului:	Reconversie infrastructură de transport gaze naturale pentru transportul hidrogenului	
Descrierea proiectului:	<p>Proiectul presupune reconversia tronsoanelor de conducte de transport gaze naturale existente pe coridorul Isaccea – Jupa astfel încât să fie asigurată o conductă de transport hidrogen pe acest coridor, inclusiv reconversia unor stații de comprimare gaze naturale. Lungimea conductelor reconvertite este de cca. 550 Km.</p> <p>Sustenabilitatea proiectului este confirmată de reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră în prima fază prin înlocuirea treptată a surselor de gaze fosile, de la H2 cenușiu la H2 verde la utilizatorii de H2 existenți. De-a lungul traseului gazoductului, va exista posibilitatea de a conecta noi producători/consumatori de H2, ceea ce contribuie, de asemenea, la cuplarea sectorială între sistemul de energie electrică și sistemele de transport al H2.</p>	
Justificarea proiectului:	<p>Proiectul va contribui la securitatea aprovizionării și la dezvoltarea concurenței între sursele interne și sursele diversificate de H2 din import și va fi benefic pentru prețurile hidrogenului, menținând prețul hidrogenului la un nivel scăzut în funcție de variațiile cererii și ofertei.</p> <p>Integrarea Hidrogenului din surse regenerabile și cu emisii scăzute de carbon în sistemul de transport gaze naturale, în vederea alinierii la Directivele, Strategiile și Acordurile Europene în vigoare.</p>	
Date economice:	378,6 milioane € (+/- 30%, estimare preliminară la nivelul anului 2021)	
Faza proiectului:	Proiectul se află în analiză, în stadiul conceptual.	
TYNDP: HYD-N-640	PCI status:	
Modificările proiectului: Proiect nou		

9.5.1.2 Modernizarea conductei Giurgiu - Nădlac pentru transportul hidrogenului

Numele proiectului:	Modernizarea conductei Giurgiu - Nădlac pentru transportul hidrogenului	
Numărul proiectului:	9.5.1.2	
Titularul proiectului:	SNTGN Transgaz SA 	

Tipul proiectului:	Transport hidrogen sau amestec de gaze naturale cu hidrogen	
Termen estimate de finalizare	2040	
Obiectivul Proiectului:	Reconversie infrastructură de transport gaze naturale pentru transportul hidrogenului.	
Descrierea proiectului:	<p>Proiectul presupune reconversia unei conducte de transport gaze naturale pentru transportul hidrogenului și include următoarele obiective:</p> <ul style="list-style-type: none"> • O nouă conductă DN800 între frontiera RO/HU - Jupa-Podisor. • Noi stații de comprimare H2. • O stație de măsurare RO/HU la frontieră. <p>Sustenabilitatea proiectului este confirmată de reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră în prima fază prin înlocuirea treptată a surselor de gaze fosile, de la H2 cenușiu la H2 verde la utilizatorii de H2 existenți. De-a lungul traseului gazoductului, va exista posibilitatea de a conecta noi producători/consumatori de H2, ceea ce contribuie, de asemenea, la cuplarea sectorială între sistemul de energie electrică și sistemele de transport al H2.</p>	
Justificarea proiectului:	<p>Proiectul va contribui la securitatea aprovizionării și la diversificarea surselor de energie în țările implicate. Proiectul contribuie la dezvoltarea concurenței între sursele interne și sursele diversificate de H2 din import și va fi benefic pentru prețurile hidrogenului, menținând prețul hidrogenului la un nivel scăzut în funcție de variațiile cererii și ofertei.</p> <p>Integrarea Hidrogenului din surse regenerabile și cu emisii scăzute de carbon în sistemul de transport gaze naturale, în vederea alinierii la Directivele, Strategiile și Acordurile Europene în vigoare.</p>	
Date economice:	464,4 milioane € (+/- 30%, estimare preliminară la nivelul anului 2021)	
Faza proiectului:	Proiectul se află în analiză, în stadiul conceptual	
TYNDP: HYD-N-999	PCI status:	
Modificările proiectului: Proiect nou		

9.5.1.3 Modernizarea conductei Marea Neagră - Podișor pentru transportul hidrogenului

Numele proiectului:	Modernizarea conductei Marea Neagră - Podișor pentru transportul hidrogenului	
Numărul proiectului:	9.5.1.3	
Titularul proiectului:	<p style="text-align: center;">SNTGN Transgaz SA</p> 	
Tipul proiectului:	Transport hidrogen sau amestec de gaze naturale cu hidrogen	
Termen estimate de finalizare	2042	
Obiectivul Proiectului:	Reconversie infrastructură de transport gaze naturale pentru transportul hidrogenului	
Descrierea proiectului:	<p>Proiectul presupune reconversia unei conducte de transport gaze naturale pentru transportul hidrogenului. Lungimea conductei este de cca 308 Km.</p> <p>Sustenabilitatea proiectului este confirmată de reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră în prima fază prin înlocuirea treptată a surselor de gaze fosile, de la H2 cenușiu la H2 verde la utilizatorii de H2 existenți. De-a lungul traseului gazoductului, va exista posibilitatea de a conecta noi</p>	


producători/consumatori de H2, ceea ce contribuie, de asemenea, la cuplarea sectorială între sistemul de energie electrică și sistemele de transport al H2.	
Justificarea proiectului:	Proiectul va contribui la securitatea aprovizionării și la diversificarea surselor de energie în țările implicate. Proiectul contribuie la dezvoltarea concurenței între sursele interne și sursele diversificate de H2 din import și va fi benefic pentru prețurile hidrogenului, menținând prețul hidrogenului la un nivel scăzut în funcție de variațiile cererii și ofertei. Integrarea Hidrogenului din surse regenerabile și cu emisii scăzute de carbon în sistemul de transport gaze naturale, în vederea alinierii la Directivele, Strategiile și Acordurile Europene în vigoare.
Date economice:	199,6 milioane € (+/- 30%, estimare preliminară la nivelul anului 2021)
Faza proiectului:	Proiectul se află în analiză, în stadiul conceptual
TYNDP: HYD-N-608	PCI status:
Modificările proiectului: Proiect nou	

9.5.1.4 Modernizarea conductei Onești - Ungheni pentru transportul hidrogenului

Numele proiectului:	Modernizarea conductei Onești - Ungheni pentru transportul hidrogenului
Numărul proiectului:	9.5.1.4
Titularul proiectului:	SNTGN Transgaz SA 
Tipul proiectului:	Transport hidrogen sau amestec de gaze naturale cu hidrogen
Termen estimate de finalizare	2040
Obiectivul Proiectului:	Reconversie infrastructură de transport gaze naturale pentru transportul hidrogenului
Descrierea proiectului: Proiectul presupune reconversia unei conducte de transport gaze naturale pentru transportul hidrogenului. Lungimea conductei este de cca 183 Km. Sustenabilitatea proiectului este confirmată de reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră în prima fază prin înlocuirea treptată a surselor de gaze fosile, de la H2 cenușiu la H2 verde la utilizatorii de H2 existenți. De-a lungul traseului gazoductului, va exista posibilitatea de a conecta noi producători/consumatori de H2, ceea ce contribuie, de asemenea, la cuplarea sectorială între sistemul de energie electrică și sistemele de transport al H2.	
Justificarea proiectului:	Proiectul va contribui la securitatea aprovizionării și la diversificarea surselor de energie în țările implicate. Proiectul contribuie la dezvoltarea concurenței între sursele interne și sursele diversificate de H2 din import și va fi benefic pentru prețurile hidrogenului, menținând prețul hidrogenului la un nivel scăzut în funcție de variațiile cererii și ofertei. Integrarea Hidrogenului din surse regenerabile și cu emisii scăzute de carbon în sistemul de transport gaze naturale, în vederea alinierii la Directivele, Strategiile și Acordurile Europene în vigoare.
Date economice:	156,4 milioane € (+/- 30%, estimare preliminară la nivelul anului 2021)
Faza proiectului:	Proiectul se află în analiză, în stadiul conceptual

TYNDP: HYD-N-625	PCI status:
Modificările proiectului: Proiect nou	

9.5.1.5 Modernizarea interconectării România - Serbia pentru transportul hidrogenului


Numele proiectului:	Modernizarea interconectării România - Serbia pentru transportul hidrogenului
Numărul proiectului:	9.5.1.5
Titularul proiectului:	SNTGN Transgaz SA 
Tipul proiectului:	Transport hidrogen sau amestec de gaze naturale cu hidrogen
Termen estimate de finalizare	2040
Obiectivul Proiectului:	Reconversie infrastructură de transport gaze naturale pentru transportul hidrogenului
Descrierea proiectului:	<p>Proiectul presupune reconversia unei conducte de transport gaze naturale pentru transportul hidrogenului. Lungimea conductei este de cca 85 Km.</p> <p>Sustenabilitatea proiectului este confirmată de reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră în prima fază prin înlocuirea treptată a surselor de gaze fosile, de la H2 cenușiu la H2 verde la utilizatorii de H2 existenți. De-a lungul traseului gazoductului, va exista posibilitatea de a conecta noi producători/consumatori de H2, ceea ce contribuie, de asemenea, la cuplarea sectorială între sistemul de energie electrică și sistemele de transport al H2.</p>
Justificarea proiectului:	Proiectul va contribui la securitatea aprovizionării și la diversificarea surselor de energie în țările implicate. Proiectul contribuie la dezvoltarea concurenței între sursele interne și sursele diversificate de H2 din import și va fi benefic pentru prețurile hidrogenului, menținând prețul hidrogenului la un nivel scăzut în funcție de variațiile cererii și ofertei. Integrarea Hidrogenului din surse regenerabile și cu emisii scăzute de carbon în sistemul de transport gaze naturale, în vederea alinierii la Directivele, Strategiile și Acordurile Europene în vigoare.
Date economice:	143,8 milioane € (+/- 30%, estimare preliminară la nivelul anului 2021)
Faza proiectului:	Proiectul se află în analiză, în stadiul conceptual.
TYNDP: HYD-N-648	PCI status:
Modificările proiectului: Proiect nou	

9.5.1.6 Modernizarea conductei Coroi – Medieșu Aurit pentru transportul hidrogenului

Numele proiectului:	Modernizarea conductei Coroi – Medieșu Aurit pentru transportul hidrogenului
Numărul proiectului:	9.5.1.6
Titularul proiectului:	SNTGN Transgaz SA 

Tipul proiectului:	Transport hidrogen sau amestec de gaze naturale cu hidrogen
Termen estimate de finalizare	2040
Obiectivul Proiectului:	Reconversie infrastructură de transport gaze naturale pentru transportul hidrogenului
Descrierea proiectului:	<p>Proiectul presupune reconversia unei conducte de transport gaze naturale pentru transportul hidrogenului. Lungimea conductei este de cca 300 Km.</p> <p>Sustenabilitatea proiectului este confirmată de reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră în prima fază prin înlocuirea treptată a surselor de gaze fosile, de la H2 cenușiu la H2 verde la utilizatorii de H2 existenți. De-a lungul traseului gazoductului, va exista posibilitatea de a conecta noi producători/consumatori de H2, ceea ce contribuie, de asemenea, la cuplarea sectorială între sistemul de energie electrică și sistemele de transport al H2.</p>
Justificarea proiectului:	Proiectul va contribui la securitatea aprovizionării și la diversificarea surselor de energie în țările implicate. Proiectul contribuie la dezvoltarea concurenței între sursele interne și sursele diversificate de H2 din import și va fi benefic pentru prețurile hidrogenului, menținând prețul hidrogenului la un nivel scăzut în funcție de variațiile cererii și ofertei. Integrarea Hidrogenului din surse regenerabile și cu emisii scăzute de carbon în sistemul de transport gaze naturale, în vederea alinierii la Directivele, Strategiile și Acordurile Europene în vigoare.
Date economice:	156,5 milioane € (+/- 30%, estimare preliminară la nivelul anului 2021)
Faza proiectului:	Proiectul se află în analiză, în stadiul conceptual.
TYNDP: HYD-N-730	PCI status:
Modificările proiectului: Proiect nou	

9.5.1.7 Modernizarea conductei Negru Vodă - Isaccea pentru transportul hidrogenului

Numele proiectului:	Modernizarea conductei Negru Vodă - Isaccea pentru transportul hidrogenului
Numărul proiectului:	9.5.1.7
Titularul proiectului:	SNTGN Transgaz SA 
Tipul proiectului:	Transport hidrogen sau amestec de gaze naturale cu hidrogen
Termen estimate de finalizare	2040
Obiectivul Proiectului:	Reconversie infrastructură de transport gaze naturale pentru transportul hidrogenului
Descrierea proiectului:	<p>Proiectul presupune reconversia unei conducte de transport gaze naturale pentru transportul hidrogenului. Lungimea conductei este de cca 185 Km.</p> <p>Sustenabilitatea proiectului este confirmată de reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră în prima fază prin înlocuirea treptată a surselor de gaze fosile, de la H2 cenușiu la H2 verde la utilizatorii de H2 existenți. De-a lungul traseului gazoductului, va exista posibilitatea de a conecta noi producători/consumatori de H2, ceea ce contribuie, de asemenea, la cuplarea sectorială între sistemul de energie electrică și sistemele de transport al H2.</p>

Justificarea proiectului:	Proiectul va contribui la securitatea aprovizionării și la diversificarea surselor de energie în țările implicate. Proiectul contribuie la dezvoltarea concurenței între sursele interne și sursele diversificate de H2 din import și va fi benefic pentru prețurile hidrogenului, menținând prețul hidrogenului la un nivel scăzut în funcție de variațiile cererii și ofertei. Integrarea Hidrogenului din surse regenerabile și cu emisii scăzute de carbon în sistemul de transport gaze naturale, în vederea alinierii la Directivele, Strategiile și Acordurile Europene în vigoare.
Date economice:	99,4 milioane € (+/- 30%, estimare preliminară la nivelul anului 2021)
Faza proiectului:	Proiectul se află în analiză, în stadiul conceptual.
TYNDP: HYD-N-756	PCI status:
Modificările proiectului: Proiect nou	

9.5.1.8 Modernizarea conductei Vadu – T1 pentru transportul hidrogenului

Numele proiectului:	Modernizarea conductei Vadu – T1 pentru transportul hidrogenului
Numărul proiectului:	9.5.1.8
Titularul proiectului:	SNTGN Transgaz SA 
Tipul proiectului:	Transport hidrogen sau amestec de gaze naturale cu hidrogen
Termen estimate de finalizare	2040
Obiectivul Proiectului:	Reconversie infrastructură de transport gaze naturale pentru transportul hidrogenului
Descrierea proiectului:	Proiectul presupune reconversia unei conducte de transport gaze naturale pentru transportul hidrogenului. Lungimea conductei este de cca 25 Km. Sustenabilitatea proiectului este confirmată de reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră în prima fază prin înlocuirea treptată a surselor de gaze fosile, de la H2 cenușiu la H2 verde la utilizatorii de H2 existenți. De-a lungul traseului gazoductului, va exista posibilitatea de a conecta noi producători/consumatori de H2, ceea ce contribuie, de asemenea, la cuplarea sectorială între sistemul de energie electrică și sistemele de transport al H2.
Justificarea proiectului:	Proiectul va contribui la securitatea aprovizionării și la diversificarea surselor de energie în țările implicate. Proiectul contribuie la dezvoltarea concurenței între sursele interne și sursele diversificate de H2 din import și va fi benefic pentru prețurile hidrogenului, menținând prețul hidrogenului la un nivel scăzut în funcție de variațiile cererii și ofertei. Integrarea Hidrogenului din surse regenerabile și cu emisii scăzute de carbon în sistemul de transport gaze naturale, în vederea alinierii la Directivele, Strategiile și Acordurile Europene în vigoare.
Date economice:	7 milioane € (+/- 30%, estimare preliminară la nivelul anului 2021)
Faza proiectului:	Proiectul se află în analiză, în stadiul conceptual.
TYNDP: HYD-N-647	PCI status:
Modificările proiectului: Proiect nou	

9.5.2 Proiecte de dezvoltare culoare dedicate pentru transportul hidrogenului

9.5.2.1 Culoar pentru transport hidrogen pe direcția Giurgiu-Podișor-Bibești-Jupa-Horia-Nădlac

Numele proiectului:	Culoar pentru transport hidrogen pe direcția Giurgiu-Podișor-Bibești-Jupa-Horia-Nădlac
Numărul proiectului:	9.5.2.1
Titularul proiectului:	SNTGN Transgaz SA 
Tipul proiectului:	Transport hidrogen
Termen estimate de finalizare	2030
Obiectivul Proiectului:	Contribuie la securitatea aprovizionării și la diversificarea surselor de energie în țările implicate. Sursele diversificate de H2 vor fi benefice pentru prețurile hidrogenului și ar permite o mai mare reducere a emisiilor gazelor cu efect de seră prin înlocuirea surselor fosile cu hidrogen.
Descrierea proiectului:	Proiectul presupune realizarea unei noi conducte de transport hidrogen de-a lungul culoarului Giurgiu - Podișor - Bibești - Jupa - Horia - Nădlac. Proiectul conectează viitoarele sisteme de hidrogen din Bulgaria, România și Ungaria și permite crearea pieței hidrogenului și comerțul transfrontalier cu hidrogen. Proiectul va face parte din coridorul de hidrogen din Europa de Sud-Est (SEEHyC), care asigură livrări de hidrogen pe ruta Grecia>Bulgaria>România>Ungaria>Slovenia>Cehia>Germania către piața UE și va fi disponibil și flux invers.
Justificarea proiectului:	Într-un sistem energetic integrat, hidrogenul sprijină decarbonizarea industriei, transporturilor și producerii de energie. Proiectul este aliniat cu strategia UE privind decarbonizarea prin reducerea emisiilor de CO2, creând în același timp posibilitatea de conectare la viitoarea infrastructură de hidrogen a Europei.
Date economice:	2.263 mil euro (+/- 30%, estimare preliminară la nivelul anului 2024)
Faza proiectului:	Proiectul se află în analiză, în stadiul conceptual.
TYNDP: H2T-A-1014	PCI status:
Modificările proiectului: Proiect nou	

9.5.2.2 Culoar pentru transport hidrogen pe direcția Marea Neagră - Podișor

Numele proiectului:	Culoar pentru transport hidrogen pe direcția Marea Neagră - Podișor
Numărul proiectului:	9.5.2.2
Titularul proiectului:	SNTGN Transgaz SA 
Tipul proiectului:	Transport hidrogen
Termen estimate de finalizare	2030

Obiectivul Proiectului:	Contribuie la securitatea aprovizionării și la diversificarea surselor de energie. Sursele diversificate de H2 vor fi benefice pentru prețurile hidrogenului și ar permite o mai mare reducere a emisiilor gazelor cu efect de seră prin înlocuirea surselor fosile cu hidrogen.	
Descrierea proiectului:	Având în vedere potențialul semnificativ de producere a energiei din surse regenerabile în zona S-E a României, proiectul propus creează infrastructura necesară pentru preluarea potențialului de producere a hidrogenului verde în această zonă, inclusiv a producției de hidrogen deja comunicată în cadrul procedurii de solicitare a capacității fără caracter obligatoriu pe hidrogen, realizată de SNTGN Transgaz SA în anul 2023. Capacitățile de hidrogen verde preluate prin acest proiect vor fi conduse către culoarul de hidrogen Giurgiu - Nădlac care face parte din Coridorul SEEHyC.	
Justificarea proiectului:	Într-un sistem energetic integrat, hidrogenul sprijină decarbonizarea industriei, transporturilor și producerii de energie. Proiectul este aliniat cu strategia UE privind decarbonizarea prin reducerea emisiilor de CO2, creând în același timp posibilitatea de conectare la viitoarea infrastructură de hidrogen a Europei.	
Date economice:	1.073 mil euro (+/- 30%, estimare preliminară la nivelul anului 2024)	
Faza proiectului:	Proiectul se află în analiză, în stadiul conceptual.	
TYNDP: H2T-N-1015	PCI status:	
Modificările proiectului: Proiect nou		

Cu finanțare din partea Băncii Europene pentru Investiții (BEI), SNTGN Transgaz SA a realizat Strategia de Decarbonizare și Climă. Aceasta cuprinde o serie de măsuri care conduc la reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră astfel încât să fie atinse țintele de decarbonizare stabilite în cadrul Strategiei pe termen scurt (2030), mediu (2040) și lung (2050). În cadrul strategiei a fost elaborat și Planul de Investiții necesare pentru implementarea măsurilor aferente procesului de decarbonizare.

10. ANALIZA PROIECTELOR MAJORE

I. Analiza proiectelor majore pentru transportul gazelor naturale

10.1.1. 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:

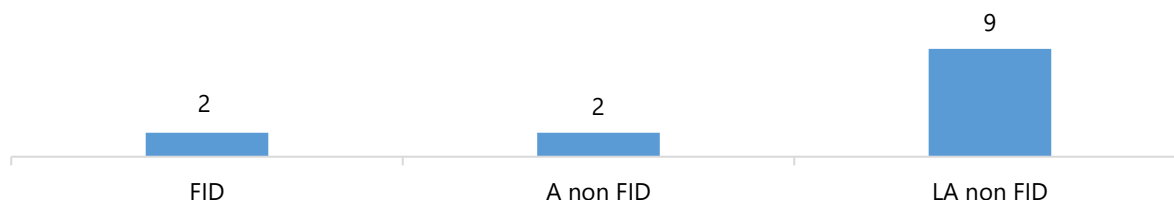
- non-FID avansate (A non-FID);
- non-FID mai puțin avansate (LA non-FID).

Funcție de această clasificare, proiectele Planului de Dezvoltare a Sistemului Național de Transport gaze naturale 2024–2033 se prezintă astfel:

Nr. crt	Nr. Proiect conform PDSNT 2024-2033	Denumire proiect	Statut
1	7.1	Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale pe Coridorul Bulgaria–România–Ungaria–Austria – Faza II	A non FID
2	7.2	Dezvoltarea pe teritoriul României a Conduței de transport gaze naturale Marea Neagră – Podișor	FID
3	7.3	Amplificarea coridorului de transport bidirecțional Bulgaria–România–Ungaria–Austria (BRUA-Faza III)	LA non FID
4	7.4	Interconectarea România-Serbia	A non FID
5	7.5	Dezvoltare-Modernizare infrastructura de transport gaze naturale în zona de Nord-Vest a României	LA non FID
6	7.6	Creșterea capacității de transport gaze naturale a interconectării România-Bulgaria pe direcția Giurgiu-Ruse	LA non FID*
7	7.7	Eastring–România	LA non FID
8	7.8	Sistem de monitorizare, control și achiziție de date pentru stațiile de protecție catodică aferente Sistemului Național de Transport Gaze Naturale	LA non FID*
9	7.9	Dezvoltarea sistemului SCADA pentru Sistemul Național de Transport Gaze Naturale	FID
10	7.10	Modernizare SMG Isaccea 2 și SMG Negru Voda 2 în vederea realizării curgerii bidirecționale pe conducta T2	LA non FID*
11	7.11	Modernizare SMG Isaccea 3 și SMG Negru Voda 3 în vederea realizării curgerii bidirecționale pe conducta T3	LA non FID*
12	7.12	Interconectarea SNT la Terminal GNL amplasat la malul Mării Negre	LA non FID*
13	7.13	Terminal GNL de la malul Mării Negre	LA non FID*

*Proiecte care nu sunt incluse în TYNDP 2022

Tabel 4 – Statutul Proiectelor Majore Transgaz pentru transportul gazelor naturale



Grafic 18 – Statutul Proiectelor Majore pentru transportul gazelor naturale

Mențiuni

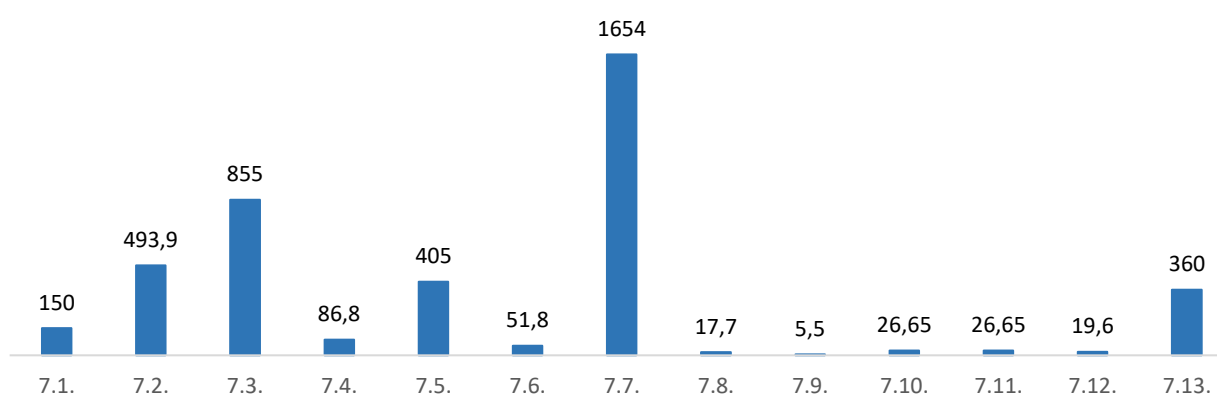
Față de Planul de Dezvoltare al Sistemului Național de Transport gaze naturale 2022-2031 s-au finalizat două proiecte:

- 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 ;
- Noi dezvoltări ale SNT în scopul preluării gazelor de la țărmul Mării Negre.

Nr. proiect	Denumire proiect	Proiecte pentru care se aplică procedura open season
7.1	Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național 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 țărmul Mării Negre	x
7.3	Amplificarea coridorului de transport bidirecțional Bulgaria– Romania–Ungaria–Austria (BRUA- Faza III)	x

Tabel 5 – Proiecte pentru care se aplică procedura Open Season

10.1.2 Costul Proiectelor



Grafic 19-Costul proiectelor majore pentru transportul gazelor naturale (mil.Euro)

Prezentăm în cele ce urmează o sinteză a proiectelor majore pentru transportul gazelor naturale:

Nr. crt.	Nr. proiect	Proiectul	Valoarea estimată mil. Euro	Termen de finalizare	Importanța proiectului	Statut proiect
1	7.1	Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale pe Coridorul Bulgaria-România-Ungaria-Austria (Faza II)	150	2027	Creșterea etapizată a capacității coridorului de transport bidirecțional Bulgaria–România–Ungaria–Austria prin care se asigură în prezent o capacitate de transport de 2,63 mld. mc/an cu Ungaria. Sunt propuse în cadrul procesului de capacitate incrementală trei niveluri de dezvoltare a capacității cu Ungaria respectiv la 2,98 mld mc/an, 4,38 mld mc/an și 5,32 mld mc/an, pentru transportul gazelor de pe Coridorul Vertical.	A non FID

Nr. crt.	Nr. proiect	Proiectul	Valoarea estimată mil. Euro	Termen de finalizare	Importanța proiectului	Statut proiect
2	7.2	Dezvoltarea pe teritoriul României a Coridorului de Transport pentru preluarea gazelor naturale de la țărmul Mării Negre (Tuzla – Podișor).	493,9	2025	În contextul în care Europa devine tot mai dependentă de importurile de gaze naturale, accesul la noi surse devine o necesitate imperioasă. Această investiție va permite gazelor din Marea Neagră să intre în SNT și să ajungă, astfel, la operatorii economici și la gospodăriile din localitățile racordate la sistem. Mai mult, acest gazoduct va face legătura cu sursele noi de gaze naturale din Coridorul Transbalcanic și Coridorul Vertical din care face parte și conducta BRUA, fiind necesar și pentru transportul gazelor ce ar urma să vină în România din zona Marii Caspice, din terminalele de LNG din Turcia și Grecia.	FID
3	7.3	Amplificarea coridorului bidirecțional de transport gaze naturale Bulgaria–România–Ungaria–Austria (BRUA-Faza III)*	855	2029	Creșterea etapizată a capacității de transport pentru asigurarea nivelurilor de capacitate propuse în cadrul procesului de capacitate incrementală, respectiv 4,38 mld mc/an și 5,32 mld mc/an, pentru transportul gazelor de pe Coridorul Vertical.	LA non FID
4	7.4	Interconectare România-Serbia	86,8	2028	Creșterea gradului de interconectivitate între sistemele de transport gaze naturale din statele membre UE și al creșterii securității energetice în regiune.	A non FID
5	7.5	Dezvoltarea/Modernizarea infrastructurii de transport gaze naturale în zona de Nord-Vest a României	405	Etapa 1 2026 Etapa 2 2027 Etapa 3 2028	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.	LA non FID
6	7.6	Creșterea capacității de transport gaze naturale a interconectării România-Bulgaria pe direcția Giurgiu-Ruse	51,8	2027	Îmbunătățirea aprovizionării cu gaze naturale a zonei, asigurarea securității energetice prin diversificarea surselor și rutelor de transport gaze naturale.	LA non FID
7	7.7	Eastring–România	Faza 1: 1.297 România Faza 2: 357 mil. România	Faza 1: 2028 Faza 2: 2033	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	LA non FID

Nr. crt.	Nr. proiect	Proiectul	Valoarea estimată mil. Euro	Termen de finalizare	Importanța proiectului	Statut proiect
					aceiași timp, va asigura aprovizionarea Europei de Sud-Est din HUB-urile de gaze europene. Capacitatea totală va fi disponibilă oricărui transportator sau furnizor.	
8	7.8	Sistem de monitorizare, control și achiziție de date pentru stațiile de protecție catodică aferente Sistemului Național de Transport Gaze Naturale	17,7	2027	Implementarea sistemului SCADA pentru protecție catodică va asigura durabilitate și siguranță sporită în exploatarea conductelor de transport. Pe baza datelor achiziționate se va asigura simplitate în operare pentru un sistem complex de protecție al conductelor.	LA non FID
9	7.9	Dezvoltarea sistemului SCADA pentru Sistemul Național de Transport Gaze Naturale	5,5	Etapa 1 2025 Etapa 2 și 3 2026	Modernizarea infrastructurii de transport gaze naturale trebuie să 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..	FID
10	7.10	Modernizare SMG Isaccea 2 și SMG Negru Vodă 2 în vederea realizării curgerii bidirecționale pe conducta T2	26,65	2028	Asigurarea curgerii bidirecționale la granița cu Ucraina și Bulgaria pe conducta de tranzit T2.	LA non FID
11	7.11	Modernizare SMG Isaccea 3 și SMG Negru Vodă 3 în vederea realizării curgerii bidirecționale pe conducta T3	26,65	2028	Crearea posibilității curgerii bidirecționale pe conducta T3, parte din coridorul Transbalcanic.	LA non FID
12	7.12	Interconectarea SNT la Terminal GNL amplasat la malul Mării Negre	19,6	2028	Crearea capacității de transport pentru preluarea gazelor naturale provenite de la terminalul GNL amplasat la țărmul Mării Negre.	LA non FID
13	7.13	Terminal GNL amplasat la malul Mării Negre	360	2028	Asigurarea securității alimentării cu gaze naturale dintr-o sursă alternativă.	LA non FID
TOTAL			4.152,6 mil. EURO			

Valoarea totală estimată a proiectelor FID:

Nr. crt.	Nr. proiect	Proiectul	Valoarea estimată mil. Euro	Termen de finalizare	Importanța proiectului	Statut proiect
1	7.2	Dezvoltarea pe teritoriul României a Coridorului de Transport pentru preluarea gazelor naturale de la țărmul Mării Negre (Tuzla – Podișor).	493,9	2025	În contextul în care Europa devine tot mai dependentă de importurile de gaze naturale, accesul la noi surse devine o necesitate imperioasă. Această investiție va permite gazelor din Marea Neagră să intre în SNT și să ajungă, astfel, la operatorii economici și la gospodăriile din localitățile racordate la sistem. Mai mult, acest gazoduct va face legătura cu sursele noi de gaze naturale din Coridorul Transbalcanic și Coridorul Vertical din care face parte și conducta BRUA, fiind necesar și pentru transportul gazelor ce ar urma să vină în România din zona Marii Caspice, din terminalele de LNG din Turcia și Grecia.	FID
	7.8	Dezvoltarea sistemului SCADA pentru Sistemul Național de Transport Gaze Naturale	5,5	Etapa 1 2025 Etapa 2 și 3 2026	Implementarea sistemului SCADA pentru protecție catodică va asigura durabilitate și siguranță sporită în exploatarea conductelor de transport. Pe baza datelor achiziționate se va asigura simplitate în operare pentru un sistem complex de protecție al conductelor.	FID
TOTAL proiecte FID:			499,4 mil. EURO			



Grafic 20– Efortul investițional pentru proiecte FID pentru transportul gazelor naturale în funcție de termenul estimat de finalizare (mil. Euro)

Valoarea totală estimată a proiectelor A non FID:

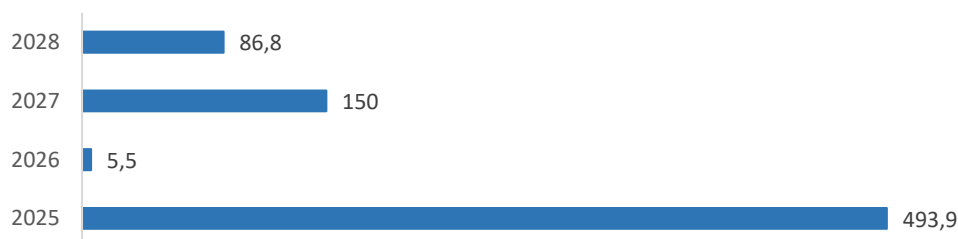
Nr. crt.	Nr. proiect	Proiectul	Valoarea estimată mil. Euro	Termen de finalizare	Importanța proiectului	Statut proiect
1	7.1	Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale pe Coridorul Bulgaria-România-Ungaria-Austria (Faza II)	150	2027	Creșterea etapizată a capacității coridorului de transport bidirecțional Bulgaria-România-Ungaria-Austria prin care se asigură în prezent o capacitate de transport de 2,63 mld. mc/an cu Ungaria. Sunt propuse în cadrul procesului de capacitate incrementală trei niveluri de dezvoltare a capacității cu Ungaria respectiv la 2,98 mld mc/an, 4,38 mld mc/an și 5,32 mld mc/an, pentru transportul gazelor de pe Coridorul Vertical.	A non FID
2	7.4	Interconectare România-Serbia	86,8	2028	Creșterea gradului de interconectivitate între sistemele de transport gaze naturale din statele membre UE și al creșterii securității energetice în regiune.	A non FID
TOTAL proiecte A non FID			236,8 mil.EURO			



Grafic 21 - Efortul investițional pentru proiecte A non FID pentru transportul gazelor naturale 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	499,4
2	Proiecte A non FID	236,8
TOTAL proiecte FID și A non FID		736,2 mil. Euro



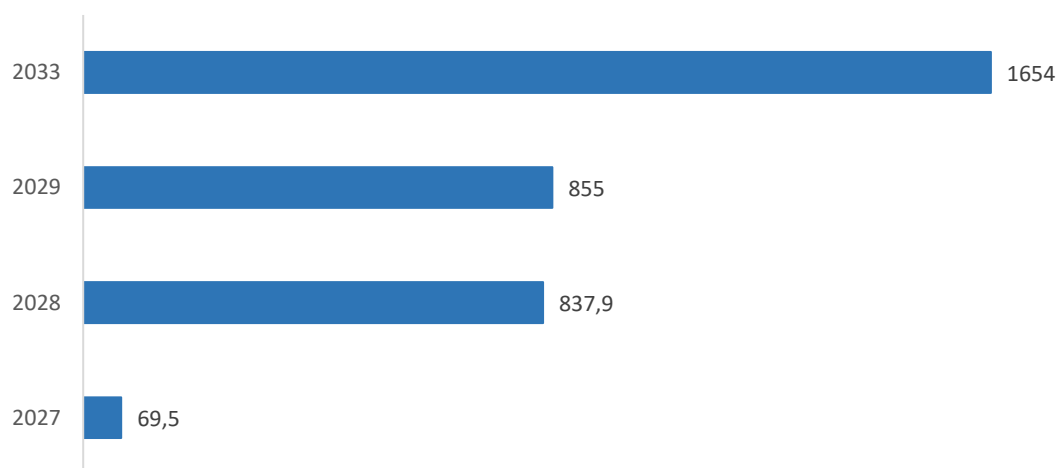
Grafic 22 - Efortul investițional pentru proiecte FID și A non FID pentru transportul gazelor naturale în funcție de termenul estimat de finalizare (mil. Euro)

Pentru perioada 2024-2033, SNTGN Transgaz SA propune și realizarea următoarelor 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	Importanța proiectului	Statut proiect
1	7.3	Amplificarea coridorului bidirecțional de transport gaze naturale Bulgaria–România–Ungaria–Austria (BRUA-Faza III)*	855	2028 - 2029	Creșterea etapizată a capacității de transport pentru asigurarea nivelurilor de capacitate propuse în cadrul procesului de capacitate incrementală, respectiv 4,38 mld mc/an și 5,32 mld mc/an, pentru transportul gazelor de pe Coridorul Vertical.	LA non FID
2	7.5	Dezvoltarea/Modernizarea infrastructurii de transport gaze naturale în zona de Nord-Vest a României	405	Etapa 1 2026 Etapa 2 2027 Etapa 3 2028	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.	LA non FID
3	7.6	Creșterea capacității de transport gaze naturale a interconectării România-Bulgaria pe direcția Giurgiu-Ruse	51,8	2027	Îmbunătățirea aprovizionării cu gaze naturale a zonei, asigurarea securității energetice prin diversificarea surselor și rutelor de transport gaze naturale.	LA non FID
4	7.7	Eastring–România	Faza 1: 1.297 România Faza 2: 357 mil. România	Faza 1: 2028 Faza 2: 2033	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
5	7.8	Sistem de monitorizare, control și achiziție de date pentru stațiile de protecție catodică aferente Sistemului Național de Transport Gaze Naturale	17,7	2027	Implementarea sistemului SCADA pentru protecție catodică va asigura durabilitate și siguranță sporită în exploatarea conductelor de transport. Pe baza datelor achiziționate se va asigura simplitate în operare pentru un sistem complex de protecție al conductelor.	LA non FID

Nr. crt.	Nr. proiect	Proiectul	Valoarea estimată mil. Euro	Termen de finalizare	Importanța proiectului	Statut proiect
6	7.10	Modernizare SMG Isaccea 2 și SMG Negru Vodă 2 în vederea realizării curgerii bidirecționale pe conducta T2	26,65	2028	Asigurarea curgerii bidirecționale la granița cu Ucraina și Bulgaria pe conducta de tranzit T2.	LA non FID
7	7.11	Modernizare SMG Isaccea 3 și SMG Negru Vodă 3 în vederea realizării curgerii bidirecționale pe conducta T3	26,65	2028	Crearea posibilității curgerii bidirecționale pe conducta T3, parte din coridorul Transbalcanic.	LA non FID
8	7.12	Interconectarea SNT la Terminal GNL amplasat la malul Mării Negre	19,6	2028	Crearea capacității de transport pentru preluarea gazelor naturale provenite de la terminalul GNL amplasat la țărmul Mării Negre.	LA non FID
9	7.13	Terminal GNL	360	2028	Asigurarea securității alimentării cu gaze naturale dintr-o sursă alternativă.	LA non FID
TOTAL proiecte LA non FID			3.416,4 mil. Euro			



Grafic 23 - Efortul investițional pentru proiecte LA non FID pentru transportul gazelor naturale în funcție de termenul estimat de finalizare (mil. Euro)

10.1.3 Planificarea realizării Proiectelor Transgaz pentru transportul gazelor naturale în perioada 2024-2033

Denumire proiect	Valoare estimată actualizată (Mil. Euro)	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale pe Coridorul Bulgaria –România– Ungaria- Austria faza II	150											
Dezvoltarea pe teritoriul României a Coridorului de Transport pentru preluarea gazelor naturale de la țărmul Mării Negre (Tuzla – Podișor)	587,69											
Amplificarea coridorului bidirecțional de transport gaze naturale Bulgaria -România- Ungaria-Austria (BRUA Faza III)	855*											
Interconectarea România-Serbia	86,8											
Dezvoltarea/Modernizarea infrastructurii de transport gaze naturale în zona de Nord-Vest a României	405											
Creșterea capacității de transport gaze naturale a interconectării România-Bulgaria pe direcția Giurgiu-Ruse	51,8											
Eastring – România	1654											
Sistem de monitorizare, control și achiziție de date pentru stațiile de protecție catodică aferente Sistemului Național de Transport Gaze Naturale	17,7											
Dezvoltarea sistemului SCADA pentru SNT	5,5											
Modernizare SMG Isaccea 2 și SMG Negru Vodă 2 în vederea realizării curgerii bidirecționale pe conducta T2	26,65											
Modernizare SMG Isaccea 3 și SMG Negru Vodă 3 în vederea realizării curgerii bidirecționale pe conducta T3	26,65											
Interconectarea SNT la Terminal GNL amplasat la malul Mării Negre	19,6											
Terminal GNL amplasat la malul Mării Negre	360											

Tabel 6 - Planificare Proiecte Majore pentru transportul gazelor naturale în perioada 2024-2033

10.1.4 Beneficiile Proiectelor pentru transportul gazelor naturale

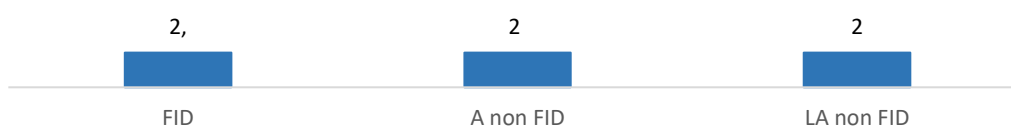
Prin asigurarea legăturii între surse diferite de aprovizionare cu gaze naturale și piața europeană, proiectele investiționale menționate contribuie la realizarea dezideratelor Uniunii Europene, principalele beneficii ale realizării acestora putând fi sintetizate astfel:

- integrarea pieței de gaze 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 și 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;
- stoparea importului de gaze naturale din Rusia;
- impulsivarea 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.

II. Analiza proiectelor majore de înmagazinare

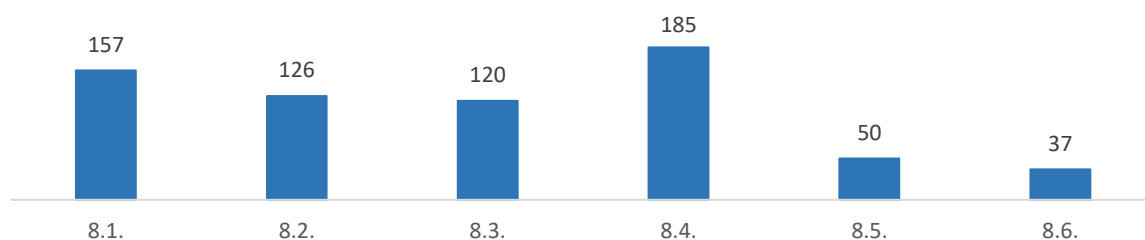
10.II.1. Statutul Proiectelor în funcție de Decizia Finală de Investiție (FID):

Proiecte de înmagazinare		TYNDP 2022	PCI (lista a V-a)	
8.1	Creșterea capacității de extracție zilnică în cadrul Depozitului Bilciurești- Modernizarea infrastructurii sistemului de înmagazinare gaze naturale-Bilciurești	UGS – F – 311	6.20.7	FID
8.2	Creșterea capacității de stocare subterană gaze naturale a depozitului Ghercești	UGS – F – 398		FID
8.3	Depozit nou de stocare subterană a gazelor naturale Fălticeni (Moldova)	UGS – N – 399		LA non FID
8.4	Creșterea capacității de stocare subterană gaze naturale la depozitul Sărmășel (Transilvania)	UGS – N – 371		A non FID
8.5	Modernizarea infrastructurii de înmagazinare gaze naturale - Bălăceanca	USG – N - 606		LA non FID
8.6	Retehnologizarea și dezvoltarea depozitului de înmagazinare subterană gaze naturale Târgu Mureș	UGS – A - 233	6.20.4	A non FID



Grafic 24- Statut Proiecte Majore de înmagazinare

10.II.2. Costul Proiectelor majore de înmagazinare



Grafic 25 – Costul estimat al proiectelor majore de înmagazinare (mil. Euro)

Nr. proiect	Proiectul	Valoarea estimată mil. Euro	Termen de finalizare	Importanța proiectului	
8.1	Creșterea capacității de extracție zilnică în cadrul Depozitului Bilciurești - Modernizarea infrastructurii sistemului de înmagazinare gaze naturale-Bilciurești	157	2027	Creșterea capacității de livrare zilnică a gazelor naturale din depozitul Bilciurești până la un debit de 20 milioane mc/zi și asigurarea unui grad sporit de siguranță în exploatare, corelat și cu o creștere a capacității de înmagazinare de 108 milioane mc/ciclu.	FID
8.2	Creșterea capacității de stocare subterană gaze naturale a depozitului Ghercești	126	2028	Creșterea capacității de livrare zilnică a gazelor naturale din depozitul Ghercești	FID
8.3	Depozit nou de stocare subterană a gazelor naturale Fălticeni	120	2032	Creșterea capacității în înmagazinare gaze naturale pentru asigurarea securității aprovizionării cu gaze naturale	LA non FID
8.4	Creșterea capacității de stocare subterană gaze naturale la depozitul Sărmășel (Transilvania)	185	2030	Creșterea capacității în înmagazinare gaze naturale pentru asigurarea securității aprovizionării cu gaze naturale	A non FID
8.5	Modernizarea infrastructurii de înmagazinare gaze naturale - Bălăceanca	50	2032	Creșterea capacității de livrare zilnică a gazelor naturale din depozitul Bălăceanca până la 1,6 milioane m ³ /zi.	LA non FID
8.6	Retehnologizarea și dezvoltarea depozitului de înmagazinare subterană gaze naturale Târgu Mureș	37 (Faza 1)	2026	Creșterea capacității zilnice de injecție/extracție, simultan cu creșterea volumul util a depozitului pentru asigurarea siguranței în aprovizionarea cu gaze, respectiv a flexibilității necesare pentru o mai bună integrare a piețelor de energie la nivel național și regional	A non FID
TOTAL Proiecte înmagazinare		675 mil. Euro			

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



Grafic 26- Efortul investițional pentru proiectele de înmagazinare în funcție de termenele de finalizare (mil. EURO)

Menționăm că în ceea ce privește proiectele *Modernizarea infrastructurii sistemului de înmagazinare gaze–Bilciurești (proiect FID)* și *Unitate de stocare Depomureș (proiect FID)*, Transgaz este în măsură să confirme faptul că dispune de capacitatea necesară preluării volumelor aferente, luând în considerare discuțiile prealabile purtate cu Romgaz și Depomureș Târgu-Mureș.

10.II.3 Planificarea realizării proiectelor de înmagazinare în perioada 2024-2033

Denumire proiect	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Creșterea capacității de extracție zilnică în cadrul Depozitului Bilciurești - Modernizarea infrastructurii sistemului de înmagazinare gaze naturale–Bilciurești											
Creșterea capacității de stocare subterană gaze naturale a depozitului Ghercești											
Depozit nou de stocare subterană a gazelor naturale Fălticeni											
Creșterea capacității de stocare subterană gaze naturale la depozitul Sărmășel (Transilvania)											
Modernizarea infrastructurii de înmagazinare gaze naturale - Bălăceanca											
Retehnologizarea și dezvoltarea depozitului de înmagazinare subterană gaze naturale Târgu Mureș											

III. Analiza proiectelor majore pentru transportul hidrogenului

10.III.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 2024–2033 se prezintă astfel:

Nr. crt	Nr. Proiect conform PDSNT 2024-2033	Denumire proiect	Statut
1	9.5.1.1	Modernizarea conductei Isaccea – Jupa pentru transportul hidrogenului	LA non FID
2	9.5.1.2	Modernizarea conductei Giurgiu - Nădlac pentru transportul hidrogenului	LA non FID
3	9.5.1.3	Modernizarea conductei Marea Neagră - Podișor pentru transportul hidrogenului	LA non FID
4	9.5.1.4	Modernizarea conductei Onești - Ungheni pentru transportul hidrogenului	LA non FID
5	9.5.1.5	Modernizarea interconectării România - Serbia pentru transportul hidrogenului	LA non FID
6	9.5.1.6	Modernizarea conductei Coroi – Medieșu Aurit pentru transportul hidrogenului	LA non FID
7	9.5.1.7	Modernizarea conductei Negru Vodă - Isaccea pentru transportul hidrogenului	LA non FID
8	9.5.1.8	Modernizarea conductei Vadu - TI pentru transportul hidrogenului	LA non FID
9	9.5.2.1	Culoar pentru transport hidrogen pe direcția Giurgiu-Podișor–Bibeuști-Jupa-Horia-Nădlac	LA non FID*
10	9.5.2.2	Culoar pentru transport hidrogen pe direcția Marea Neagră - Podișor	LA non FID*

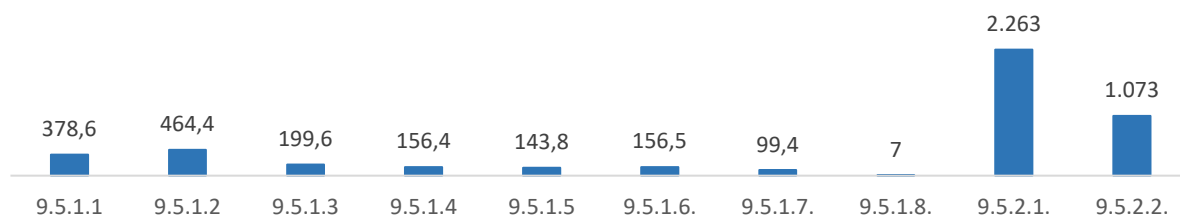
*Proiecte care nu sunt incluse în TYNDP 2022

Tabel 7 – Statutul Proiectelor Majore Transgaz pentru transportul hidrogenului



Grafic 27 – Statutul Proiectelor Majore Transgaz pentru transportul hidrogenului

10.III.2 Costul Proiectelor pentru transportul hidrogenului



Grafic 28-Costul proiectelor majore pentru transportul hidrogenului (mil.Euro)

Prezentăm în cele ce urmează o sinteză a proiectelor majore pentru transportul hidrogenului pur:

Nr. crt.	Nr. proiect	Proiectul	Valoarea estimată mil. Euro	Termen de finalizare	Importanța proiectului	Statut proiect
1	9.5.1.1	Modernizarea conductei Isaccea – Jupa pentru transportul hidrogenului	378,6	2040	Reconversia infrastructurii de transport gaze naturale pentru transportul hidrogenului în amestec cu gazul natural în conformitate cu prevederile europene.	LA non FID
2	9.5.1.2	Modernizarea conductei Giurgiu - Nădlac pentru transportul hidrogenului	464,4	2042	Reconversia infrastructurii de transport gaze naturale pentru transportul hidrogenului în amestec cu gazul natural în conformitate cu prevederile europene.	LA non FID
3	9.5.1.3	Modernizarea conductei Marea Neagră - Podișor pentru transportul hidrogenului	199,6	2040	Reconversia infrastructurii de transport gaze naturale pentru transportul hidrogenului în amestec cu gazul natural în conformitate cu prevederile europene.	LA non FID
4	9.5.1.4	Modernizarea conductei Onești - Ungheni pentru transportul hidrogenului	156,4	2040	Reconversia infrastructurii de transport gaze naturale pentru transportul hidrogenului în amestec cu gazul natural în conformitate cu prevederile europene.	LA non FID
5	9.5.1.5	Modernizarea interconectării România - Serbia pentru transportul hidrogenului	143,8	2040	Reconversia infrastructurii de transport gaze naturale pentru transportul hidrogenului în amestec cu gazul natural în conformitate cu prevederile europene.	LA non FID
6	9.5.1.6	Modernizarea conductei Coroi – Medieșu Aurit pentru transportul hidrogenului	156,5	2040	Reconversia infrastructurii de transport gaze naturale pentru transportul hidrogenului în amestec cu gazul natural în conformitate cu prevederile europene.	LA non FID
7	9.5.1.7	Modernizarea conductei Negru Vodă - Isaccea pentru transportul hidrogenului	99,4	2040	Reconversia infrastructurii de transport gaze naturale pentru transportul hidrogenului în amestec cu gazul natural în conformitate cu prevederile europene.	LA non FID
8	9.5.1.8	Modernizarea conductei Vadu – T1 pentru transportul hidrogenului	7	2040	Reconversia infrastructurii de transport gaze naturale pentru transportul hidrogenului în conformitate cu prevederile europene.	LA non FID
9	9.5.2.1	Culoar pentru transport hidrogen pe direcția Giurgiu-Podișor-Bibești-Jupa-Horia-Nădlac	2263	2030	Creare posibilității transportului de hidrogen în conformitate cu prevederile europene.	LA non FID
10	9.5.2.2	Culoar pentru transport hidrogen pe direcția Marea Neagră - Podișor	1073	2030	Creare posibilității transportului de hidrogen în conformitate cu prevederile europene.	LA non FID
TOTAL			4.941,7 mil. EURO			

10.III.3 Planificarea realizării Proiectelor Transgaz pentru transportul hidrogenului în perioada 2024-2033

Denumire proiect	Valoare estimată actualizată (Mil. Euro)	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Modernizarea conductei Isaccea – Jupa pentru transportul hidrogenului												
Modernizarea conductei Giurgiu - Nădlac pentru transportul hidrogenului												
Modernizarea conductei Marea Neagră - Podișor pentru transportul hidrogenului												
Modernizarea conductei Onești - Ungheni pentru transportul hidrogenului												
Modernizarea interconectării România - Serbia pentru transportul hidrogenului												
Modernizarea conductei Coroi – Medieșu Aurit pentru transportul hidrogenului												
Modernizarea conductei Negru Vodă - Isaccea pentru transportul hidrogenului												
Modernizarea conductei Vadu – T1 pentru transportul hidrogenului												
Culoar pentru transport hidrogen pe direcția Giurgiu-Podișor-Bibești-Jupa-Horia-Nădlac												
Culoar pentru transport hidrogen pe direcția Marea Neagră - Podișor												

Tabel 8 - Planificare Proiecte Majore pentru transportul hidrogenului pur perioada 2024-2033

10.III.4 Beneficiile Proiectelor pentru transportul hidrogenului

Utilizarea hidrogenului ca vector de energie este un element esențial pentru dezvoltarea durabilă. Cu toate acestea, există multe provocări pentru implementarea componentelor unui sistem energetic bazat pe hidrogen. La nivel european, este acceptată ideea că prezența hidrogenului în sectorul energetic este o soluție care va rezolva o serie de probleme, precum securitate energetică, echitate energetică și mediu sustenabil. Prin armonizarea acestor elemente, se fundamentează baza prosperității și competitivității la nivelul fiecărei țări.

Sistemul energetic al României și, implicit, sectorul gazelor naturale, sunt în transformare. Contextul european își va pune amprenta asupra lor, iar hidrogenul va fi unul dintre componentele importante și integrante ale sistemului energetic. Hidrogenul deschide un nou capitol al tranziției energetice, în care proprietățile sale unice îi permit utilizarea pentru stocarea și distribuția energiei, fără emisii de dioxid de carbon, prin toate formele de întrebuințare.

10.1. Comparație TYNDP ENTSOE 2022 cu Planul de Dezvoltare al Sistemului Național de Transport Gaze Naturale 2024-2033

Nr. crt.	Cod proiect PDSNT 2022	Denumire proiect PDSNT	Cod proiect TYNDP 2022	Denumire proiect TYNDP 2022
1.	7.1	Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale pe Coridorul Bulgaria –România–Ungaria–Austria - Faza II	TRA-A-1322	Development on the Romanian territory of the NTS (BG–RO–HU–AT) -Phase II
2.	7.2	Dezvoltarea pe teritoriul României a Coridorului de Transport pentru preluarea gazelor naturale de la țărmul Mării Negre (Tuzla – Podișor)	TRA-F-362	Development on the Romanian territory of the Southern Transmission Corridor
3.	7.3	Amplificarea coridorului de transport bidirecțional Bulgaria– România–Ungaria–Austria (BRUA Faza III)		Further enlargement of the BG—RO—HU—AT transmission corridor (BRUA) phase 3
4.	7.4	Interconectare România-Serbia	TRA-A-1268	Romania-Serbia Interconnection
5.	7.5	Dezvoltarea/Modernizarea infrastructurii de transport gaze naturale în zona de Nord-Vest a României	TRA-N-598	NTS developments in North-East Romania
6.	7.6	Creșterea capacității de transport gaze naturale a interconectării România-Bulgaria pe direcția Giurgiu-Ruse		
7.	7.7	Eastring - România		
8.	7.8	Sistem de monitorizare, control și achiziție de date pentru stațiile de protecție catodică aferente Sistemului Național de Transport Gaze Naturale		
9.	7.9	Dezvoltarea sistemului SCADA pentru Sistemul Național de Transport Gaze Naturale		
10.	7.10	Modernizare SMG Isaccea 2 și SMG Negru Vodă 2 în vederea realizării curgerii bidirecționale pe conducta T2	TRA-N-602	Upgrading GMS Isaccea 2 and GMS Negru Voda 2
11.	7.11	Modernizare SMG Isaccea 3 și SMG Negru Vodă 3 în vederea realizării curgerii bidirecționale pe conducta T3		
12.	7.12	Interconectarea SNT la Terminal GNL amplasat la malul Mării Negre		
13.	7.13	Terminal GNL		
14.	9.5.1.1	Modernizarea conductei Isaccea – Jupa pentru transportul hidrogenului	HYD-N-640	Isaccea - Jupa corridor modernization for hydrogen transmission
15.	9.5.1.2	Modernizarea conductei Giurgiu - Nădlac pentru transportul hidrogenului	HYD-N-999	Giurgiu - Nădlac corridor modernization for hydrogen transmission

Nr. crt.	Cod proiect PDSNT 2022	Denumire proiect PDSNT	Cod proiect TYNDP 2022	Denumire proiect TYNDP 2022
16.	9.5.1.3	Modernizarea conductei Marea Neagră-Podișor pentru transportul hidrogenului	HYD-N-608	Black Sea – Podișor Pipeline modernization for hydrogen transmission
17.	9.5.1.4	Modernizarea conductei Onești - Ungheni pentru transportul hidrogenului	HYD-N-625	Onești – Ungheni corridor modernization for hydrogen transmission
18.	9.5.1.5	Modernizarea interconectării România - Serbia pentru transportul hidrogenului	HYD-N-648	Romania - Serbia Interconnection modernization for hydrogen transmission
19.	9.5.1.6	Modernizarea conductei Coroi – Medieșu Aurit pentru transportul hidrogenului	HYD-N-730	Coroi - Medieșu Aurit corridor modernization for hydrogen transmission
20.	9.5.1.7	Modernizarea conductei Negru Vodă - Isaccea pentru transportul hidrogenului	HYD-N-756	Negru Voda – Isaccea corridor modernization for hydrogen transmission
21.	9.5.1.8	Modernizarea conductei Vadu – T1 pentru transportul hidrogenului	HYD-N-647	Vadu – T1 pipeline modernization for hydrogen transmission
22.	9.5.2.1	Culoar pentru transport hidrogen pe direcția Giurgiu-Podișor–Bibești-Jupa-Horia-Nădlac	H2T-A-1014	
23.	9.5.2.2	Culoar pentru transport hidrogen pe direcția Marea Neagră - Podișor	H2T-N-1015	
24.	8.1	Modernizarea infrastructurii sistemului de înmagazinare gaze naturale–Bilciurești	UGS-F-311	Bilciuresti daily withdrawal capacity increase
25.	8.2	Creșterea capacității de stocare subterană gaze naturale a depozitului Ghercești	USG-F-398	Ghercesti Underground Gas Storage in Romania
26.	8.3	Depozit nou de stocare subterană a gazelor naturale Fălticeni (Moldova)	USG-N-399	New Underground Gas Storage at Falticeni
27.	8.4	Creșterea capacității de stocare subterană gaze naturale la depozitul Sărmășel (Transilvania)	USG-N-371	Sarmasel undeground gas storage in Romania
28.	8.5	Modernizarea infrastructurii de înmagazinare gaze naturale - Bălăceanca	USG-N-606	Modernization of the natural gas storage infrastructure - Balaceanca UGS
29.	8.6	Unitate de stocare Depomureș	USG-A-233	Depomureș

Tabel 9- Comparație coduri PDSNT 2024 cu TYNDP 2022

11. MODALITĂȚI DE FINANȚARE

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

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

În ceea ce privește modalitățile de finanțare luate în considerare pentru realizarea proiectelor majore de dezvoltare a Sistemului Național de Transport gaze naturale în perioada 2024–2033 sunt constituite din:

- surse proprii;
- surse atrase.

În analiza resurselor financiare s-a luat în considerare doar necesarul acoperirii proiectelor cu statut FID. Valoarea Proiectelor Majore Transgaz pentru perioada 2024–2033, cu statut FID estimată la 499,4 milioane euro, va fi acoperită în procent de 26% din surse proprii, 57% din surse împrumutate și 17% din surse nerambursabile.

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

12. SCENARIILE DO MINIM ȘI DO MAXIM

Având în vedere statutul proiectelor majore acestea au fost grupate în două scenarii "do minim" (proiecte cu statut FID și A non FID) și "do maxim" (toate proiectele). Această clasificare este necesară în scopul realizării evaluării de mediu.

Varianta 1 – DO MINIM

Nr. proiect	Denumire proiect	Statut
Transport gaze naturale		
7.1	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 de Transport pentru preluarea gazelor naturale de la țărmul Mării Negre (Tuzla – Podișor)	FID
7.4	Interconectarea România-Serbia	A non FID
Înmagazinare		
8.1	Modernizarea infrastructurii sistemului de înmagazinare gaze–Bilciurești	FID
8.2	Creșterea capacității de stocare subterană gaze naturale a depozitului Ghercești	FID
8.4	Creșterea capacității de stocare subterană gaze naturale la depozitul Sărmășel (Transilvania)	A non FID
8.6	Retehnologizarea și dezvoltarea depozitului de înmagazinare subterană gaze naturale Târgu Mureș	A non FID

Tabel 10 - Lista proiecte majore – Scenariul de referință " DO MINIM"

Varianta 2 – DO MAXIM

Nr. proiect	Denumire proiect	Statut
Transport gaze naturale		
7.1	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 de Transport pentru preluarea gazelor naturale de la țărmul Mării Negre (Tuzla – Podișor)	FID
7.3	Amplificarea coridorului de transport bidirecțional Bulgaria–România–Ungaria–Austria (BRUA-Faza III)	LA non FID
7.4	Interconectarea România-Serbia	A non FID
7.5	Dezvoltare-Modernizare infrastructura de transport gaze naturale în zona de Nord-Vest a României	LA non FID
7.6	Creșterea capacității de transport gaze naturale a interconectării România-Bulgaria pe direcția Giurgiu-Ruse	LA non FID
7.7	Eastring - România	LA non FID
7.8	Sistem de monitorizare, control și achiziție de date pentru stațiile de protecție catodică aferente Sistemului Național de Transport Gaze Naturale	LA non FID
7.9	Dezvoltarea sistemului SCADA pentru Sistemul Național de Transport Gaze Naturale	LA non FID

Nr. proiect	Denumire proiect	Statut
7.10	Modernizare SMG Isaccea 2 și SMG Negru Vodă 2 în vederea realizării curgerii bidirecționale pe conducta T2	LA non FID
7.11	Modernizare SMG Isaccea 3 și SMG Negru Vodă 3 în vederea realizării curgerii bidirecționale pe conducta T3	LA non FID
7.12	Interconectarea SNT la Terminal GNL amplasat la malul Mării Negre	LA non FID
7.13	Terminal GNL	LA non FID
Transport hidrogen		
9.5.1	Modernizarea conductei Isaccea – Jupa pentru transportul hidrogenului	LA non FID
9.5.2	Modernizarea conductei Giurgiu - Nădlac pentru transportul hidrogenului	LA non FID
9.5.3	Modernizarea conductei Marea Neagră - Podișor pentru transportul hidrogenului	LA non FID
9.5.4	Modernizarea conductei Onești - Ungheni pentru transportul hidrogenului	LA non FID
9.5.5	Modernizarea interconectării România - Serbia pentru transportul hidrogenului	LA non FID
9.5.6	Modernizarea conductei Coroi – Medieșu Aurit pentru transportul hidrogenului	LA non FID
9.5.7	Modernizarea conductei Negru Vodă - Isaccea pentru transportul hidrogenului	LA non FID
9.5.8	Modernizarea conductei Vadu – T1 pentru transportul hidrogenului	LA non FID
9.5.9	Culoar pentru transport hidrogen pe direcția Giurgiu-Podișor–Bibeuști-Jupa-Horia-Nădlac	LA non FID
9.5.10	Culoar pentru transport hidrogen pe direcția Marea Neagră-Podișor	LA non FID
Înmagazinare		
8.1	Modernizarea infrastructurii sistemului de înmagazinare gaze–Bilciurești	FID
8.2	Creșterea capacității de stocare subterană gaze naturale a depozitului Ghercești	FID
8.3	Depozit nou de stocare subterană a gazelor naturale Fălticeni (Moldova)	LA non FID
8.4	Creșterea capacității de stocare subterană gaze naturale la depozitul Sărmășel (Transilvania)	A non FID
8.5	Modernizarea infrastructurii de înmagazinare gaze naturale - Bălăceanca	LA non FID
8.6	Retehnologizarea și dezvoltarea depozitului de înmagazinare subterană gaze naturale Târgu Mureș	A non FID

Tabel 11- Lista proiecte majore – Scenariul de referință " DO MAXIM"

13. PLANUL DE MODERNIZARE ȘI DEZVOLTARE INVESTIȚII PENTRU PERIOADA 2024-2026

Nr.crt	Denumirea categoriei de lucrări	2023	2024	2025	2026
1	MODERNIZAREA ȘI RETEHOLOGIZAREA 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)				
1.2	SISTEM COMANDĂ ACHIZIȚII DATE (Anexa 2)				
2	DEZVOLTAREA SISTEMULUI DE TRANSPORT GAZE ȘI INSTALAȚII AFERENTE				
2.1.	CONDUCTE DE TRANSPORT GAZE NATURALE				
1	Înlocuire subtraversare DJ, CF Centura București și CF Progresu a conductei de transport gaze naturale DN 700 Inel București, tronson Moara Domnească- Măgurele				
2	Punerea în siguranță a conductelor de transport gaze naturale DN 500 Filipești - Răzvad și DN 400 Filipești - Moreni, subtraversare râu Cricovul Dulce, zona I.L. Caragiale, județul Dâmbovița				
3	Punere în siguranța a conductei de transport gaze naturale DN 500 Turcinești-Isalnita la traversarea aeriana a paraului Bradesti, zona loc. Almaj, jud. Dolj				
4	Punere în siguranță a conductei de transport gaze naturale DN 500 Posada-Bobolia, la subtraversare râu Prahova zona Nistorești-Breaza, jud. Prahova				
5	Punere în siguranța traversare aeriana peste raul Tarnava Mica cu ctgn DN200 Fantanele-Sovata, zona Chibed, județul Mures				
6	Punere în siguranță a conductelor DN500 Hurezani-Corbu-București F1 și F2 la traversarea aeriană a pârâului Amarașua, zona loc. Stejari, jud. Gorj				
7	Punerea în siguranță a conductei DN300 Racord PM Stejari în proximitatea pârâului Amarașua, zona loc. Stejari, jud. Gorj				
8	Punere în siguranța a conductei de transport gaze naturale DN 800 Butimanu - Brazi la subtraversare rau Prahova, zona Stancești, jud. Prahova				
9	Deviere conducte de transport gaze naturale DN 800 Onesti-Han Domnesti și DN 500 Onesti-Adjudul Vechi, în zona loc. Caiuti jud. Bacau				
10	Punere în siguranța a trav. Aeriene a Paraului Valea Tarsei cu CTGN DN 700 Platou Izvor Sinaia - Filipești, lo. Valea Tarsei, jud. Prahova				
11	Punere în siguranța a conductei de transport gaze naturale DN 350 Cășei-Baia Mare la subtraversarea paraului Craica, zona loc. Baia Mare, jud. Maramures				
12	Montare robinet de reglare în incinta SR 2 Podisor			Anulat	
13	Punere în siguranța supratraversare CF din zona localității Valea Mare Pravat cu conducta de transport gaze naturale DN600 Mateias - Schitu Golesti				
14	"Punere în siguranță subtraversare Râu Siret cu conducta DN 500 Onești - Adjudul Vechi, în zona localității Adjudul Vechi, jud. Vrancea.				

Nr.crt	Denumirea categoriei de lucrări	2023	2024	2025	2026
15	Punere în siguranță subtraversare pârâu Șușița cu conducta de transport gaze naturale DN 250 Racord SRM Focșani în zona localității Țițești jud. Vrancea				
16	Punerea în siguranță a conductei de transport gaze naturale Corunca-Coroi-Sinca București 28"-24"-20" Platou Izvor Sinaia-Filipești, în zona localității Valea Târsei, jud. Prahova, punct Ferma				
17	Punere în siguranța traversare aeriana Rau Tarnava Mica cu conductele de transport gaze naturale DN 200Fantanele-Sovata, zona Trei Sate jud. Mures				
18	Cuplarea traversării aeriene a raului Siret in conducta de transport gaze naturale DN 800 Han Domnesti-Tecuci, zona Cosmesti				
19	Punere în siguranța a conductelor DN400 Campina-Nedelea și DN 500 Posada-Bobolia, zona Vrajitoarea jud. Prahova				
20	Punerea în siguranță a conductei de transport gaze naturale DN 800 BRUA, zona localității Jupânești, jud. Gorj				
21	Înlocuirea conductei de transport gaze naturale DN 500 Moinești-Dărmănești, în zona localității Dărmăneasca-Dărmănești, jud. Bacău				
22	Punere în siguranță a conductei de transport gaze naturale DN700 Platou Izvor Sinaia - Filipești, în zona Ghioșești Comarnic județul Prahova				
23	"Punere în siguranță subtraversare pârâu Nisipoasa cu conducta de transport gaze naturale DN400 Govora-Drăgășani, în zona satului Scăioși, județul Vâlcea				
24	Punerea în siguranță a conductei de transport gaze naturale DN700 Platou Sinaia - Filipești, zona Talea - Breaza, județul Prahova				
25	Punerea în siguranță tronson conductă gaze naturale DN 350 Căței - Baia Mare la subtraversarea pârâului Bloaja, zona localității Cernești, jud. Maramureș				
26	Punere în siguranță conducte de transport gaze naturale DN 700 Moghioroș-Onești și DN 800 Moghioroș-Onești, în zona localității Ferăstrău, jud. Bacău				
27	"Punere în siguranță conducta de transport gaze naturale 20"" Drăgușeni - Spătăreni, în zona localității Drăgușeni, județul Suceava				
28	Punere în siguranța tronson conducta transport gaze naturale DN 300 Satu-Mare-Baia-Mare la subtraversarea paraului Ilba, zona localității Ilba, jud. Maramures				
29	Punerea în siguranța a subtraversării raului Ampoi cu conducta de transport gaze naturale DN 200 Alba Iulia- Zlatna, in zona localitatii Presaca Ampoiului, jud. Alba				
30	Crearea posibilității de curgere bidirecțională a gazelor naturale pe T3 la SMG Isaccea 4				
31	Crearea posibilității de curgere bidirecțională a gazelor naturale pe T3 la SMG Negru Voda 3				
32	"Punerea în siguranță a conductei de transport gaze naturale DN 300 Simeria - SRM Hunedoara I în zona localităților Bârcea Mică și Peștișu Mare, județul Hunedoara				
33	Punere în siguranță traversare aeriană peste râu Plapcea cu conducta de transport gaze naturale DN 100 racord alimentare SRM Scornicești, jud. Olt				

Nr.crt	Denumirea categoriei de lucrări	2023	2024	2025	2026
34	Punerea în siguranță a conductei DN 300 Sibiu - Cisdădie la traversarea aeriană a pârâului Argintului, zona SRM Transilvania Automobile, județul Sibiu				
35	Punerea în siguranță a subtraversării râului Cibin cu conducta de transport gaze naturale DN 400 limita județ Alba - Sibiu, în zona localității Orlat, jud. Sibiu				
36	Racordare SRM Seuca la conducta de transport gaze naturale DN 600 Coroi-Masloc (Vest 2)				
37	Punere în siguranța traversare aeriana rau Aries cu conducta de transport gaze naturale DN 500 Ozd - Campia Turzii în zona Lunca, jud. Cluj				
38	Punere în siguranța a conductei de transport gaze naturale DN 500 Posada-Bobolia (stanga rau) la subtraversarea râului Prahova, zona Comarnic, jud. Prahova				
39	"Adaptare la teren și montare gară de primire GODEVIL DN 700 pe conducta de transport gaze naturale DN 700 Inel București				
40	"Punere în siguranță a conductei de transport gaze naturale DN 700 Tăuții Măgheraș-Ulmeni la subtraversarea râului Lăpuș, zona localității Bușag, jud. Maramureș				
41	"Punere în siguranță a conductei de transport gaze naturale DN 500 Schitu Golesti-Govora-Dragasani, subtraversare Râu Topolog, în zona localității Tigveni, jud. Arges				
42	Punere în siguranța a conductei de transport gaze naturale DN 500 Schitul Golesti-Govora, în zona Slanic, jud. Arges				
43	"Punerea în siguranță a conductei DN 700 Moghioroși - Onești și DN 800 Moghioroși - Onești în zona loc. Hârja (Pisotaia), com. Oituz, Jud. Bacău				
44	Punerea în siguranța a conductei de transport gaze naturale DN 500 Schitu Golesti - Pitesti - Corbu (Fir 2) zona Pitesti				
45	"Modernizare conductă de racord și SRM Vladimirescu, localitatea Vladimirescu, jud. Arad				
46	Punerea în siguranță a conductei DN 300 Agârbiciu - Sibiu, zona Șeica Mare				
47	Punere în siguranță a conductei DN 80 Racord Alimentare Ucea de Jos și adaptare la teren SRM Ucea de Jos"				
48	Punerea în siguranța a conductei de transport gaze naturale DN500 Schitu Golesti-Tigveni la traversarea aeriana paraului Valea Danului, zona loc. Valea Danului, jud. Arges				
49	Punere în siguranță a conductei de transport gaze naturale DN 500 Corbu-Turnu Măgurele F2 la subtraversarea râului Vedea, zona localității Icoana, jud. Olt				
50	"Montarea unui sistem de măsurare a debitelor de gaze naturale la SMG Negru Voda Tranzit 1 (calculatoare de debit, sistem de supervizare și traductoare)				
51	Interconectare conducta de transport gaze naturale DN 800 Crevedia - Podișor cu conducta DN 400 Gura Șuții - București în zona localității Slobozia Moară, județul Dâmbovița				
52	Înlocuire tronson conductă Botoșani - Bucecea, în zona sat Baisa, jud. Botoșani				
53	Punere în siguranță traversare aeriană a râului Ghimbașel cu CTGN DN 700 Paltin-Gura Diham - Tronson ET Mediaș în zona Șantier Râșnov, jud. Brașov				

Nr.crt	Denumirea categoriei de lucrări	2023	2024	2025	2026
54	Punere în siguranță traversare aeriană a paraului Palos cu CTGN DN300 Beia-Hoghiz în zona SPC Palos, jud. Brasov				
55	Punere în siguranță CTGN DN 300 ocolire Piatra Neamt în zona Valeni și montarea unei instalații de reglare presiune gaze naturale în zona localității Savinesti, jud. Neamt				
56	Punere în siguranță conducte de transport gaze naturale DN800 Onesti-Han Domnesti siii DN 500 Onesti Adjutul Vechi, în zona loc. Stefan Cel Mare				
57	Punere în siguranță traversare aeriană pârâul Racovița și pârâu Moașa cu CTGN DN 200/150mm Racord SRM Turnu Roșu în zonele Racovița și Sebeșul de Sus, județul Sibiu				
58	Punere în siguranță conducta de transport gaze naturale DN 80 - Racord alimentare cu gaze SRM Bisericani în zona Schit Bisericani, jud. Neamț				
59	Conductă de transport gaze naturale SRM Timișoara I – SRM Timișoara III (inclusiv alimentare cu energie electrică, protecție catodică și fibră optică)				
60	"Conductă de Transport Gaze Naturale DN 500 Plătărești - Bălăceanca				
61	Conductă de transport gaze naturale Câmpulung Moldovenesc-Vatra Dornei-tronson Pojorâta-Vatra Dornei				
62	Conductă de transport gaze naturale Arinis - Oarta de Jos (inclusiv alimentare cu energie electrică, protecție catodică și fibră optică)				
63	Conductă Transport Gaze Naturale Techirghiol - Ovidiu				
64	Conductă de transport 28" Gănești - Botorca și realizare interconectari între conducta nouă 28" Coroi - Ganesti și conductele 28" Band - Idrifaia, respectiv 24" Coroi - Botorca - Bacia (Vest II), în zona localităților Bahnea și Gănești				
65	Conductă de transport gaze naturale Râmnicu Vâlcea - Tetila (inclusiv alimentare cu energie electrică, protecție catodică și fibră optică)				
66	Conductă de transport gaze naturale Ghercești - Jitaru				
2.2	CREȘTEREA CAPACITĂȚII DE TRANSPORT A SNT				
1	Conductă de Transport Gaze Naturale Dn600 Mihai Bravu – Siliștea și transformarea în conductă godevilabilă. Subtraversare Dunăre Braț Măcin				
2	Conductă de Transport Gaze Naturale Dn600 Mihai Bravu – Siliștea și transformarea în conductă godevilabilă. Subtraversare Dunăre Braț Borcea				
3	Dezvoltarea pe teritoriul României a coridorului sudic de transport pentru preluarea gazelor naturale de la Țarmul Marii Negre (Țarmul Marii Negre - Podișor)				
4	Modernizare STC Vințu				
5	Conducta de transport gaze naturale pentru alimentare cu gaze naturale CET Mintia (inclusiv alimentare cu energie electrică, protecție catodică și fibră optică)				
6	Mihai Bravu - Siliștea (fără Dunare)				
7	BRUA (faza 2)				
7.1	Execuție CTGN fir				
7.2	Achiziție Compresor Centrifugal Podișor				
7.3	Execuție SCG Podișor faza 2				
7.4	Achiziție Compresor Centrifugal Bibești				

Nr.crt	Denumirea categoriei de lucrări	2023	2024	2025	2026
7.5	Executie SCG Bibești faza 2				
7.6	Achiziție Compresor Centrifugal SC Jupa				
7.7	Execuție SCG Jupa faza 2				
8	"Conducta de transport gaze naturale DN 500 Horia - Borș				
9	Conducta de transport gaze naturale Dn 800 Bordoșiu - Coroi (inclusiv alimentare cu energie electrică, protecție catodică și fibră optică)				
10	SCG Coroi				
11	Creșterea capacității de transport a SNT și a siguranței aprovizionării cu gaze naturale a Sucursalei Electrocentrale Ișalnița (județul Dolj) și a Sucursalei Electrocentrale Turceni (județul Gorj)				
11.1	Conductă de transport gaze naturale NT Hurezani – Bibești – NT Turburea, județul Gorj				
11.2	Conductă de transport gaze naturale Țânțăreni – Turceni, județul Gorj				
11.3	Conductă Racord CCGT Ișalnița, județul Dolj				
12	Conducta de transport gaze naturale DN 700 Săușa-Târgu Mureș				
2.3	LUCRĂRI DE CONSTRUCȚII ȘI INSTALAȚII DE SUPRAFAȚĂ PENTRU STAȚII DE REGLARE MĂSURARE (Anexa 3)				
2.4	STAȚII DE PROTECȚIE CATODICĂ (Anexa 4)				
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. E¹ SI E²				
1	Conducta de Transport Gaze Naturale Tg. Neamț - Baltatești, Jud. Neamț				
2	Conducta de transport gaze naturale Deta - Moravita, Jud. Timis				
3	CTGN Bentu, CTGN Siliștea București-Cotu Ciorii				
4	Conducta de transport gaze naturale Prunișor - Orșova - Baile Herculane - Jupa				
4.1	Conducta de transport gaze naturale Prunișor - Orșova - Baile Herculane - Jupa - LOT 1				
4.2	Conducta de transport gaze naturale Prunișor - Orșova - Baile Herculane - Jupa - LOT 2				
4.3	Conducta de transport gaze naturale Prunișor - Orșova - Baile Herculane - Jupa - LOT 3				
4.4	Conducta de transport gaze naturale Prunișor - Orșova - Baile Herculane - Jupa - LOT 4				
5	Conducta de transport gaze naturale Vernești - Mărăcineni - Poșta Călnău, Judetul Buzău, Etapa II = Mărăcineni - Poșta Călnău				
6	Conducta de transport gaze naturale Ghergheasa - Focșani				
7	Conducta de transport gaze naturale Lugașu - Huedin				
8	Conducta de transport gaze naturale Vladimirescu - Lipova				

Nr.crt	Denumirea categoriei de lucrări	2023	2024	2025	2026
9	Conducta de transport gaze naturale Segarcea - Bailesti - Calafat				
10	Alimentarea cu gaze naturale a orasului Borsec				
11	Alimentarea cu gaze naturale a localitatilor de pe directiile de consum Moinesti - Asau si Mihaileni-Lunca de Sus, situate in zona ADI "Trotus Gaz Palanca", judetele Bacau si Harghita				
12	Alimentarea cu gaze naturale a localitatilor de pe directiile de consum Scanteia – Deleni si Petresti - Costuleni, situate in zona ADI "PLAIURILE JIJIEI", judetul Iasi				
13	Alimentarea cu gaze naturale a localitatilor Praid, Lupeni, Corund si Atid, situate în zona ADI GORDON TARNAVA, judetul Harghita				
14	Potențiale proiecte de investiții în SNT, funcție de solicitări, de rezultatele Studiilor tehnico-economice și de finalizarea proiectelor tehnice				

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	2023	2024	2025	2026
1	NT Racova - alim cu energie electrica a componentelor de actionare si automatizare				
2	Alimentare cu energie electrica consumatori vitali NT Podisor				
3	Montare robinet de reglare pentru alimentare subsistem Corbu-Turnu Magurele din NT Corbu				
4	Montare robinet de reglare în cadrul NT Hurezani pe direcția Hurezani-Corbu-București fir godevilabil				
5	Alimentare cu energie electrică a componentelor de acționare și automatizare la NT Munteni-linie electrica si post de transformare				
6	Montare gara primire godevil DN600/ANSI40 in NT RECAS				
7	Modernizari NT Lazaresti-Alimentare cu energie electrică a componentelor de acționare , automatizare și supraveghere obiectiv				
8	Modernizare NT Jugureanu, inclusiv alimentare cu energie electrică a obiectivului, cât și a componentelor de acționare și automatizare, jud. Brăila				
9	Alimentare cu energie electrică a componentelor de acționare , automatizare și supraveghere la N.T. Dealul Frumos				

PMDI – Anexa 2 – SISTEM COMANDĂ ACHIZIȚII DATE

Nr. crt	Denumirea categoriei de lucrări	2023	2024	2025	2026
1	Modernizarea infrastructurii centrale hardware și software - servere și stații operator SCADA				
2	Interconectare, control și monitorizare sistem SCADA BRUA				
3	Interconectare, control și monitorizare sistem SCADA Moldova NE."				
4	Interconectare, control și monitorizare sistem SCADA Tuzla-Podișor				

Nr. crt	Denumirea categoriei de lucrări	2023	2024	2025	2026
5	Sistem SADZ - Implementare sistem alarmare valoare presiune convertor de volum PTZ4				
6	Solutie de comunicatii industriale interconect				

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

Nr. crt.	Denumirea categoriei de lucrări	2023	2024	2025	2026
1	Alimentare cu energie electrică și instalații electrice interioare la SRM Marpod				
2	SRM Moinesti I (Dealul Mare) racordare la SNTGN respectiv la Sistemul de distribuție gaze naturale				
3	Sistem de protecție împotriva descărcărilor atmosferice, cu paratoner și instalație de legare la pământ pentru protejarea instalațiilor mecanice și electrice ce aparțin obiectivului SRM Șona - ET Mediaș				
4	Sistem de protecție împotriva descărcărilor atmosferice, cu paratoner și instalație de legare la pământ pentru protejarea instalațiilor mecanice și electrice ce aparțin obiectivului SRM Crăciunelu de Jos - ET Mediaș				
5	Alimentare cu energie electrică și instalații electrice interioare la SRM Filiasi				
6	Sistem de protecție împotriva descărcărilor atmosferice, cu paratoner și instalație de legare la pământ pentru protejarea instalațiilor mecanice și electrice ce aparțin obiectivului SRM Moara Iacobeni - ET Cluj				
7	Sistem de protecție împotriva descărcărilor atmosferice, cu paratoner și instalație de legare la pământ pentru protejarea instalațiilor mecanice și electrice ce aparțin obiectivului SRM Sausa - ET Cluj				
8	Sistem de protecție împotriva descărcărilor atmosferice, cu paratoner și instalație de legare la pământ pentru protejarea instalațiilor mecanice și electrice ce aparțin obiectivului SRM Chetani - ET Cluj				
9	Alimentare cu energie electrică-soluție panouri voltaice și instalații de utilizare energie electrică la SRM SDE Belciugatele				
10	Adaptare teren pentru SRMP Băbeni				
11	Sistem de protecție împotriva descărcărilor atmosferice, cu paratoner și refacere instalație electrică de utilizare pentru obiectivul SRM Fulger Bragadiru				
12	Modernizare SRM Sighișoara				
13	Alimentare cu energie electrică și instalații electrice interioare la SRM Ighisul Nou				
14	Alimentare cu energie electrică la SRM Lechinta				
15	Inlocuire instalație tehnologică din cadrul SRM Dulcești, județul Neamț				
16	Alimentare cu energie electrică și instalații electrice interioare la SRM Foieni, județul Satu Mare				
17	Alimentare cu energie electrică SRM Marsa				
18	Alimentare cu energie electrică SRM Grindeni				
19	Reîntregirea sistemului de distribuție SRM Bistrița				
20	Alimentare cu energie electrică și instalații electrice interioare la SRM Vestem				

Nr. crt.	Denumirea categoriei de lucrări	2023	2024	2025	2026
21	Alimentare cu energie electrica și instalatii electrice interioare la SRM Cenade				
22	Alimentare cu energie electrică și instalații electrice interioare la SRM Șelimbăr				
23	Alimentare cu energie electrică și instalații electrice interioare la SRM Mohu				
24	Reamplasare tablou electric general la SRM Ion Neculce jud. Iasi				
25	Modernizare si inlocuire instalatii tehnologice în cadrul SRM Miercurea Ciuc				
26	Modernizare Instalatie Tehnologica SRMP Arad I				
27	Relocare si adaptare la teren a instalatiei tehnologice SRM Poroterom Orastie pe locatia SRM Baru				
28	Înlocuire SRM Măgurele București				
29	Adaptare la teren pentru SRM Falticeni, jud.Suceava				
30	Drum acces SRMP Arad I modernizare instalatie tehnologica				
31	Racord și SRMP Craiova Sud, jud. Dolj				
32	Modernizare SRM Pascani II				
33	Modernizare SRM Onesti, jud.Bacău				
34	Alimentare cu energie electrica și instalatii electrice interioare la SRM Daia				
35	Amplasare panouri fotovoltaice pentru producerea energiei electrice în scop de autoconsum la obiective Transgaz				

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

Nr. crt.	Denumirea categoriei de lucrări	2023	2024	2025	2026
1	Protecție catodică pe conducta DN250 Racord alimentare cu gaze naturale SRM Oarja, judetul Arges				
2	Protecție catodică pe conducta de transport DN 500 PM402 Simnic-Pielești				
3	Relocare stație de protecție catodică Bradu 8 5/8" jud. Argeș.				
4	Stație de protecție catodică Șercaia, jud. Brașov.				
5	Protecție catodică a conductei DN400 Racord de alimentare cu gaze naturale SRM Vaslui"				
6	Protecție catodică pe conducta de transport gaze naturale DN400 Racord SRM Alprom Slatina, județul Olt				

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

Nr. crt	Denumirea categoriei de lucrări	2023	2024	2025	2026
1.	Adaptare la teren a instalațiilor de odorizare				

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	2023	2024	2025	2026
1	LUCRĂRI PRIVIND PUNEREA ÎN SIGURANȚĂ A CONDUCTEI DE TRANSPORT GAZE NATURALE Ø20" HATEG - DEALUL BABII - PAROSENI, zona Dealul Babii, jud. Hunedoara				
2	PUNEREA ÎN SIGURANȚĂ A CONDUCTEI Ø 10" FRASIN - SPĂTĂREȘTI în zona Spătărești				
3	LUCRĂRI PRIVIND PUNEREA ÎN SIGURANȚĂ RACORD DE ALIMENTARE CU GAZE NATURALE SRM RĂCĂCIUNI, zona popas turistic Dumbrava				
4	CONDUCTA DE TRANSPORT GAZE NATURALE DN 500 SARMASEL - BAIA MARE - SATU MARE, zona Sucutard				
5	PUNEREA ÎN SIGURANȚĂ A CONDUCTEI DN 350 LUNA - AIUD, DN250 LUNA – OCNA MUREȘ (FIR I) ȘI DN250 LUNA -OCNA MUREȘ (FIR II), zona Razboieni				
6	PUNEREA IN SIGURANTAA CONDUCTEI DE TRANSPORT GAZE NATURALE DN 300 CORMENIS-APA, zona Buciumi				

Notă: Programul de modernizare și dezvoltare investiții 2024 – 2026 aprobat în HCA nr. 36 din 19 decembrie 2023 cu actualizările ulterioare.

- Lucrări care au fost finalizate.
- Lucrări care nu au fost finalizate în anul estimat inițial și se continuă.
- Lucrări în continuare conform estimării initiale.

În cadrul PMDI pentru anul 2024 și a estimărilor pentru perioada 2025-2026 au fost cuprinse investiții în dezvoltări ale SNT în conformitate cu prevederile Legii 123/2012 a energiei electrice și a gazelor naturale, cu modificările și completările ulterioare, investiții care să asigure extinderea Sistemului Național de Transport în zone cu sisteme de distribuție nou înființate.

Valorile estimate pentru dezvoltarea rețelei de transport pe teritoriul României sunt cuprinse în PMDI la capitolele **LUCRĂI ACCES SNT** și **DEZVOLTAREA SNT CONFORM LEGII 123/2012 (ACTUALIZATA), ART.130, AL. E¹ SI E², astfel:**

- mii lei -

	BVC 2024	Estimat 2025	Estimat 2026
Lucrări acces SNT	85.399	30.122	27.699
Dezvoltare SNT conform legii 123/2012	65.078	12.839	45.000
TOTAL	150.477	42.961	72.699

Sumele cuprinse în Planul de Dezvoltare a SNT 2024-2033 privind extinderea și dezvoltarea SNT asigură posibilitatea racordării la SNT a localităților din România, în conformitate cu prevederile Legii nr. 123/2012 a energiei electrice și a gazelor naturale, actualizată, cu modificările și completările ulterioare și cele ale Ordinului ANRE nr. 82/2017.

14. 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 direcții majore în care România trebuie să lucreze și să se dezvolte pentru dobândirea acestui statut sunt prezentate în **Pactul pentru Energie** și anume:

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

Prin resursele sale semnificative și prin oportunitățile oferite de poziționarea geografică, România își poate asigura un grad ridicat de securitate energetică și integrare regională, sectorul energetic putând deveni un veritabil "motor de creștere economică".

Interconectarea transfrontalieră a rețelelor este astăzi, o prioritate în politica energetică a României.

Orice scenariu de dezvoltare a producției de gaze naturale și de energie electrică sau de diversificare a surselor externe de import necesită o **infrastructură adecvată de transport**. Pentru a răspunde cerințelor politicii Uniunii Europene în domeniul energiei bazată pe cele trei obiective fundamentale: **siguranță energetică, dezvoltare durabilă și competitivitate**, **SNTGN Transgaz SA** a prevăzut în planul de administrare pentru perioada 2021-2025 creșterea nivelului de adecvanță al rețelei de transport gaze naturale în vederea asigurării interoperabilității cu sistemele vecine, dezvoltarea, reabilitarea și modernizarea infrastructurii de transport gaze naturale, îmbunătățirea eficienței și interconectarea cu sistemele de transport gaze naturale din țările vecine.

Prin realizarea obiectivelor stabilite în **Planul de dezvoltare pe 10 ani, 2024–2033, Transgaz** are ca obiectiv să devină un lider în sectorul energetic, un important operator de transport gaze naturale pe piața internațională a gazelor naturale, cu un sistem național de transport modernizat, inteligent, integrat la nivel european și cu un sistem de management modern, aliniat la standardele de performanță și reglementările legislative internaționale.

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

Conștient 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 investiții estimate la aprox. 9 miliarde euro (din care 736,2 milioane euro pentru proiecte FID și A non FID), proiecte ce vor avea ca rezultat crearea unor culoare de transport gaze naturale esențiale pentru transportul, atât pe piața autohtonă cât și pe piețele din regiune, a cantităților de gaze naturale descoperite în Marea Neagră, dar și pentru integrarea României în marile trasee transfrontaliere ale Coridorului Sud-Est/Nord-Sud al Europei.

Capabilitatea companiei de a se transforma și de a răspunde, în anii ce urmează, cerințelor generate de resursele gazeifere ale României, este una din cele mai mari provocări 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 esențiale pentru bunăstarea României, dar va fi și un litmus test pentru a demonstra investitorilor străini abilitatea României de a crea condiții propice de dezvoltare și atragere a investițiilor străine.

**DIRECTOR GENERAL
STERIAN ION**

Definiții și abrevieri

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

Listă figuri, grafice și tabele

FIGURI

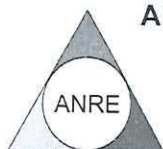
Figura 1- Harta organizării teritoriale a SNTGN Transgaz SA.....	8
Figura 2 - Harta Sistemului Național de Transport Gaze Naturale și capacitățile în punctele de întreconectare transfrontaliere (Mld.Smc/an)	9
Figura 3- Reprezentarea schematică a pieței gazelor naturale din România	11
Figura 4 - Lungimile sistemelor de transport gaze naturale din țările vecine.....	15
Figura 5 - Harta culoarelor aferente proiectelor majore din SNT.....	38
Figura 6 – Proiecte majore de înmagazinare gaze naturale – Depogaz.....	56
Figura 7 – Proiecte majore de înmagazinare gaze naturale – Depomureș.....	63
Figura 8 - Propunere a "coloanei vertebrale" a SNT pentru transportul hidrogenului, Sursă: Transgaz (2021).....	68

GRAFICE

Grafic 1 - Evoluția cantităților de gaze naturale transportate inclusiv cele destinate înmagazinării subterane.....	6
Grafic 2 -Pondere consumului de gaze SNT în total gaze naturale transportate inclusiv cele destinate înmagazinării	6
Grafic 3- Previziuni ale cantităților de gaze naturale transportate inclusiv cele destinate înmagazinării subterane.....	6
Grafic 4 - Structura acționariatului Transgaz la 31 decembrie 2023	7
Grafic 5-Consumul de gaze naturale pe piața din România în perioada 2014–2023 (GWh).....	25
Grafic 6- Consumul sezonier de gaze naturale în perioada 2014-2023 (TWh).....	25
Grafic 9 – Producția internă de gaze naturale în funcție de principalii producători	27
Grafic 10 – Sursele de aprovizionare cu gaze naturale în perioada 2014-2023	27
Grafic 11– Prognoza producției de gaze naturale ROMGAZ în perioada 2024–2033	28
Grafic 12– Prognoza producției de gaze naturale Black Sea Oil and Gas în perioada 2024–2033	28
Grafic 13– Prognoza producției de gaze naturale OMV Petrom în perioada 2024–2033	29
Grafic 14 – Prognoza producției de gaze naturale Neptun Deep în perioada 2024–2033	29
Grafic 15– Prognoza producției de gaze naturale în perioada 2024–2033 conform producătorilor de gaze naturale	29
Grafic 16– Capacități rezervate în perioada 2014-2024	31
Grafic 17 - Producția de hidrogen pe tipuri de tehnologii, exprimată în tone, pentru perioada 2017-2021.....	66
Grafic 18-Consumul de hidrogen pe ramuri industriale, exprimat în procente medii, pe perioada 2017 - 2021.....	66
Grafic 19 Rezumatul consumului estimat de hidrogen regenerabil și cu amprentă redusă de carbon împărțit pe sectoare exprimat în procente pentru anul 2030.....	67
Grafic 20 – Statutul Proiectelor Majore pentru transportul gazelor naturale.....	77
Grafic 21-Costul proiectelor majore pentru transportul gazelor naturale (mil.Euro)	78
Grafic 22– Efortul investițional pentru proiecte FID pentru transportul gazelor naturale.....	81
Grafic 23 - Efortul investițional pentru proiecte A non FID pentru transportul gazelor naturale în funcție de termenul estimat de finalizare (mil. Euro)	82
Grafic 24 - Efortul investițional pentru proiecte FID și A non FID pentru transportul gazelor naturale în funcție de termenul estimat de finalizare (mil. Euro).....	82
Grafic 25 - Efortul investițional pentru proiecte LA non FID pentru transportul gazelor naturale în funcție de termenul estimat de finalizare (mil. Euro).....	84
Grafic 26- Statut Proiecte Majore de înmagazinare.....	86
Grafic 27 – Costul estimat al proiectelor majore de înmagazinare (mil. Euro).....	87
Grafic 28- Efortul investițional pentru proiectele de înmagazinare în funcție de termenele de finalizare (mil. EURO)	88
Grafic 29 – Statutul Proiectelor Majore Transgaz pentru transportul hidrogenului.....	89
Grafic 30-Costul proiectelor majore pentru transportul hidrogenului (mil.Euro).....	90

TABELE

Tabel 1 - PEAK și consum maxim 14 zile	26
Tabel 2 - Punctele de import gaze naturale.....	35
Tabel 3 – Prognoze valoare N-1 pe 10 ani.....	36
Tabel 4 – Statutul Proiectelor Majore Transgaz pentru transportul gazelor naturale.....	77
Tabel 5 – Proiecte pentru care se aplică procedura Open Season.....	78
Tabel 6 - Planificare Proiecte Majore pentru transportul gazelor naturale în perioada 2024-2033.....	85
Tabel 7 – Statutul Proiectelor Majore Transgaz pentru transportul hidrogenului pur.....	89
Tabel 8 - Planificare Proiecte Majore pentru transportul hidrogenului pur perioada 2024-2033	91
Tabel 9 - Comparatie coduri PDSNT 2024 cu TYNDP 2022	93
Tabel 10 - Lista proiecte majore – Scenariul de referință “ DO MINIM”	95
Tabel 11- Lista proiecte majore – Scenariul de referință “ DO MAXIM”	96



S.N.T.G.N. TRANSGAZ S.A.
INTRARE Nr. 107468
IEȘIRE
Ziua 19 Luna 12 Anul 2024

DECIZIA nr. 2717-17.12.2024

privind aprobarea Planului de dezvoltare a sistemului național de transport al gazelor naturale pentru perioada 2024-2033

Având în vedere dispozițiile art. 125 alin. (6) – (8) și art. 128 alin. (1) lit. e) din Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare și ale art. 9 litera a) din Procedura privind fundamentarea și criteriile de aprobare a planurilor de investiții ale operatorilor de transport și de sistem, de distribuție și de înmagazinare a gazelor naturale, precum și ai terminalelor de GNL/hidrogen, aprobată prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 38/2019, cu modificările și completările ulterioare, în temeiul art. 5 alin. (1) lit. d) și art. 10 alin. (1) lit. a) din Ordonanța de urgență a Guvernului nr. 33/2007 privind organizarea și funcționarea Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei, aprobată prin Legea nr. 160/2012, cu modificările și completările ulterioare,

Președintele Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei emite următoarea

DECIZIE

Art. 1. Se aprobă Planul de dezvoltare a sistemului național de transport al gazelor naturale pentru perioada 2024-2033, elaborat de S.N.T.G.N. Transgaz. S.A. și transmis cu adresa înregistrată la Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei cu nr. 146955/01.11.2024, cu obligațiile prevăzute în anexa care face parte integrantă din prezenta decizie.

Art. 2. În termen de 90 de zile de la data comunicării prezentei decizii, S.N.T.G.N. Transgaz S.A. transmite Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei hotărârea Adunării Generale a Acționarilor privind aprobarea finanțării Planului de dezvoltare a sistemului național de transport al gazelor naturale prevăzut la art. 1.

Art. 3. S.N.T.G.N. Transgaz S.A. publică pe pagina proprie de internet, în termen de 5 zile lucrătoare de la data comunicării prezentei decizii, Planul de dezvoltare a sistemului național de transport al gazelor naturale prevăzut la art. 1.

Art. 4. S.N.T.G.N. Transgaz S.A. duce la îndeplinire prevederile prezentei decizii, iar direcțiile de specialitate din cadrul Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei urmăresc respectarea prevederilor acesteia.

Art. 5. La data intrării în vigoare a prezentei decizii, Decizia președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 1956/04.08.2023 își încetează aplicabilitatea.

Art. 6. Prezenta decizie se comunică S.N.T.G.N. Transgaz S.A. și se publică pe pagina de internet a Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei.

Președintele Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei

George-Sergiu NICULESCU



OBLIGAȚII

ale operatorului de transport și de sistem S.N.T.G.N. Transgaz S.A.

La elaborarea planului de dezvoltare a sistemului național de transport al gazelor naturale pentru perioada 2026-2035 (PDSNT 2026-2035), care va fi transmis la ANRE până la data de **1 august 2026**, S.N.T.G.N. Transgaz S.A. are în vedere următoarele obligații:

- a) Să respecte conținutul cadru prevăzut de *Procedura privind fundamentarea și criteriile de aprobare a planurilor de investiții ale operatorilor de transport și de sistem, de distribuție și de înmagazinare a gazelor naturale, precum și ai terminalelor de GNL/hidrogen*, aprobată prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 38/2019, cu modificările și completările ulterioare.
- b) Să demonstreze îndeplinirea condițiilor privind conținutul și conformitatea cu planul național integrat privind energia și clima și cu obiectivele stabilite în legislația europeană, prevăzute la art. 55 al *Directivei (UE) 2024/1788 a Parlamentului european și a Consiliului din 13 iunie 2024 privind normele comune pentru piețele interne în sectorul gazelor din surse regenerabile, al gazelor naturale și al hidrogenului, de modificare a Directivei (UE) 2023/1791 și de abrogare a Directivei 2009/73/CE*.
- c) Să coreleze PDSNT 2026-2035 cu planul la nivelul Uniunii de dezvoltare a rețelei pentru gaze naturale pe zece ani menționat la articolul 32 din *Regulamentul (UE) 2024/1789 al Parlamentului european și al Consiliului din 13 iunie 2024 privind piețele interne ale gazelor din surse regenerabile, gazelor naturale și hidrogenului, de modificare a Regulamentelor (UE) nr. 1227/2011, (UE) 2017/942 și (UE) 2022/869 și a Deciziei (UE) 2017/684 și de abrogare a Regulamentului (CE) nr. 715/2009 (reformare)*, cu strategia energetică națională, precum și cu planurile de amenajare și sistematizare a teritoriului în conformitate cu prevederile art. 125 alin. (7) din Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare, pe bază de documente cum ar fi: acorduri, angajamente, memorii, protocoale.
- d) Să actualizeze lista proiectelor de racordare a solicitanților la sistemul național de transport al gazelor naturale, în conformitate cu prevederile art. 130 alin. (1) din Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare.
- e) Să prezinte Planul detaliat de modernizare și dezvoltare pe zece ani, care va cuprinde cheltuielile anuale de investiții, defalcate anual pentru fiecare proiect, cu detalierea surselor de finanțare (fonduri proprii, fonduri împrumutate și fonduri nerambursabile), Lista proiectelor majore, valorile anuale, sursele de finanțare și stadiul deciziei de finanțare a proiectelor majore, Planul lucrărilor de mentenanță pentru perioada 2026-2035.
- f) Să prezinte analiza de impact a costurilor aferente investițiilor cuprinse în PDSNT 2026-2035 asupra tarifului de transport.
- g) Să transmită documentele de fundamentare actualizate ale proiectelor majore, cu prezentarea justificărilor privind modificările intervenite față de ediția aprobată a planului, după caz.
- h) Să identifice și să includă în PDSNT 2026-2035, după caz, investițiile necesare introducerii în sistem a gazelor din surse regenerabile și a hidrogenului, în conformitate cu legislația națională și europeană.
- i) Să prezinte hotărârea Adunării Generale a Acționarilor privind aprobarea prealabilă a PDSNT 2026-2035.