

PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE
privind măsurile de garantare a securității aprovizionării cu gaze
naturale în România



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

Cuprins

LISTĂ ACRONIME:	6
1. INTRODUCERE	7
2. DESCRIEREA SISTEMULUI DE GAZE NATURALE DIN ROMÂNIA	8
2.1. Descrierea funcționării rețelei de gaze naturale din România	8
2.1.1. Descrierea Sistemului Național de Transport gaze naturale	8
2.1.2. Operatorul Național de Transport și de Sistem	11
2.1.3. Sistemele de distribuție gaze naturale	12
2.1.4. Înmagazinarea subterană a gazelor naturale în România	13
2.1.5. Identificarea infrastructurilor-cheie relevante pentru siguranța furnizării	14
2.2. Consumul de gaze naturale în România	15
2.3. Producția de gaze naturale în România	18
2.4. Rolul gazelor naturale în producția de energie electrică	20
2.5. Rolul măsurilor de eficiență energetică și efectul acestora asupra consumului anual de gaze naturale	22
3. DESCRIEREA REȚELEI REGIONALE DE GAZE NATURALE PENTRU FIECARE GRUP DE RISC LA CARE PARTICIPĂ ROMÂNIA	23
3.1. Grupul de risc Ucraina	23
3.1.2. Rolul instalațiilor de stocare relevante pentru Grupul de risc Ucraina, inclusiv accesul transfrontalier	26
3.1.3. Rolul producției interne de gaze naturale a Statelor Membre din Grupul de risc Ucraina	27
3.1.4. Rolul gazelor naturale în producția de energie electrică în cadrul Grupului de risc Ucraina	28
3.2. Grupul de risc pentru furnizarea de gaze din est - Transbalcanic	35
3.3. Grupul de risc Coridorul sudic al gazelor – Marea Caspică	40
3.3.2. Rolul instalațiilor de stocare relevante pentru Grupul de risc Caspic, inclusiv accesul transfrontalier	43
3.3.3. Rolul producției interne de gaze naturale a Statelor Membre din Grupul de risc Caspic	44
3.3.4. Rolul gazelor naturale în producția de energie electrică în cadrul Grupului de risc Caspic	45
3.4. Calcularea formulei N-1 la nivelul Grupurilor de risc	49
3.4.1. Calcularea formulei N-1 la nivelul Grupului de risc Ucraina	49
3.4.2. Calcularea formulei N-1 la nivelul Grupului de risc Transbalcanic	51
3.4.3. Calcularea formulei N-1 la nivelul Grupului de risc Caspic	55
4. REZUMATUL EVALUĂRII RISCURILOR	58
4.1. Evaluarea națională a riscurilor	58



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

4.1.1. Scenarii de risc privind aprovizionarea cu gaze naturale în România	58
4.2. Matricea riscurilor	59
4.3. Principalele concluzii	60
5. STANDARDUL PRIVIND INFRASTRUCTURA	62
5.1. Identificarea infrastructurii unice principale de gaze	62
5.2. Calculul formulei N-1 la nivel național.....	62
5.3. Capacitatea bidirecțională de transport	65
6. CONFORMITATEA CU STANDARDUL DE FURNIZARE	67
6.1. Definiția clienților protejați	67
6.2. Asigurarea furnizării de gaze naturale către clienții protejați	68
7. MĂSURI PREVENTIVE.....	70
7.1 Plan de reducere a cererii de gaze naturale	70
7.2. Măsuri de prevenire a riscurilor identificate	72
7.3. Măsuri bazate pe piață axate pe cerere.....	73
7.3.1. Depozite comerciale – alocarea nediscriminatorie a capacităților de înmagazinare disponibile, în regim multiciclu	73
7.3.2. Facilitarea integrării în sistemul gazier a gazelor din surse regenerabile	73
7.3.3. Diversificarea surselor și a rutelor de aprovizionare cu gaze.....	74
7.3.4. Îmbunătățirea relevanței interconectărilor cu flux bidirecțional	74
7.3.5. Sinergia activităților de dispecerizare ale SNT și ale Sistemului Electroenergetic Național (SEN).....	74
7.3.6. Utilizarea armonizată a contractelor pe termen lung și pe termen scurt, în ponderi adecvate stabilite pentru acoperirea cererii de gaze naturale	74
7.4. Măsuri bazate pe piață axate pe ofertă	74
7.4.1. Investiții în dezvoltarea infrastructurii	74
7.4.2. Utilizarea contractelor de furnizare care pot fi întrerupte, bazate pe mecanisme de piață	75
7.4.3. Utilizarea capacităților de înmagazinare în asigurarea continuității în furnizarea de gaze naturale, inclusiv în creșterea flexibilității producției naționale	76
7.4.4. Furnizarea de gaze naturale în condiții de eficiență energetică.....	76
7.4.5. Creșterea ponderii gazelor regenerabile în activitățile de aprovizionare	76
7.5. Alte măsuri preventive	76
7.5.1. Asigurarea unor indicatori de performanță relevanți și îmbunătățirea sistemului de monitorizare a acestora	76
7.5.2. Menținerea unei infrastructuri funcționale și fiabile	76
7.5.3. Furnizarea de ultimă instanță a gazelor naturale	77



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

7.6. Măsuri nebazate pe piață	77
7.7. Impactul măsurilor	77
7.8. Obligațiile întreprinderilor din domeniul gazelor naturale	77
8. PROIECTE DE INFRASTRUCTURĂ.....	80
8.1. Proiecte de investiții pentru dezvoltarea SNT	80
8.1.1. Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale pe Coridorul Bulgaria–România–Ungaria–Austria (BRUA) - Faza II	81
8.1.2. Dezvoltarea pe teritoriul României a Coridorului Sudic de Transport pentru preluarea gazelor naturale de la țărmul Mării Negre (Tuzla – Podișor)	82
8.1.3. Amplificarea coridorului bidirecțional de transport gaze naturale Bulgaria–România–Ungaria–Austria (BRUA-Faza III)	83
8.1.4. Interconectarea România–Serbia - interconectarea Sistemului Național de Transport gaze naturale cu sistemul similar de transport gaze naturale din Serbia	84
8.1.5. Proiectul “Dezvoltarea/Modernizarea Infrastructurii de transport gaze naturale în zona de Nord-Vest a României”	85
8.1.6. Creșterea capacității de transport gaze naturale a interconectării România-Bulgaria pe direcția Giurgiu-Ruse	86
8.1.7. Modernizare SMG Isaccea 2 și SMG Negru Voda 2 în vederea realizării curgerii bidirecționale pe conducta T2	87
8.1.8. Modernizare SMG Isaccea 3 și Negru Voda 3 în vederea realizării curgerii bidirecționale pe conducta T3	88
8.1.9. Interconectarea SNT la Terminal GNL amplasat la malul Mării Negre	89
8.1.10. Terminal GNL amplasat la malul Mării Negre	90
8.1.11. Eastring-România.....	90
8.1.12. Sistem de monitorizare, control și achiziție de date pentru stațiile de protecție catodică aferente Sistemului Național de Transport Gaze Naturale.....	91
8.1.13. Dezvoltarea sistemului SCADA pentru Sistemul Național de Transport gaze naturale ...	92
8.2. Proiecte de investiții pentru dezvoltarea sistemului de stocare a gazelor naturale	93
8.2.1. Creșterea capacității de extracție zilnică în cadrul Depozitului Bilciurești – Modernizarea infrastructurii sistemului de înmagazinare gaze naturale–Bilciurești	94
8.2.2. Creșterea capacității de stocare subterană gaze naturale a depozitului Ghercești.....	95
8.2.3. Depozit nou de stocare subterană a gazelor naturale Fălticeni (Moldova)	95
8.2.4. Creșterea capacității de stocare subterană gaze naturale la depozitul Sărmășel (Transilvania)	96
8.2.5. Unitate de stocare–Depomureș.....	98
8.3. Descoperirea de noi rezerve de gaze naturale pe teritoriul României	99



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

8.4. Proiecte de reconversie a infrastructurii de transport gaze naturale pentru transportul hidrogenului	101
8.5. Proiecte de dezvoltare culoare dedicate pentru transportul hidrogenului	102
10. CONSULTAREA CU PĂRȚILE INTERESATE	104
11. DIMENSIUNEA REGIONALĂ	104
11.1. Mecanisme dezvoltate pentru cooperare între Statele Membre	104
11.2. Măsuri necesare pentru punerea în aplicare a principiului solidarității	104
12. CONCLUZII	105
LISTA FIGURILOR:	107
LISTA TABELELOR:	108



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

LISTĂ ACRONIME:

ANRE	Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei
ANRMPSG	Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Minier, Petrolier și al Stocării Geologice a Dioxidului de Carbon
BRUA	Coridorul Bulgaria - Romania - Ungaria - Austria
CE	Comisia Europeană
ENTSO-G	European Network of Transmission System Operators for Gas/Rețeaua Europeană a Operatorilor de Transport și de Sistem de Gaze Naturale
GNL	Gaz natural lichefiat
INS	Institutul Național de Statistică
IP/EP	Puncte de intrare/Entry points
ISO	Operator independent de sistem
JRC	Joint Research Center (Centrul Comun de Cercetare)
OTS	Operatorul de Transport și de Sistem
mc	metri cubi
mil.	Milion/Milioane
mld.	Miliard/Miliarde
PDSNT	Planul de Dezvoltare a Sistemului Național de Transport gaze naturale 2024-2033 aprobat de ANRE prin Decizia nr. 2717/17.12.2024
PNIESC	Planulul Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice
SEN	Sistemul Electroenergetic Național
SMG	Stație de Măsurare Gaze
SNT	Sistemul Național de Transport
tep	tone echivalent petrol
TYNDP	Planul de Dezvoltare a Rețelei pe 10 ani
UE	Uniunea Europeană
UGS	Underground gas storage/ Depozit subteran de gaze



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

1. INTRODUCERE

Siguranța aprovizionării cu gaze naturale este responsabilitatea comună a întreprinderilor din sectorul gazelor naturale, a Statelor Membre și a Comisiei Europene.

Regulamentul (UE) nr. 1938/2017 al Parlamentului European și al Consiliului din 25 octombrie 2017 privind măsurile de garantare a siguranței furnizării de gaze și de abrogare a Regulamentului (UE) nr. 994/2010, cu modificările și completările ulterioare, denumit, în continuare, *Regulament*, definește responsabilitățile și obligațiile pentru întreprinderi, autorități naționale și Comisia Europeană și solicită Statelor membre să stabilească din timp gestionarea eficientă a situațiilor de criză și să instituie măsuri sub formă de acțiuni preventive și planuri de urgență.

Conform prevederilor art. 8 alin. (2) lit. a) din Regulament, Autoritatea competentă a fiecărui Stat Membru, stabilește „un plan de acțiuni preventive conținând măsurile necesare pentru a elimina sau a atenua riscurile identificate, inclusiv efectele măsurilor în favoarea eficienței energetice și ale măsurilor axate pe cerere analizate în evaluările comună și națională ale riscurilor”, elaborat în conformitate cu art. 9 și, urmare a consultării întreprinderilor din sectorul gazelor naturale, a organizațiilor relevante care reprezintă interesele clienților casnici și industriali de gaze, a producătorilor de energie electrică și a operatorului de transport și de sistem de energie electrică.

În conformitate cu art. 102 lit. l) și o) din Legea nr. 123/2012 energiei și gazelor naturale, cu modificările și completările ulterioare, Ministerul Energiei exercită calitatea de autoritate competentă în baza Regulamentului și, în această calitate, elaborează Planul de acțiuni preventive privind măsurile de garantare a securității aprovizionării cu gaze naturale, conform prevederilor Regulamentului.

În acest sens, a fost elaborat Planul de acțiuni preventive care îndeplinește cerințele din Regulamentul (UE) nr. 2017/1938 realizat în conformitate cu prevederile din art. 9 și Anexa VI la din Regulament și legislația națională în vigoare și cuprinzând următoarele:

- descrierea sistemului de gaze naturale din România;
- descrierea consolidată a rețelei regionale de gaze naturale pentru fiecare grup de risc la care participă România;
- rezultatele relevante ale evaluării comune și a evaluării naționale a riscurilor efectuate în conformitate cu prevederile art. 7 din Regulament, care includ lista scenariilor evaluate și o descriere a ipotezelor aplicate pentru fiecare scenariu, precum și riscurile identificate și concluziile evaluării riscurilor;
- descrierea modului de conformare cu standardul privind infrastructura, incluzând calcularea formulei N-1 nivel național, principalele valori utilizate pentru formula N-1, opțiunile alternative de conformare cu acest standard și capacitățile bidirecționale existente;
- descrierea măsurilor adoptate în scopul conformării cu standardul de furnizare, incluzând definiția clienților protejați, categoriile de clienți vizate și consumul lor anual de gaze (per categorie, valoare netă și procentaj din consumul final anual național de gaze), volumele de gaze necesare, capacitățile necesare și măsurile în vigoare pentru a se conforma;



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

- descrierea măsurilor preventive existente sau care urmează a fi adoptate, incluzând o descriere a dimensiunii lor naționale și regionale, impactul lor economic și asupra clienților, precum și alte măsuri și obligații care au fost impuse întreprinderilor din sectorul gazelor naturale, întreprinderilor din domeniul energiei electrice, dacă este cazul, și altor organisme relevante care pot avea un impact asupra siguranței furnizării de gaze, cum ar fi obligațiile referitoare la funcționarea sigură a rețelei de gaze;
- descrierea viitoarelor proiecte de infrastructură, inclusiv proiectele de interes comun;
- obligațiile de serviciu public legate de siguranța furnizării;
- consultările cu părțile interesate;
- dimensiunea regională, incluzând calcularea formulei N-1 la nivelul fiecărui grup de risc la care participă România și mecanismele dezvoltate pentru cooperare între Statele Membre.

2. DESCRIEREA SISTEMULUI DE GAZE NATURALE DIN ROMÂNIA

2.1. Descrierea funcționării rețelei de gaze naturale din România

2.1.1. Descrierea Sistemului Național de Transport gaze naturale

Sistemul Național de Transport (SNT), prezentat în Figura 1, a fost conceput ca un sistem radial-inelar interconectat și este reprezentat de ansamblul de conducte magistrale, precum și de instalațiile, echipamentele și dotările aferente. Transportul gazelor naturale este asigurat printr-o rețea de 13.967 km de conducte și racorduri de alimentare cu gaze naturale cu diametre cuprinse între 50 mm și 1.200 mm, 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 etc.



Figura 1. Harta Sistemului Național de Transport Gaze Naturale¹

¹sursa: Transgaz - Planul de Dezvoltare a Sistemului Național de Transport gaze naturale 2024 - 2033
<https://www.transgaz.ro/sites/default/files/PDSNT%202024-2033.pdf>



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

Principalele componente ale Sistemului Național de Transport gaze naturale la 31.10.2024 sunt prezentate în Tabelul 1.

Tabel 1. Infrastructura existentă a SNT²

Componentele SNT	Valoare/ UM
Conducte magistrale de transport și racorduri de alimentare cu gaze naturale, din care:	13.967 km din care 183,5 km conducte de transport internațional (Tranzit III) și 482 km BRUA
Numărul stațiilor de reglare măsurare (SRM) în exploatare:	1.178 (1.284 direcții măsurare)
Numărul stațiilor de comprimare (SCG):	8 stații de comprimare (STC Șinca, STC Onești, STC Siliștea, STC Jupa, STC Podișor, STC Bibești, STC Onești M, STC Gherăești)
Numărul stațiilor de comandă vane (SCV) și/sau a nodurilor tehnologice (NT):	59 stații de comandă vane/noduri tehnologice
Numărul stațiilor de măsurare a gazelor din import/export (SMG) (Giurgiu, Medieșu Aurit, Isaccea I, Isaccea fost T1, Isaccea fost T2, Negru Vodă fost T1, Negru Vodă fost T2):	7 stații de măsurare a gazelor din import
Numărul stațiilor de măsurare amplasate pe conductele de transport internațional gaze (SMG) (Isaccea Tranzit III, Negru Vodă III):	2 stații de măsurare
Numărul stațiilor de protecție catodică (SPC):	1078 stații de protecție catodică
Numărul stațiilor de odorizare gaze (SOG):	1085 stații de odorizare gaze

² Transgaz - SNT



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE
A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

Diametrul conductelor:	între 50 mm și 1200 mm
Presiunea de operare:	între 6 bar și 63 bar
Interconectări ale SNT cu alte sisteme de transport/operatorii sistemelor adiacente:	
Numărul total al punctelor de interconectare:	11 puncte fizice de interconectare, după cum urmează: • Csanádpalota/FGSZ Ltd. (HU); • Negru Vodă I/Kardam, Bulgartransgaz EAD (BG); • Negru Vodă II/ Kardam, Bulgartransgaz EAD (BG); • Negru Vodă III/Kardam, Bulgartransgaz EAD (BG); • Medieșu Aurit Import/GTSOU (UA); • Isaccea I/Orlovka, GTSOU (UA); • Isaccea II/Orlovka, GTSOU (UA); • Isaccea III/Orlovka, GTSOU (UA); • Isaccea Import/GTSOU (UA); • Ungheni/Vestmoldtransgaz (MD); • Ruse-Giurgiu (BG-RO, RO-BG).
Interconectări ale SNT cu terminale GNL/operatorii sistemelor adiacente:	
	Nu este cazul.
Interconectări ale SNT cu facilitățile de înmagazinare/operatorii sistemelor adiacente:	
Numărul total al punctelor de intrare/ieșire:	6 puncte fizice de intrare/ieșire conectate la facilitățile de înmagazinare, după cum urmează: • Sărmășel/Filiala de Înmagazinare gaze naturale DEPOGAZ Ploiești S.R.L.; • Bălăceanca/Filiala de Înmagazinare gaze naturale DEPOGAZ Ploiești S.R.L.; • Butimanu/Filiala de Înmagazinare gaze naturale DEPOGAZ Ploiești S.R.L.; • Ghercești/Filiala de Înmagazinare gaze naturale DEPOGAZ Ploiești S.R.L.; • Urziceni/Filiala de Înmagazinare gaze naturale DEPOGAZ Ploiești S.R.L.; • Tg. Mureș/Depomureș S.A..
	Aceste puncte fizice de intrare/ieșire nu sunt operate de Operatorul de Transport și de Sistem (OTS).
Interconectări ale SNT cu facilitățile de producție/producătorii:	
Numărul total al punctelor de intrare:	110 puncte fizice de intrare, după cum urmează: • 68 puncte de intrare/S.N.G.N. Romgaz S.A.; • 25 puncte de intrare/OMV Petrom S.A.; • 10 puncte de intrare/Amromco Energy S.R.L.; • 1 punct de intrare/Raffles Energy S.R.L.; • 1 punct de intrare/Stratum Energy Romania LLC;



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

	• 1 punct de intrare/Serinus Energy Romania S.A. • 1 punct de intrare/Black Sea Oil&Gas SA; • 1 punct de intrare/Gaz Plus, Petro Ventures Resources • 1 punct de intrare/Dacian Petroleum SA. • 1 punct de intrare/Foraj Sonde
	Aceste puncte de intrare nu sunt operate de OTS.
Interconectări ale SNT cu sistemele de distribuție/operatorii sistemelor de distribuție:	
Numărul total al punctelor de ieșire:	916 puncte fizice de ieșire/29 operatori de sisteme de distribuție.
	Aceste puncte fizice de ieșire sunt operate de OTS.
Interconectări ale SNT cu consumatorii direcți/tip consumator direct:	
Numărul total al punctelor de ieșire:	235 puncte fizice de ieșire, după cum urmează: • 17 centrale electrice pe gaze; • 18 combinate industriale; • 176 consumatori comerciali; • 24 consumatori rezidențiali.
	Aceste puncte fizice de ieșire sunt operate de OTS.
Interconectări între facilitățile de producție cu sistemele de distribuție:	
Numărul total al punctelor de intrare/ieșire:	71 puncte fizice de intrare/ieșire pentru livrările directe de gaze naturale.
	Aceste puncte fizice de intrare/ieșire sunt operate de OTS.

2.1.2. Operatorul Național de Transport și de Sistem³

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.
- Transgaz S.A. operează sistemul de transport de gaze naturale din România, în baza normelor privind modelul ISO, ca operator independent de sistem, în baza Licenței de operare a sistemului de transport

³ Transgaz, PDSNT 2024-2033



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

gaze naturale nr. 1933/20.12.2013, emisă de Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei (ANRE), valabilă până la data de 08.07.2032.

Activitatea de transport gaze naturale se desfășoară în baza Acordului de concesiune al conductelor, instalațiilor, echipamentelor și dotărilor aferente SNT, aflate în domeniul public al statului român, încheiat cu Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Minier, Petrolier și al Stocării Geologice a Dioxidului de Carbon (ANRMPSG), ca reprezentantul statului român, aprobat prin HG nr. 668/20 iunie 2002 (publicat în MO nr. 486/8 iulie 2002), valabil până în 2032, cu modificările și completările ulterioare.

2.1.3. Sistemele de distribuție gaze naturale

Sistemul de distribuție a gazelor naturale este format din conducte de distribuție a gazelor naturale și racordurile aferente acestora, în lungime totală de peste 58.594 km, operate de 27 de societăți de distribuție a gazelor naturale, doi dintre aceștia acoperind majoritatea lungimii sistemului de distribuție a gazelor naturale, Distrigaz Sud Rețele SRL și Delgaz Grid.

DELGAZ GRID SA, deținută de E.ON ROMANIA SA⁴

- >50% deținut de E.ON ROMANIA SRL;
- lungimea rețelei de distribuție: -24.000 km;
- clienți: ~1.800.000.



Figura 2. Rețeaua de distribuție a gazelor naturale care acoperă județele din partea de nord a României

DISTRIGAZ SUD REȚELE SRL, deținută de ENGIE România SA⁵

- 99.97% deținut de Engie România;
- lungimea rețelei de distribuție: - 22.000 km;
- clienți: - 2.000.000

⁴ Delgaz Grid <https://delgaz.ro/gaze-naturale>

⁵ Distrigaz Sud Rețele, <https://www.distrigazsud-retele.ro/profil-companie/>



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA



Figura 3. Rețeaua de distribuție a gazelor naturale care acoperă județele din partea de sud a României

2.1.4. Înmagazinarea subterană a gazelor naturale în România

Înmagazinarea subterană a gazelor naturale are un rol major în asigurarea siguranței în aprovizionarea cu gaze naturale, facilitând echilibrarea dintre consum și sursele de gaze (producție internă și importuri).

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 33,863 TWh pe ciclu de înmagazinare⁶, respectiv o capacitate de injecție de 267,750 GWh/zi și o capacitate de extracție de 341,44 GWh/zi, ale căror caracteristici tehnice sunt prezentate în Tabelul 2.

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

- Filiala de Înmagazinare Gaze Naturale DEPOGAZ Ploiești S.R.L.⁷, filială a S.N.G.N. Romgaz S.A., 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 90,54% din capacitatea totală de înmagazinare;
- DEPOMUREȘ S.A.⁸, care operează depozitul de înmagazinare subterană a gazelor naturale Târgu Mureș, cu o capacitate activă de 3,154 TWh pe ciclu de înmagazinare care reprezintă 9,5% din capacitatea totală de înmagazinare.

Tabel 2. Caracteristicile tehnice ale depozitelor de înmagazinare subterană a gazelor naturale

Operator sistem de înmagazinare	Depozit	Capacitatea activă		Capacitate de injecție		Capacitate de extracție	
		mil. m ³ /ciclu	TWh/ciclu	mil. m ³ /zi	GWh/zi	mil. m ³ /zi	GWh/zi
Filiala de Înmagazinare Gaze Naturale DEPOGAZ Ploiești S.R.L.	Bilciurești	1.310	14,017	10,000	107,000	14,000	149,800
	Sărmășel	900	9,630	6,500	69,550	7,500	80,250
	Urziceni	360	3,852	3,000	32,100	4,500	48,150
	Ghercești	250	2,675	2,000	21,400	2,000	21,400
	Bălăceanca	50	0,535	1,000	10,700	1,200	12,840
DEPOMUREȘ S.A.	Târgu Mureș	300	3,154	2,600	27,000	2,800	29,000

⁶ AGSI, <https://agsi.gie.eu/>

⁷ Depogaz, <https://www.depogazploiesti.ro/ro/activitate/inmagazinare>

⁸ Depomureș, http://www.depomures.ro/despre_depozit.php



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

TOTAL		3.170	33,863	25,100	267,750	32,000	341,44

Regulamentul (UE) 2022/1032 al Parlamentului European și al Consiliului din 29 iunie 2022 de modificare a Regulamentelor (UE) 2017/1938 și (CE) nr. 715/2009 în ceea ce privește stocarea gazelor prevede măsuri privind nivelul de umplere a instalațiilor subterane de stocare a gazelor pentru a garanta securitatea aprovizionării cu gaze pentru sezonul de iarnă. Prin urmare, instalațiile subterane de stocare a gazelor trebuie umplute la cel puțin 90 % din capacitate înainte de începerea următoarelor perioade de iarnă.

Conform acestei prevederi, pentru sezonul de iarnă 2023-2024, volumul minim de gaze naturale ce trebuie stocat în depozitele subterane este de 2,853 mld. m.c., reprezentând 90% din capacitatea totală.⁹

În data de 7 noiembrie 2023, volumul înmagazinat în depozitele subterane a fost de 3.272,0 mld mc (~35.0104 TWh, PCS 10.7 kWh/m³), reprezentând 103.21% din capacitatea totală.

În data de 16 octombrie 2024, volumul înmagazinat în depozitele subterane a fost de 3.280,2 mld mc (~35.0981 TWh, PCS 10.7 kWh/m³), reprezentând 103.47% din capacitatea totală.

2.1.5. Identificarea infrastructurilor-cheie relevante pentru siguranța furnizării

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

SNT gaze naturale din România este format în principal din culoare de transport și o rețea 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, rețea, care urmează un proces continuu de dezvoltare realizat prin implementarea proiectelor de investiții incluse în Planul de dezvoltare a Sistemului Național de Transport gaze naturale pe 10 ani al Transgaz SA.

La identificarea proiectelor necesar a fi dezvoltate în SNT gaze naturale sunt luate în considerare principalele cerințe pe care aceste proiecte trebuie să le asigure în dinamica actuală a pieței regionale de gaze naturale.

Dezvoltările menționate mai sus sunt coroborate cu dezvoltarea sistemului de înmagazinare care are un rol complementar în susținerea securității, stabilității, optimizării și flexibilizării SNT gaze naturale.

⁹ Regulamentul (UE) 2022/1032 al Parlamentului European și al Consiliului din 29 iunie 2022 de modificare a Regulamentelor (UE) 2017/1938 și (CE) nr. 715/2009 în ceea ce privește stocarea gazelor
<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32022R1032>



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

2.2. Consumul de gaze naturale în România

Consumul de gaze naturale este acoperit de gaze naturale din producția internă, precum și de gaze naturale din import.

La calcularea cantităților livrate spre consum s-au luat în considerare și schimburile efectuate între surse, respectiv între sursele curente (producție internă/ import) și cele din depozitele de înmagazinare subterană (import/ producție internă).

Tabelul 3. prezintă consumul final anual total de gaze pentru anii 2019-2023, din care rezultă că consumul total de gaze naturale înregistrat în anul 2023 a înregistrat o scădere de circa 7,83% față de 2022.¹⁰

Tabel 3. Consumul final anual total de gaze

Lună	Total surse consumate [MWh]				
	2019	2020	2021	2022	2023
ianuarie	19.671.283.959	18.947.683.915	17.643.686.837	17.060.025.026	13.855.755.568
februarie	15.488.098.159	14.971.751.090	15.652.272.514	13.446.664.160	13.982.847.176
martie	12.433.765.234	12.451.054.849	15.836.152.444	13.298.049.759	10.884.218.598
aprilie	9.013.113.679	8.464.735.591	11.270.293.089	7.812.981.273	8.094.542.749
mai	6.153.932.435	6.492.926.496	6.625.540.472	6.166.186.422	5.099.894.392
iunie	3.994.919.980	6.083.749.307	5.659.812.706	5.272.722.980	3.850.225.001
iulie	5.339.229.185	6.591.717.988	5.523.420.495	4.903.597.279	4.573.913.288
august	5.921.481.970	6.644.763.267	5.465.873.381	4.684.573.994	4.373.022.375
septembrie	6.442.337.349	6.786.077.472	6.238.005.191	5.326.638.052	4.711.613.397
octombrie	9.260.324.177	8.478.189.686	10.265.057.544	6.829.549.364	6.687.407.381
noiembrie	11.408.053.375	14.448.764.748	12.920.458.504	10.327.336.851	11.582.267.805
decembrie	15.607.517.250	16.766.679.029	16.491.695.497	14.016.127.224	14.897.462.168
TOTAL	120.734.056.752	127.128.093.438	129.592.268.674	109.144.452.384	102.593.169.898

De menționat că pentru perioada ianuarie - iulie 2018, sursele totale consumate se determină prin însumarea producției interne din luna respectivă cu importul livrat spre consum în aceeași lună, aceste valori fiind ulterior coroborate cu deficitul/excedentul Transgaz SA, specificate la pagina 7 din Raportul de monitorizare a pieței de gaze naturale pentru luna respectivă. Pentru perioada august 2018 - octombrie 2020, sursele totale consumate sunt precizate în mod explicit la pagina 6 din Raportul de monitorizare a pieței de gaze naturale pentru luna respectivă, acesta incluzând deficitul /excedentul Transgaz SA.

¹⁰ ANRE, Rapoarte lunare de monitorizare a pieței gazelor naturale, <https://anre.ro/despre/rapoarte/>



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

În conformitate cu prevederile art. 3 din Regulamentul 2022/1369 privind măsuri coordonate de reducere a cererii de gaze, ”Statele membre depun toate eforturile pentru a-și reduce consumul de gaze în perioada 1 august 2022-31 martie 2023 cu cel puțin 15 % comparativ cu consumul lor mediu de gaze înregistrat în perioada 1 august-31 martie în cursul ultimilor cinci ani consecutivi anteriori datei intrării în vigoare a prezentului regulament („reducerea voluntară a cererii”).”.

În perioada august 2022 – martie 2023, consumul de gaze naturale din România a fost redus cu 19,90%, prin măsuri voluntare, după cum urmează¹¹:

Tabel 4. Consumul de gaze naturale în perioada august 2022 – martie 2023

	2017-2018	2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022	medie 5 ani referință	2022-2023	(2022/media de referință) %	reducere față de perioada de referință
august	691.00	565.00	533.00	614.00	508.00	582.20	341.00	58.57	41.43
septembrie	712.00	612.00	592.00	634.00	579.00	625.80	402.00	64.24	35.76
octombrie	954.00	843.00	851.00	789.00	956.00	878.60	542.00	61.69	38.31
noiembrie	1235.00	1309.00	1052.00	1351.00	1209.00	1231.20	965.00	78.38	21.62
decembrie	1446.00	1761.00	1452.00	1562.00	1543.00	1552.80	1309.00	84.30	15.70
ianuarie	1295.00	1860.00	1772.00	1650.00	1591.00	1633.60	1295.00	79.27	20.73
februarie	1833.00	1445.00	1397.00	1458.00	1263.00	1479.20	1300.00	87.89	12.11
martie	1476.00	1162.00	1158.00	1472.00	1247.00	1303.00	1004.00	77.05	22.95
Total	9642.00	9557.00	8807.00	9530.00	8896.00	9286.40	7438.00	80.10	19.90

consum realizat aug 22-mart 2023	7438.00 mil mc
media de referință aug-mart	9286.40 mil mc
aug 22-mart 23 / media de referință aug-mart (%)	80.10
reducere aug 22-mart 23 fata de referință aug-mart(%)	19.90

În conformitate cu prevederile art. 3 din Regulamentul 2023/706 de modificare a Regulamentului (UE) 2022/1369 în ceea ce privește prelungirea perioadei de reducere a cererii pentru măsurile de reducere a cererii de gaze și consolidarea raportării și a monitorizării punerii în aplicare a acestora, ” Statele membre depun toate eforturile pentru a-și reduce consumul de gaze în perioada 1 aprilie 2023-31 martie 2024 cu cel puțin 15 % comparativ cu consumul lor mediu de gaze înregistrat în perioada 1 aprilie 2017-31 martie 2022 (denumită în continuare «reducere voluntară a cererii»).”.

În perioada aprilie 2023 – martie 2024, consumul de gaze naturale din România a fost redus cu 17,38%, prin măsuri voluntare, după cum urmează¹²:

Tabel 5. Consumul de gaze naturale în perioada aprilie 2023 – martie 2024

¹¹Eurostat, https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NRG_CB_GASM__custom_5028797/default/table?lang=en

¹²Eurostat, https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NRG_CB_GASM/default/table?lang=en



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

	2017- 2018	2018- 2019	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	medie 5 ani referință	2023- 2024	% (2023- 2024/ media de referință)	reducere față de perioada de referință
aprilie	886.00	632.00	844.00	787.00	1039.00	837.60	754.00	90.02	9.98
mai	692.00	556.00	577.00	601.00	616.00	608.40	473.00	77.74	22.26
iunie	751.00	557.00	373.00	561.00	526.00	553.60	357.00	64.49	35.51
iulie	661.00	533.00	499.00	609.00	513.00	563.00	423.00	75.13	24.87
august	691.00	565.00	533.00	614.00	508.00	582.20	407.00	69.91	30.09
septembrie	712.00	612.00	592.00	634.00	579.00	625.80	441.00	70.47	29.53
octombrie	954.00	843.00	851.00	789.00	956.00	878.60	629.00	71.59	28.41
noiembrie	1235.00	1309.00	1052.00	1351.00	1209.00	1231.20	1089.00	88.45	11.55
decembrie	1446.00	1761.00	1452.00	1562.00	1543.00	1552.80	1398.00	90.03	9.97
ianuarie	1295.00	1860.00	1772.00	1650.00	1591.00	1633.60	1560.00	95.49	4.51
februarie	1833.00	1445.00	1397.00	1458.00	1263.00	1479.20	1149.00	77.68	22.32
martie	1476.00	1162.00	1158.00	1472.00	1247.00	1303.00	1110.00	85.19	14.81
Total	12632.00	11835.00	11100.00	12088.00	11590.00	11849.00	9790.00	82.62	17.38

consum realizat apr 23-mar 24 9790.00 mil mc
media de referință apr-mar 11.849.80mil mc
apr23 - mar24 / media de referință apr-mar (%) 82.62
reducere apr23 - mar24 fata de referință apr-mar (%) 17.38

Tabelul 6. prezintă structura consumului total de gaze naturale pe tipuri de clienți, asigurat de furnizori, la nivelul lunii decembrie 2022 și permite următoarele observații:

- consumul total de gaze naturale înregistrat în 2023 a fost de aproximativ 102,46 TWh, înregistrând o scădere de 6,51% în 2023 față de 2022¹³
- exceptând consumurile specifice, consumul înregistrat a fost de aproximativ 94,83 TWh, din care aproximativ 60,81 TWh a reprezentat consumul noncasnic, iar 34,02 TWh consumul casnic;
- ponderea cantităților consumate de clienții casnici din totalul consumului final este de 35,88%, iar a clienților noncasnici reprezintă 64,12%;
- deși numărul clienților noncasnici reprezintă doar 4,80% din totalul clienților finali de gaze naturale, ponderea cantităților consumate de aceștia este de 64,12% din consumul final total.

¹³ ANRE, Raport anual 2023, pag. 317, <https://anre.ro/despre/rapoarte/>



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

Tabel 6. Structura consumului total de gaze naturale pe tipuri de clienți finali

Clienți finali	Număr clienți (contracte)	Pondere în total clienți [%]	Consum [TWh]	Pondere în total consum [%]
Clienți casnici	4.390.628	95,20	34,02	35,88
Clienți noncasnici	221.172	4,80	60,81	64,12
TOTAL	4.611.80	100	94,83	100

2.3. Producția de gaze naturale în România

Datorită rezervelor limitate de resurse de energie primară, producția internă de energie primară în România a rămas practic constantă la o valoare de aproximativ 31-36 milioane tone echivalent petrol (tep). Fără contribuția surselor de energie regenerabile, această valoare va scădea treptat în următorii ani.

În Tabelul 7 se prezintă evoluția producției de energie primară, pe tipuri de surse energetice, în România, în perioada 2014-2023:

Tabel 7. Evoluția producției de energie primară în România, pe tipuri de sursă¹⁴

Surse primare de energie [mii tep]	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Surse totale din care:	32.221,2	32.873,6	33.162	34.291,4	34.585,1	35.264,1	28.473,6	36462	33100,9	32897,7
Cărbune	4.903	5.235,2	4.738,5	5.164,7	4.809,9	4.330,3	2.755,8	4327	3459,0	2681,9
Gaze naturale	9.121,2	8.722,1	8.672,6	9.282,1	9.494	10.194,9	8.124,9	11,888	9394,4	9616,7
Petrol	10.515,7	10.333,6	11.048,8	11.175,9	11.638	12.003,3	9.104,5	10,913	11629,2	10167,1
Surse regenerabile (hidro, eoliene, solare)	5.106,1	5.390	5.504,7	5.203,8	5.294,4	5.295,2	5.052,4	5106	5427,2	5884,4
Produse petroliere importate	2.110,4	2.690,2	2.691,8	2.985,8	2.905,5	2.955,3	3.073,1	4228	3191,1	4348,3

Producția anuală de gaz natural a scăzut de la 387,34 TWh (36,2 miliarde de metri cubi în 1986 - anul cu vârf producție, PCS=10,7 kWh/m³) la 97.823 TWh (~9,14 miliarde de metri cubi) în 2022. Conform datelor Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Minier, Petrolier și al Stocării Geologice a Dioxidului de Carbon, situația resurselor geologice și rezervelor a fost după cum urmează (2020):

¹⁴ INS, Buletine statistice de industrie, Bilanțul Energetic și Structura Echipamentelor Energetice



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

- resurse geologice: 726.8 miliarde metri cubi;
- rezerve dovedite: 153.0 miliarde metri cubi.¹⁵

Tabelul 8. prezintă producția internă de gaze naturale (producție curentă și înmagazinare) în România în perioada 2019-2023.

Cantitatea de gaze naturale produsă în 2023 a fost de 99.242 TWh. Producția internă de gaze naturale în anul 2023 (producție curentă și extrasă din depozit), care a intrat în consum, a înregistrat o creștere față de anul 2022 (1,45%),¹⁶

Tabel 8. Producția internă de gaze naturale în România

Lună	Producția internă (MWh) (actuală)				
	2019	2020	2021	2022	2023
ianuarie	9.772.144,713	9.435.118,711	8.714.449,993	8.139.185,340	8.745.367,247
februarie	8.824.735,264	8.646.266,842	7.846.354,656	7.397.308,182	7.873.633,015
Martie	9.446.772,235	9.196.630,761	8.668.995,633	8.172.039,807	8.762.630,899
Aprilie	8.874.692,296	8.174.036,966	8.305.965,510	7.756.306,880	8.206.406,871
Mai	8.919.834,614	7.041.205,032	8.020.785,973	7.701.051,767	8.124.868,808
iunie	8.547.517,492	6.717.238,737	7.616.775,837	7.632.619,569	7.966.184,873
iulie	8.743.782,070	6.920.988,504	7.590.764,608	8.495.401,078	8.114.410,925
August	8.744.138,370	7.138.641,259	7.392.622,210	8.185.748,900	8.214.635,253
Septembrie	8.783.581,249	7.861.301,224	7.566.082,312	8.398.992,025	8.025.316,840
octombrie	8.572.943,350	8.562.136,911	7.988.125,814	8.587.528,557	8.126.791,699
noiembrie	9.024.522,907	8.529.931,366	7.861.043,826	8.556.059,500	8.386.226,294
decembrie	9.508.795,793	8.787.361,665	8.104.046,983	8.801.108,115	8.695.866,816
Total	107.763.460,353	97.010.857,978	95.676.013,355	97.823.349,719	99.242.339,540

Situația importului de gaze naturale în perioada 2019 – 2023 se prezintă astfel¹⁷:

Tabel 9. Import gaze naturale 2019-2023 în România

Lună	Import (MWh)				
	2019	2020	2021	2022	2023
ianuarie	4.260.647,167	3.397.402,070	2.726.940,482	4.083.720,468	746,047,483

¹⁵ Anexa la Hotărârea Guvernului nr. 1.491/2024 pentru aprobarea Strategiei energetice a României 2025—2035, cu perspectiva anului 2050, pag. 31

https://energie.gov.ro/wp-content/uploads/2022/08/Strategia-2030_DGJRI_AM_12.08.2022_MU_Clean_25.08.2022-1.pdf

¹⁶ ANRE, Raport anual 2019, 2020, 2021, 2022, 2023 <https://anre.ro/despre/rapoarte/>

¹⁷ ANRE, Raport anual/lunare 2019, 2020, 2021, 2022, 2023 <https://anre.ro/despre/rapoarte/>



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

februarie	2.960.779,941	2.937.524,894	3.090.694,953	3.021.359,985	1.185.382,313
martie	1.896.527,732	2.209.332,124	3.198.738,094	3.199.615,557	963.056,158
aprilie	1.288.419,545	1.653.139,846	2.384.806,699	1.384.734,327	2.751.039,484
mai	1.185.490,735	1.617.548,008	3.154.086,727	1.955.177,055	2.027.071,381
iunie	1.479.598,285	1.844.852,562	2.711.499,809	2.001.971,894	800.603,413
iulie	1.909.583,785	1.588.459,042	3.854.150,877	2.801.965,765	1.087.325,285
august	2.229.829,545	1.527.138,263	4.373.529,710	2.274.604,494	1.543.721,966
septembrie	2.236.293,937	1.056.878,945	2.355.937,440	1.845.078,550	1.266.522,622
octombrie	2.991.879,270	861.476,028	3.521.781,933	2.240.419,041	1.913.514,793
noiembrie	2.857.726,144	1.994.207,724	3.614.273,646	1.565.972,839	2.329.268,136
decembrie	3.493.356,090	2.460.768,371	4.222.443,050	2.039.119,546	1.844.921,102
Total	28.790.132,176	23.148.727,878	39.208.883,420	28.413.739,521	17.712.426,653

2.4. Rolul gazelor naturale în producția de energie electrică¹⁸

În anul 2022, cantitatea totală de energie electrică produsă a fost de 53,54 TWh, din care 50,63 TWh au fost livrate la rețelele de transport și distribuție.

În 2019, producția totală de energie electrică în România a fost de 57,02 TWh constatând o scădere față de 2018, care a fost de 61,97 TWh, între timp energia electrică livrată de respectivii producători în rețea a fost de aproximativ 53,63 TWh, reprezentând o scădere cu circa 8% față de cea livrată în anul precedent.

Tabelul 10 prezintă structura puterii instalate, pe tip de combustibil, din care se poate observa că procentul din puterea instalată a centralelor pe bază de hidrocarburi (gaze naturale și petrol) este în scădere din 2018.¹⁹

Tabel 10. Structura puterii instalate pe tipuri de combustibili

Tipul centralei electrice	Putere electrică instalată (MW)							
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Nuclear	1413	1413	1413	1413	1413	1413	1413	1413
Cărbune	6360	6360	6165	6165	4787	4787	3082	3422
Hidroenergie	6678	6709	6710	6710	6704	6643	6643	6643
Hidrocarburi	5048	5117	5117	5129	3240	3206	2888	2657
Vânt	2973	3072	3073	3073	3024	3013	3015	3015
Solar	1284	1367	1373	1377	1392	1391	1393	1394
Biogaz	16	16	17	17	20	20	20	22
Biomasă	89	95	95	95	112	107	107	107

¹⁸ Transelectrica SA, plan de dezvoltare RET 2022-2031

¹⁹ ANRE, Raport anual 2022, pag. 170



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

Altele (deșeuri, geotermal etc.)	4	4	4	4	5	10	10	10
Total	23865	24153	23967	23983	20697	20590	18571	18683

*Analiza nu include producătorii de energie electrică care produc exclusiv pentru consum propriu sau care, potrivit Legii nr. 123/2012 a energiei și gazelor naturale, cu modificările și completările ulterioare (Legea), nu sunt supuși regimului de autorizare de către ANRE (producătorii care exploatează comercial capacități de producere a energiei electrice cu putere electrică instalată sub 1 MW, care pot desfășura activitatea fără licență acordată de ANRE, în baza Legii).²⁰

Tabel 11. Structura producției anuale de energie electrică în perioada 2017-2022

Tipul Centralei Electrice	Producția de energie electrică[GWh]											
	2017	[%]	2018	[%]	2019	[%]	2020	[%]	2021	[%]	2022	[%]
Nuclear	11509	18,05	11377	17,67	11270	18,93	11465	20	11284	19	11247	20
Cărbune	17154	26,91	15869	24,65	13886	23,33	9613	18	10942	18	10259	18
Hidrocarburi	10803	16,95	10941	17,00	9459	15,89	10239	18	10619	18	10684	19
Hidro	14608	22,92	17783	27,62	15955	26,81	15701	28	17710	30	14775	26
Vânt	7403	11,61	6322	9,82	6773	11,38	6945	12	6576	11	7653	14
Biomasă	401	0,63	312	0,49	398	0,67	444	1	551	1	218	1
Fotovoltaic	1870	2,93	1771	2,75	1777	2,99	1733	3	1703	3	982	2
TOTAL	63748	100	64375	100	59518	100	56140	100	59385	100	55818	100

Tabelul 11. prezintă structura producției anuale de energie electrică pe tip de combustibil în GWh, în perioada 2017-2022, din care se poate observa că procentul de energie electrică produsă din hidrocarburi (gaze naturale și petrol) a rămas aproximativ 17%.

Tabelul 12. prezintă producția națională de cogenerare de energie electrică și termică în perioada 2014-2021.

În 2021, energia electrică totală produsă în unitățile de cogenerare a fost de 6,66 TWh. În perioada 2014-2020 procentul de energie electrică produsă în cogenerare a fost de circa 8,6% din totalul producției naționale.

Tabel 12. Producția națională de energie electrică și termică în cogenerare²¹

Anul	Energie electrică total produsă în unități de cogenerare [TWh]	Energie electrică produsă în cogenerare [TWh]	Energie electrică produsă în cogenerare din total producție națională [%]	Energie termică utilă produsă în unități de cogenerare [PJ]
------	--	---	---	---

²⁰ Transelectrica SA, plan de dezvoltare RET 2022-2031, Anexe, pag. 7,8; Raport lunar, decembrie 2022, pag. 9

²¹ ANRE, Raport anual 2023, pag. 295 <https://anre.ro/wp-content/uploads/2024/11/Raport-anual-ANRE-pentru-anul-2023.pdf>



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

2014	10,7	6,1	9,4	55,4
2015	9,2	5,6	8,5	51,0
2016	8,9	5,29	8,2	45,9
2017	8,91	5,79	9,1	47,0
2018	7,91	5,39	8,4	47,2
2019	7,29	5,11	8,6	39,2
2020	6,72	4,64	8,3	35,43
2021	6,66	4,70	7,91	36,06
2022	5,85	3,93	7,05	32,78

2.5. Rolul măsurilor de eficiență energetică și efectul acestora asupra consumului anual de gaze naturale

Prin adoptarea în anul 2018 a Directivei (UE) 2018/2002 a Parlamentului European și a Consiliului din 11 decembrie 2018 de modificare a Directivei (UE) privind eficiența energetică (denumită, în continuare, *Directiva (UE) 2018/2002*) la nivelul Uniunii Europene a fost stabilit obiectivul privind îmbunătățirea eficienței energetice care vizează reducerea consumului de energie primară cu 32,5% în 2030, în vederea îndeplinirii obiectivelor prevăzute în Acordul de la Paris din 2015 privind schimbările climatice.

Pentru a se conforma obligațiilor prevăzute la art. 7 din Directiva 2018/2002, România a decis să elaboreze și să implementeze măsuri și politici alternative care să încurajeze economiile de energie. În consecință, pentru a garanta îndeplinirea obiectivului privind îmbunătățirea eficienței energetice (și a celorlalte obiective privind energia și clima la nivelul anului 2030, și anume reducerea emisiilor interne de gaze cu efect de seră cu cel puțin 40% până în 2030, comparativ cu 1990 și un consum de energie din surse regenerabile de 32% în 2030) fiecare Stat Membru a fost obligat să transmită Comisiei Europene un Planul Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice (PNIESC) pentru perioada 2021-2030, prin care se stabilesc obiectivele și contribuțiile naționale la realizarea obiectivelor Uniunii Europene privind schimbările climatice.

Trebuie precizat că economiile noi de energie rezultate în urma aplicării măsurilor de politică de eficiență energetică, pentru anii 2021-2030, precum și contribuția României la obiectivul Uniunii Europene de eficiență energetică au fost stabilite în Planul Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice, aprobat prin HG nr. 1.076/2021.

Politicile și măsurile pe care România își propune să le adopte pentru realizarea Țintelor de consum au o sferă largă de aplicare și necesită, după caz, o perioadă mai lungă de confirmare a efectelor generate, datele disponibile în prezent nu permit nicio declarație fiabilă cu privire la ce măsuri de eficiență energetică vor afecta piața gazelor naturale. Din acest motiv, majoritatea efectelor consistente în sensul reducerii consumului de energie, se vor resimți începând cu anul 2025, când tendința reducerilor este în creștere, fiind influențată de efectele investițiilor realizate în perioada 2020 - 2025.

În contextul tranziției energetice, putem considera însă că gazele naturale reprezintă o sursă de energie care aduce deja o contribuție rapidă și eficientă prin, intermediul tehnologiilor disponibile și inovatoare, la valorificarea potențialului de eficiență energetică. Trebuie menționat potențialul actual



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

de aplicare a cogenerării de înaltă eficiență și a termoficării și răcirii centralizate eficiente. În timp ce cogenerarea contribuie semnificativ la economiile de energie primară, aceasta ar trebui să fie luată în considerare și în contextul de competitivitate industrială, securitatea aprovizionării, flexibilitatea sistemului, cuplarea sectorului și decarbonizarea, prin aplicarea ei tot mai mult la surse de energie scăzute de carbon sau decarbonizate.

3. DESCRIEREA REȚELEI REGIONALE DE GAZE NATURALE PENTRU FIECARE GRUP DE RISC LA CARE PARTICIPĂ ROMÂNIA

România face parte dintre statele membre din grupul de risc pentru furnizarea de gaze naturale din est:

- Ucraina: Bulgaria, Republica Cehă, Danemarca, Germania, Grecia, Croația, Italia, Luxemburg, Ungaria, Austria, Polonia, România, Slovenia, Slovacia, Suedia;
- Transbalcanic: Bulgaria, Grecia, Ungaria, România;

respectiv sud-est:

- Coridorul sudic al gazelor naturale – Marea Caspică: Bulgaria, Grecia, Croația, Italia, Ungaria, Malta, Austria, România, Slovenia, Slovacia;

3.1. Grupul de risc Ucraina²²

3.1.1. Descrierea funcționării rețelei de gaze în cadrul Grupului de risc Ucraina

Grupul de risc Ucraina include: Bulgaria, Republica Cehă, Danemarca, Germania, Grecia, Croația, Italia, Luxemburg, Ungaria, Austria, Polonia, România, Slovenia, Slovacia și Suedia.



Figura 4. Componenta grupului de risc Ucraina

²² Evaluarea comună a riscurilor pentru Grupul de risc pentru furnizarea de gaze din est - Ucraina.



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

În 2021, consumul total de gaze naturale în Statele Membre care formează Grupul de risc Ucraina a fost de 257,1 mld. mc (2.750,69 TWh). Cel mai mare consum de gaze naturale în acest Grup de risc a fost înregistrat în Germania (93 mld. mc, adică 995,17 TWh), iar cel mai mic în Luxemburg (0,81 mld. mc, adică 8,71 TWh).

Tabelele 13 și 14 prezintă date principale privind rețeaua de gaze naturale în cadrul Grupului de risc Ucraina, respectiv capacitatea infrastructurii punctelor de interconectare pentru fiecare Stat Membru și instalațiile de regasificare a GNL.

Tabel 13. Capacitatea fermă medie a punctelor de interconectare între Statele Membre din Grupul de risc Ucraina (GWh/zi)

Puncte de interconectare	Capacitatea fermă medie (GWh/zi)	
	2022	2022-09
VIP Mediesu Aurit / Isaccea (UA→RO)	0	0
RC Basel (CH→DE)	Nu există pe hărțile de capacitate ale ENTSOG (IP ar putea fi unidirecțional)	
Bregdaróc 1400 / Beregovo (UA→HU)	0	0
VIP Bereg (UA→HU)	459.3	517.5
Bocholtz-Vetschau (NL→DE)	0	0
Budince (UA→SK)	137	176.8
Bunde / Oude Statenzijl (H) (GTG Nord) (NL→DE)	2.5	2.5
Dornum / NETRA (NO→DE)	716.5	714.6
Drozdovichi (UA→PL)	129.3	135.3
Emden (EPT1) (NO→DE)	436.9	444.2
Eynatten 1 / Lichtenbusch / Raeren (BE→DE)	302	302
GDLux / Bras Petange (BE→LU)	48.8	48.8
Gela (LY→IT)	476.5	475.8
Greifswald (RU→DE)	1394.8	1395.1
Haanrade (L) (NL→DE)	0	0
Isaccea / Orlovka I (UA→RO)	160.6	201.9
Isaccea / Orlovka II (Trans-Balkan Pipeline) (UA→RO)	297.4	297.4
Isaccea / Orlovka III (Trans-Balkan Pipeline) (UA→RO)	293.3	293.3
Kipi (TR→EL)	48.6	48.6
Kipoi (TANAP→TAP)	372	372.9
Kireevo / Zaychar (RS→BG)	335.4	335.3



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE
A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

Kiskundorozsma-2 / Horgos (RS→HU)	245.7	245.8
Kondratki (BY→PL/Yamal)	1017.5	1027.1
Mazara del Vallo (TN→IT)	1138.1	1138.1
Medelsheim / Obergailbach (FR→DE)	0	0
North Sea Entry (NO→DK)	146.3	
Griespass / Passo Gries (CH→IT)	640.4	640.4
Santaka (LT→PL)	40.9	58.1
Strandzha 2 / Malkoclar (TR→BG)	572.2	572
Tegelen (L) (NL→DE)	4.7	4.7
RC Thayngen-Fallentor (CH→DE)		
Tieterowka (BY→PL)	7.3	7.3
Ungheni (MD→RO)	21.5	21.5
Uzhgorod / Velké Kapušany (UA→SK)	1913.6	1913.6
VIP Belgium - NCG (BE→DE)	523	523
VIP TTF-GASPOOL (H) (NL→DE)	192.2	165.6
VIP TTF-GASPOOL (L) (NL→DE)	168	168
VIP TTF-NCG (H) (NL→DE)	364.2	364.2
VIP TTF-NCG (L) (NL→DE)	744.3	748.8
Wallbach (CH→DE)	172.8	172.8
Wysokoje (BY→PL)	169	169
TOTAL	13692.6	13702

Tabel 14. Terminale de regasificare a GNL

Terminal	Capacitate maximă zilnică de regazificare[GWh/d]	Capacitatea de stocare [TWh]
Wilhelmshaven (DE)	359.4	1.73
Alexandroupolis (EL)	242.33	1.01
Dioriga (EL)	120.65	0
Revithoussa (EL)	224.59	1.49
Krk (HR)	83.07	0.93
OLT Toscana (IT)	166.50	0.91
Panigaglia (IT)	119.50	0.45
Porto Levante (IT)	258.64	1.65



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

FSRU 1 - SNAM (IT)		1.12
FSRU 2 - SNAM (IT)		1.12
Świnoujście (PL)	220.0	2.12

! Pentru terminalele Wilhelmshaven (DE), Alexandroupolis (EL), Doriga (EL), FSRU 1 - SNAM (IT), FSRU 2 - SNAM (IT), Sursa: (GLE) LNG Import Terminals Map Database April 2022.

!! Pentru terminalele Revithoussa (EL), Krk (HR), OLT Toscana (IT), Panigaglia (IT), Porto Levante (IT), Świnoujście (PL)- Sursa: alsj.gie.eu, perioada 1.01.2022- 4.10.2022.

!!! Terminalele FSRU Alexandroupolis și Doriga urmează să devină operaționale la sfârșitul anului 2023, începutul lui 2024. Capacitatea de regazificare nu poate fi determinată în această etapă.

3.1.2. Rolul instalațiilor de stocare relevante pentru Grupul de risc Ucraina, inclusiv accesul transfrontalier

Capacitatea activă totală de stocare subterană a gazelor naturale în 2022 în Statele Membre care formează Grupul de risc Ucraina a fost de 72.98 mld. Mc (766.24 TWh). Cea mai mare capacitate de stocare a gazelor naturale s-a înregistrat în Germania, aproximativ 23.14 mld. Mc (242.93 TWh), cu mențiunea că Grecia, Luxemburg și Slovenia nu au infrastructură pentru înmagazinarea gazelor naturale.

În Tabelele 15 și 16 se prezintă date privind instalațiile de stocare relevante pentru Grupul de risc Ucraina, după cum urmează:

- capacitatea totală de stocare și capacitatea totală de stocare în comparație cu cererea în sezonul de încălzire (%), acces transfrontalier;
- capacitatea de extracție ca procent din volumul maxim util de gaze [%] pentru diferite niveluri de umplere.

Tabel 15. Capacitatea totală de stocare (TWh) și capacitatea totală de stocare în comparație cu cererea în sezonul de încălzire

Capacitatea totală de stocare (TWh) și capacitatea totală de stocare în comparație cu cererea în sezonul de încălzire (%)	Acces transfrontalier	Capacitatea totală de stocare (TWh)		Capacitatea totală de stocare în comparație cu cererea în sezonul de încălzire (%)	
		2021	2022	2021	2022
Austria	da	95.50	95.54	146.20%	141.21%
Bulgaria	da	5.94	5.81	27.46%	26.63%
Cehia		35.99	38.92	55.83%	58.39%
Germania		241.92	242.93	39.89%	38.11%
Danemarca		9.74	9.13	40.45%	38.30%
Grecia	-	0.00	0.00	0.00%	0.00%
Croația	da	5.22	4.92	24.97%	22.93%
Ungaria		68.90	67.70	87.96%	83.07%



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

Italia	da	197.52	195.26	39.79%	37.90%
Luxemburg		0.00	0.00	0.00%	0.00%
Polonia		35.79	36.18	27.39%	27.18%
România	da	32.97	32.86	36.13%	33.77%
Suedia		0.10	0.10	1.16%	1.14%
Slovenia	-	0.00	0.00	0.00%	0.00%
Slovacia	da	41.53	36.90	114.07%	100.38%

Sursa datelor: AGSI GIE

Tabel 16. Capacitatea de extracție ca procent din volumul maxim util de gaze [%] pentru diferite niveluri de umplere (GWh/ zi)

[GWh/d]	100%	90%	80%	70%	60%	50%	40%	30%
Austria	1064.31	1046.86	1038.75	1027.29	1019.02	1004.84	930.73	848.20
Bulgaria	40.33	40.33	40.33	40.33	40.33	40.33	38.32	34.28
Cehia	705.07	705.07	705.07	705.07	705.07	683.92	564.06	493.55
Germania	6811.36	6811.36	6811.36	6743.24	6743.24	6743.24	5857.77	5040.40
Danemarca	180.90	180.90	180.90	180.90	180.90	180.90	180.90	180.90
Grecia	-	-	-	-	-	-	-	-
Croația	53.13	53.13	53.13	53.13	53.13	51.00	42.50	34.53
Ungaria	839.71	839.71	839.71	839.71	839.71	814.52	797.72	705.36
Italia	2909.68	2909.68	2880.58	2851.48	2851.48	2851.48	2444.13	2036.77
Luxemburg	-	-	-	-	-	-	-	-
Polonia	595.86	595.86	589.90	583.94	577.98	536.27	500.52	429.02
România	322.53	322.53	319.30	316.08	316.08	316.08	270.92	225.77
Suedia	8.19	8.19	8.11	8.02	8.02	8.02	6.88	5.73
Slovenia	-	-	-	-	-	-	-	-
Slovacia	491.55	486.63	476.80	471.89	457.14	432.56	403.07	363.75

3.1.3. Rolul producției interne de gaze naturale a Statelor Membre din Grupul de risc Ucraina

Producția totală de gaze naturale în Grupul de risc Ucraina în 2021 a fost de 25,34 mld. Mc (266.12 TWh), ceea ce reprezintă aproximativ 9,67% din consumul total de gaze naturale din acest grup. Cea mai mare producție a fost înregistrată în România (8,91 mld. mc, adică 93.52 TWh), iar cea mai mică a fost înregistrată în Grecia și Slovenia (4,76 mil. mc sau 50 GWh, respectiv 5,71 mil. mc sau 60 GWh).



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

În Tabelul 17. se prezintă producția națională a Statelor Membre din Grupul de risc Ucraina pentru anul 2021.

Tabel 17. Producția internă de gaze naturale a Statelor Membre din Grupul de risc Ucraina

Producția, [MSm ³ /zi]	2021
Austria	1.95
Bulgaria	0.09
Cehia	0.56
Germania	12.26
Danemarca	3.57
Grecia	0.01
Croația	2.07
Ungaria	3.87
Italia	8.64
Luxemburg	0.00
Polonia	11.07
România	23.99
Suedia	0.00
Slovenia	0.01
Slovacia	0.16
TOTAL	68.27

3.1.4. Rolul gazelor naturale în producția de energie electrică în cadrul Grupului de risc Ucraina

Producția totală de energie electrică în 2021 în cadrul Grupului de risc Ucraina (fără Croația - nu a raportat) a fost de 158,01 mld. mc (1659.1 TWh). O sinteză privind rolul gazelor naturale în producția de energie electrică a statelor membre din Grupul de risc Ucraina se prezintă în Tabelul 18.

Tabel 18. Rolul gazelor naturale în producția de energie electrică a Statelor Membre din Grupul de risc Ucraina

Producție energie electrică		2020	2021	2022
Austria	Capacitatea de generare bazată pe gaz - Total [MWe]	4466	4609	4609
	Capacitatea de generare bazată pe gaz – Procent din capacitatea totală de generare [%]	17.1%	17.0%	
	Capacitatea de cogenerare - Total [MWe]	4199	4128	4128
	Capacitatea de cogenerare – Procentaj din capacitatea totală de generare [%]	16.0%	15.3%	



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE
A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

	Total producție energie electrică [GWh]	72414	70292	45664
	Procent din producția de energie electrică bazată pe gaz [%]	13.8%	15.3%	
	Procentul de gaz utilizat pentru generarea de energie [%]	27.9%	28.0%	
Bulgaria	Capacitatea de generare bazată pe gaz - Total [MWe]	1232	1266	1266
	Capacitatea de generare bazată pe gaz – Procent din capacitatea totală de generare [%]	9.6%	9.7%	9.6%
	Capacitatea de cogenerare - Total [MWe]	1291		
	Capacitatea de cogenerare – Procentaj din capacitatea totală de generare [%]	10.1%		
	Total producție energie electrică [GWh]	40767	47551	
	Procent din producția de energie electrică bazată pe gaz [%]	5.6%		
	Procentul de gaz utilizat pentru generarea de energie [%]	26.9%		
Grecia	Capacitatea de generare bazată pe gaz - Total [MWe]	4902	4902	5213
	Capacitatea de generare bazată pe gaz – Procent din capacitatea totală de generare [%]	27.8%	27.4%	27.7%
	Capacitatea de cogenerare - Total [MWe]	434		
	Capacitatea de cogenerare – Procentaj din capacitatea totală de generare [%]	2.5%		
	Total producție energie electrică [GWh]	48252	53268	
	Procent din producția de energie electrică bazată pe gaz [%]	39.8%		
	Procentul de gaz utilizat pentru generarea de energie [%]	64.8%		
Cehia	Capacitatea de generare bazată pe gaz - Total [MWe]	1226	1226	1240



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE
A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

	Capacitatea de generare bazată pe gaz – Procent din capacitatea totală de generare [%]	6.0%	6.1%	6.3%
	Capacitatea de cogenerare - Total [MWe]	8272		
	Capacitatea de cogenerare – Procentaj din capacitatea totală de generare [%]	40.2%		
	Total producție energie electrică [GWh]	81517	85082	
	Procent din producția de energie electrică bazată pe gaz [%]	8.4%	8.6%	
	Procentul de gaz utilizat pentru generarea de energie [%]	17.6%	18.1%	
Germania	Capacitatea de generare bazată pe gaz - Total [MWe]	31712	31942	30553
	Capacitatea de generare bazată pe gaz – Procent din capacitatea totală de generare [%]	14.2%	13.9%	13.7%
	Capacitatea de cogenerare - Total [MWe]	53448		
	Capacitatea de cogenerare – Procentaj din capacitatea totală de generare [%]	24.0%		
	Total producție energie electrică [GWh]	572666	596195	
	Procent din producția de energie electrică bazată pe gaz [%]	16.7%		
	Procentul de gaz utilizat pentru generarea de energie [%]	23.5%		
Danemarca	Capacitatea de generare bazată pe gaz - Total [MWe]	1739	1654	1621
	Capacitatea de generare bazată pe gaz – Procent din capacitatea totală de generare [%]	10.9%	10.4%	9.7%
	Capacitatea de cogenerare - Total [MWe]	4959		
	Capacitatea de cogenerare – Procentaj din capacitatea totală de generare [%]	31.2%		
	Total producție energie electrică [GWh]	28734	33043	
	Procent din producția de energie electrică bazată pe gaz [%]	4.1%		



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE
A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

	Procentul de gaz utilizat pentru generarea de energie [%]	10.7%		
Grecia	Capacitatea de generare bazată pe gaz - Total [MWe]	5447.50	5449.50	5330.65
	Capacitatea de generare bazată pe gaz – Procent din capacitatea totală de generare [%]	29.4%	30.7%	24.3%
	Capacitatea de cogenerare - Total [MWe]	569	571	452
	Capacitatea de cogenerare – Procentaj din capacitatea totală de generare [%]	3.1%	3.2%	2.1%
	Total producție energie electrică [GWh]	41243	48728	33425
	Procent din producția de energie electrică bazată pe gaz [%]	45.9%	43.3%	39.6%
	Procentul de gaz utilizat pentru generarea de energie [%]	65.0%	68.7%	72.9%
Croația	Capacitatea de generare bazată pe gaz - Total [MWe]	743	743	750
	Capacitatea de generare bazată pe gaz – Procent din capacitatea totală de generare [%]	14.50%	17.50%	17.00%
	Capacitatea de cogenerare - Total [MWe]	871	15271	
	Capacitatea de cogenerare – Procentaj din capacitatea totală de generare [%]	17.10%	359.40%	
	Total producție energie electrică [GWh]	13385		
	Procent din producția de energie electrică bazată pe gaz [%]	25.70%		
	Procentul de gaz utilizat pentru generarea de energie [%]	28.60%		
Ungaria	Capacitatea de generare bazată pe gaz - Total [MWe]	4030	4011	3979
	Capacitatea de generare bazată pe gaz – Procent din capacitatea totală de generare [%]	42.1%	40.4%	38.3%
	Capacitatea de cogenerare - Total [MWe]	1606		



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE
A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

	Capacitatea de cogenerare – Procentaj din capacitatea totală de generare [%]	16.8%		
	Total producție energie electrică [GWh]	34930	36130	
	Procent din producția de energie electrică bazată pe gaz [%]	26.1%		
	Procentul de gaz utilizat pentru generarea de energie [%]	19.4%		
Italia	Capacitatea de generare bazată pe gaz - Total [MWe]	42523	41925	41961
	Capacitatea de generare bazată pe gaz – Procent din capacitatea totală de generare [%]	44.9%	44.9%	45.0%
	Capacitatea de cogenerare - Total [MWe]			
	Capacitatea de cogenerare – Procentaj din capacitatea totală de generare [%]			
	Total producție energie electrică [GWh]	280531	286905	
	Procent din producția de energie electrică bazată pe gaz [%]	47.7%		
	Procentul de gaz utilizat pentru generarea de energie [%]	41.0%		
Luxemburg	Capacitatea de generare bazată pe gaz - Total [MWe]	81	96	96
	Capacitatea de generare bazată pe gaz – Procent din capacitatea totală de generare [%]	15.9%	15.9%	15.4%
	Capacitatea de cogenerare - Total [MWe]	138		
	Capacitatea de cogenerare – Procentaj din capacitatea totală de generare [%]	27.1%		
	Total producție energie electrică [GWh]	2234	2305	
	Procent din producția de energie electrică bazată pe gaz [%]	8.2%		
	Procentul de gaz utilizat pentru generarea de energie [%]	9.1%		



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE
A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

Polonia	Capacitatea de generare bazată pe gaz - Total [MWe]	2540	2555	3705
	Capacitatea de generare bazată pe gaz – Procent din capacitatea totală de generare [%]	5.8%	5.7%	7.5%
	Capacitatea de cogenerare - Total [MWe]			
	Capacitatea de cogenerare – Procentaj din capacitatea totală de generare [%]			
	Total producție energie electrică [GWh]	158043	179418	
	Procent din producția de energie electrică bazată pe gaz [%]	10.9%		
	Procentul de gaz utilizat pentru generarea de energie [%]	17.1%		
România	Capacitatea de generare bazată pe gaz - Total [MWe]	2666	2184	2218
	Capacitatea de generare bazată pe gaz – Procent din capacitatea totală de generare [%]	14.4%	12.6%	13.4%
	Capacitatea de cogenerare - Total [MWe]	1448	1081.3	
	Capacitatea de cogenerare – Procentaj din capacitatea totală de generare [%]	7.8%	3.7%	
	Total producție energie electrică [GWh]	55935	59267	
	Procent din producția de energie electrică bazată pe gaz [%]	16.9%	12.9%	
	Procentul de gaz utilizat pentru generarea de energie [%]	24.3%	17.89%	
Suedia	Capacitatea de generare bazată pe gaz - Total [MWe]			
	Capacitatea de generare bazată pe gaz – Procent din capacitatea totală de generare [%]			
	Capacitatea de cogenerare - Total [MWe]	2902		
	Capacitatea de cogenerare – Procentaj din capacitatea totală de generare [%]	6.8%		
	Total producție energie electrică [GWh]	163833	168600	



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE
A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

	Procent din producția de energie electrică bazată pe gaz [%]	0.1%		
	Procentul de gaz utilizat pentru generarea de energie [%]	2.5%		
Slovenia	Capacitatea de generare bazată pe gaz - Total [MWe]	546	548	626
	Capacitatea de generare bazată pe gaz – Procent din capacitatea totală de generare [%]	14.0%	14.2%	15.8%
	Capacitatea de cogenerare - Total [MWe]	346		
	Capacitatea de cogenerare – Procentaj din capacitatea totală de generare [%]	8.9%		
	Total producție energie electrică [GWh]	17191	15884	
	Procent din producția de energie electrică bazată pe gaz [%]	3.4%		
	Procentul de gaz utilizat pentru generarea de energie [%]	15.9%		
Slovacia	Capacitatea de generare bazată pe gaz - Total [MWe]			
	Capacitatea de generare bazată pe gaz – Procent din capacitatea totală de generare [%]			
	Capacitatea de cogenerare - Total [MWe]	1610		
	Capacitatea de cogenerare – Procentaj din capacitatea totală de generare [%]			
	Total producție energie electrică [GWh]	28838	29709	
	Procent din producția de energie electrică bazată pe gaz [%]	12.4%		
	Procentul de gaz utilizat pentru generarea de energie [%]	18.8%		



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

3.2. Grupul de risc pentru furnizarea de gaze din est - Transbalcanic²³

3.2.1. Descrierea funcționării rețelei de gaze în cadrul Grupului de risc Transbalcanic

Grupul de risc Transbalcanic include: Bulgaria, România, Grecia și Ungaria.



Figura 5. Componenta grupului de risc Transbalcanic

România, Bulgaria și Grecia sunt considerate ca o „singură zonă”. Esențiale pentru acest grup de risc sunt cele 5 puncte de intrare care conectează regiunea cu țări din afara regiunii:

- În nord punctul transfrontalier dintre Ucraina și România este Medieșu Aurit (EP1), la granița dintre România și Ucraina punctul transfrontalier este Isaccea (EP2) și la granița dintre România și Ungaria punctul transfrontalier este Csanádpalota (EP3);
- În sud: punctul de intrare (EP4) este la Kipi, care conectează Turcia și Grecia și terminalul GNL la Revithoussa;
- În estul și vestul Bulgariei, există, de asemenea, două puncte de ieșire din regiunea Transbalcanică, EXP1 către Turcia la Strandzha/Malkoclar și EXP2 către Macedonia de Nord la Kyustendil/ Zhidilovo.

²³ Evaluarea comună a riscurilor pentru Grupul de risc Transbalcanic.



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA



Figura 6. Harta punctelor transfrontaliere din Grupul de risc Transbalcanic

Tabelul 19. prezintă date principale privind rețeaua de gaze naturale în cadrul Grupului de risc Transbalcanic, respectiv capacitatea fermă și întreruptibilă a punctelor transfrontaliere pentru fiecare Stat Membru.²⁴

Tabel 19. Capacitatea fermă și întreruptibilă în punctele transfrontaliere din Grupul de risc Transbalcanic

Punct de interconectare Bulgaria	Capacitate (Sm ³ /d) - 15°C/15°C			
	Intrare		Ieșire	
	Fermă	Întreruptibilă	Fermă	Întreruptibilă
Negru Voda 1(RO)/Kardam (BG)	20,3		14,8	Determinată în dinamică
Kulata (BG)/Sidirokastron (GR)	6,1	Determinată în dinamică	11,1	-
Ruse (BG)/ Giurgiu (RO)	4,1	0	2,5	

²⁴ Evaluarea comună a riscurilor pentru Grupul de risc Transbalcanic.



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE
A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

Kyustendil (BG)/ Zidilovo (NMK)		0	2,6	
Strandzha (BG) / Malkoclar (TR)	32	0	47,1	
Kireevo (BG)/ Zaycar (RS)	32		38	
Strandzha 2 (BG)/ Malkoclar (TR)	54,6			

Punct de interconectare Grecia	Capacitate (mNm ³ /zi)			
	Intrare		Ieșire	
	Fermă	Înteruptibilă	Fermă	Înteruptibilă
Kulata(BG)/Sidirokastron (GR)	10,3	-	5,7	4,96
Kipi (TR)/(GR)	4,3	1,16 0 – (din 04.01.2022)	-	-
Nea Mesimvria (TAP)	4,8	4,22	-	3,06
Agia Triada (GNL)	17,1 19,15 – (din 01.06.2022)	-	-	-

Punct de interconectare Ungaria	Capacitate (mSm ³ /d)			
	Intrare		Ieșire	
	Fermă	Înteruptibilă	Fermă	Înteruptibilă
Beregdaroc (UK)/(HU)	48	23,3	-	19,2
Mosonmagyaróvár (AT)/(HU)	14,4	-	-	-
Csanádaplota (HU)/(RO)	4,8	-	7,2	-
Drovaszerdahely (HU)/(HR)	4,8	14,4	7,2	12
Balassagyarmat (HU)/(SK)	12	-	4,8	-
Kiskundorozsma (HU)/(RS)	-	-	13,2	-



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE
A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

Punct de Interconectare România	Capacitate (Sm ³ /d) - 15°C/15°C			
	Intarare		Ieșire	
	Fermă	Întreruptibilă	Fermă	Întreruptibilă
Csanapadlota	7.200.000,00 (din 01.10.2020)	0	4.800.000 (din 01.12.2020) 6.720.000 (din 01.10.2022)	0
Mediesul Aurit - Isaccea	0	0	-	-
Isaccea I	18.759.814,00 (din 12.02.2020)	0		11.300.000,00 (din 01.01.2021)
Isaccea II	27.366.015,00 (24.12.2020)	0	-	-
Isaccea III	27.652.174,00 (24.12.2020)	0	-	-
Ruse-Giurgiu	2.520.000,00 (Apr 2019)	0	2.055.000,00 (01.11.2019 - 31.08.2020) 4.110.000,00 (01.09.2020 - 31.12.2021)	0
Negru Voda I	15.724.778,00 (01.01.2020 - 31.01.2021) 14.436.471,00 (01.02.2021 - 30.09.2021) 14.5450.420,00 (Apr 01.10.2021)		17.437.700,00 (tehnice) 6.300.000,00 (din Iulie 2022)	0
Negru Voda II	-		26.926.027,00 (01.10.2018 - 30.09.2020) 27.366.015,00 (01.10.2020 - 31.12.2021)	0
Negru Voda III	-		23.425.644,00 (01.10.2018 - 23.12.2020) 27.652.174,00 (24.12.2020 - 31.12.2021)	0



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

Ungheni	200.000,00 (16.07.2020 - 30.09.2021)		120.000,00 (01.10.2018 - 31.07.2020)	0
	2.010.000,00 (01.10.2021 - 31.12.2021)		1.500.000,00 (01.08.2020 - 30.09.2021)	
			5.160.000,00 (01.10.2021 - 31.12.2021)	

Valorile privind consumul de gaze naturale și producția națională de gaze naturale a Statelor Membre incluse în Grupul de risc Transbalcanic sunt integrate în descrierea Grupului de risc Ucraina.

Tabelul 20. prezintă date principale privind rețeaua de gaze naturale în cadrul Grupului de risc Transbalcanic, respectiv capacitatea fermă și întreruptibilă a punctelor transfrontaliere pentru fiecare Stat Membru.

Tabel 20. Capacitatea tehnică (fermă) a punctelor de intrare și de ieșire din regiune începând cu anul 2022 în GWh/zi

Romania		Bulgaria		Grecia		Ungaria	
Isaccea (Ucraina)	201.9	Strandzha 2-Malkoclar (Turcia)	572	Kipoi (Turcia)	48.6	Bereg (Ucraina)	517.5
Ungheni (Moldova)	21.5	ICGB Komotini (TAP)	96.66	Nea Mesimvria (TAP)	53.37	Balassagyarmat (Slovakia)	129
Mediesu-Aurit (Ucraina)	0 (inactive)					Mosonmagyaróvár (Austria)	153.1
		Kireevo (Serbia Ieșire)	401.16 *			Dravaszerdahely (Croatia)	51.7
		Zidilovo (Macedonia de Nord Ieșire)	27.16*			Kiskundorozsma (Serbia)	245.8
1662.8 1 (total)							



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

3.3. Grupul de risc Coridorul sudic al gazelor – Marea Caspică²⁵

3.3.1 Descrierea funcționării rețelei de gaze în cadrul Grupului de risc Caspic

Grupul de risc Caspic include: Austria, Bulgaria, Grecia, Croația, Italia, Ungaria, Malta, România, Slovenia, Slovacia.



Figura 7. Componenta grupului de risc Caspic

Tabel 21. Capacitatea fermă medie a punctelor de interconectare între Statele Membre din Grupul de risc Caspic (GWh/zi)

Puncte de interconectare	Capacitatea fermă medie (GWh/zi)				
	2019	2020	2021	2022	2022-09
Bregdaróc 1400 / Bregovo (UA→HU)	516,6	170,7	0	0	0
Bregdaróc 800 / Bregovo (HU→UA)	0	0	0	0	0
Bizzarone (IT→CH)	12,9	12,9	13	13	13
Budince (SK→UA)	280,8	280,8	280,8	404,9	312
Budince (UA→SK)	176,8	176,8	176,8	137	176,8
Gela (LY→IT)	506,4	446,1	436,6	476,5	475,8
Griespass / Passo Gries (CH→IT)	695,7	654,4	640,5	640,4	640,4
Griespass / Passo Gries (IT→CH)	431,8	429,2	431,4	431,4	431,4
Isaccea / Orlovka I (RO→UA)		157	122,2	122,2	122,2
Isaccea / Orlovka I (UA→RO)	198,3	180,4	201,6	160,6	201,9
Isaccea / Orlovka II (Trans-Balkan Pipeline) (RO→UA)	Nu există pe hărțile de capacitate ale ENTSOG				

²⁵ Evaluarea comună a riscurilor pentru Grupul de risc Caspic.



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE
A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

Isaccea / Orlovka II (Trans-Balkan Pipeline) (UA→RO)	289,7	289,7	297,4	297,4	297,4
Isaccea / Orlovka III (Trans-Balkan Pipeline) (RO→UA)	Nu există pe hărțile de capacitate ale ENTSG				
Isaccea / Orlovka III (Trans-Balkan Pipeline) (UA→RO)	251,4	251,4	293,3	293,3	293,3
Kiefersfelden (DE→AT)	0	0	0	0	0
Kipi (EL→TR)	Nu există pe hărțile de capacitate ale ENTSG (IP ar putea fi unidirecțional)				
Kipi (TR→EL)	48	47,8	47,4	48,6	48,6
Kipoi (TANAP→TAP)		349,9	355,6	372	372,9
Kipoi (TAP→TANAP)	Nu există pe hărțile de capacitate ale ENTSG (IP ar putea fi unidirecțional)				
Kireevo / Zaychar (BG→RS)		0	255	398,2	398,1
Kireevo / Zaychar (RS→BG)		0	100,3	335,4	335,3
Kiskundorozsma (HU→RS)	142	142	142	142	142
Kiskundorozsma-2 / Horgos (HU→RS)	Infrastructură nouă, care nu apare încă pe hărți				
Kiskundorozsma-2 / Horgos (RS→HU)			245,9	245,7	245,8
Kyustendil / Zidilovo (BG→MK)	27,2	27,4	27,4	27,4	27,4
Lanžhot (CZ→SK)	687	1246,4	1246,4	1246,4	1246,4
Lanžhot (SK→CZ)	400,4	457,6	457,6	448,3	447,2
Mazara del Vallo (TN→IT)	1183,6	1157,4	1138,3	1138,1	1138,1
Oberkappel (AT→DE)	158,4	158,6	152,8	154,9	159,9
Oberkappel (DE→AT)	195,9	198,6	189,6	199,1	196,7
RC Lindau (AT→DE)	Nu există pe hărțile de capacitate ale ENTSG (IP ar putea fi unidirecțional)				
RC Lindau (DE→AT)	25,4	26,9	27,8	28,4	30,1
Strandzha / Malkoclar (BG→TR)	482,1	498,1	497	166,9	0



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

Strandzha 2 / Malkoclar (TR→BG)		576,8	575	572,2	572
Ungheni (MD→RO)		2,2	7	21,5	21,5
Ungheni (RO→MD)	1,3	7,4	26	55,4	55,4
Velké Kapušany-Uzhgorod (SK→UA)	Nu există pe hărțile de capacitate ale ENTSOG (IP ar putea fi unidirecțional)				
Velké Kapušany-Uzhgorod (UA→SK)	2028	2059,2	2028	1913,6	1913,6
VIP Bereg (HU→UA)		0	0	84,7	84,8
VIP Bereg (UA→HU)		515,7	515,5	459,3	517,5
VIP Kiefersfelden-Pfronten (DE→AT)	23,2	23,9	26,1	26,1	26,1
VIP Mediesu Aurit / Isaccea (RO→UA)	Nu există pe hărțile de capacitate ale ENTSOG				
VIP Mediesu Aurit / Isaccea (UA→RO)	374,5	21,4	0	0	0
Überackern ABG / Überackern (AT→DE)	170,2	153,7	166	167	173,4
Überackern ABG / Überackern (DE→AT)	113,8	108,8	110,6	109,5	114
Überackern SUDAL / Überackern 2 (AT→DE)	170,2	153,7	165,6	161,3	173,4
Überackern SUDAL / Überackern 2 (DE→AT)	113,8	108,8	110,6	109,5	114

Tabel 22. Terminale de regasificare a GNL

Terminal	Capacitate maximă zilnică de regasificare [GWh/d]	Capacitatea de stocare [TWh]
Alexandroupolis (EL)	242.33	1.01
Dioriga (EL)	120.65	
Revithoussa (EL)	269.90	1.49
Krk (HR)	83.07	0.93
OLT Toscana (IT)	166.50	0.91
Panigaglia (IT)	119.50	0.45
Porto Levante (IT)	258.64	1.65
FSRU 1 - SNAM (IT)		1.12
FSRU 2 - SNAM (IT)		1.12



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

3.3.2. Rolul instalațiilor de stocare relevante pentru Grupul de risc Caspic, inclusiv accesul transfrontalier

Capacitatea activă totală de stocare subterană a gazelor naturale în 2022 în Statele Membre care formează Grupul de risc Caspic a fost de 44,92 mld. mc (438,85 TWh). Cea mai mare capacitate de stocare a gazelor naturale s-a înregistrat în Italia, aproximativ 19.99 mld. mc (195,29 TWh), cu mențiunea că Grecia, Malta și Slovenia nu au infrastructură pentru înmagazinarea gazelor naturale. În Tabelele 23. și 24. se prezintă date privind instalațiile de stocare relevante pentru Grupul de risc Caspic, după cum urmează:

- capacitatea totală de stocare și capacitatea totală de stocare în comparație cu cererea în sezonul de încălzire (%), acces transfrontalier;
- capacitatea de extracție ca procent din volumul maxim util de gaze [%] pentru diferite niveluri de umplere.

Tabel 23. Capacitatea totală de stocare (TWh) și capacitatea totală de stocare în comparație cu cererea în sezonul de încălzire (%)

	Acces transfrontalier	Capacitatea totală de stocare (TWh)		Capacitatea totală de stocare în comparație cu cererea în sezonul de încălzire (%)	
		2021	2022	2021	2022
Austria	da	95.49	95.40	146.20%	141.21%
Bulgaria	da	5.94	5.81	27.46%	26.63%
Grecia	-	0.00	0.00	0.00%	0.00%
Croația	da	5.22	4.92	24.97%	22.93%
Italia	da	197.52	195.26	39.79%	37.90%
Ungaria		68.90	67.70	87.96%	83.07%
Malta	da	0.00	0.00	0.00%	0.00%
România	da	32.97	32.86	36.13%	33.77%
Slovenia	-	0.00	0.00	0.00%	0.00%
Slovacia	da	41.53	36.90	114.07%	100.38%



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

Tabel 24. Capacitatea de extracție ca procent din volumul maxim util de gaze [%] pentru diferite niveluri de umplere (GWh/ zi)

[GWh/d]	100%	90%	80%	70%	60%	50%	40%	30%
Austria	1058.71	1048.12	1037.54	1026.95	1016.36	1005.78	931.67	846.97
Bulgaria	40.33	40.33	40.33	40.33	40.33	40.33	38.32	34.28
Grecia	-	-	-	-	-	-	-	-
Croația	53.13	53.13	53.13	53.13	53.13	51.00	42.50	34.53
Ungaria	839.71	839.71	839.71	839.71	839.71	814.52	797.72	705.36
Italia	2909.68	2909.68	2880.58	2851.48	2851.48	2851.48	2444.13	2036.77
Malta	-	-	-	-	-	-	-	-
România	322.53	322.53	319.30	316.08	316.08	316.08	270.92	225.77
Slovenia	-	-	-	-	-	-	-	-
Slovacia	491.55	486.63	476.80	471.89	457.14	432.56	403.07	363.75

3.3.3. Rolul producției interne de gaze naturale a Statelor Membre din Grupul de risc Caspic

Producția totală de gaze naturale în Grupul de risc Caspic în 2021 a fost de 16,26 mld. mc (158,81 TWh), ceea ce reprezintă aproximativ 11,6% din consumul total de gaze naturale din acest grup. Cea mai mare producție a fost înregistrată în România (9,57 mld. mc, adică 93,52 TWh), iar cea mai mică a fost înregistrată în Grecia și Slovenia (5,1 mil. Mc sau 50 GWh, respectiv 6,1 mil. mc sau 60 GWh).

În Tabelul 25. se prezintă producția națională a Statelor Membre din Grupul de risc Caspic pentru anul 2021.

Tabel 25. Producția internă de gaze naturale a Statelor Membre din Grupul de risc Caspic

Producția, [MSm ³ /zi]	2021
Austria	1.88
Bulgaria	0.09
Grecia	0.01
Croația	2.07
Ungaria	3.87
Italia	8.64
Malta	0.00
România	23.99
Slovenia	0.01



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

Slovenia	0.16
TOTAL	40.74

3.3.4. Rolul gazelor naturale în producția de energie electrică în cadrul Grupului de risc Caspic

Producția totală de energie electrică în 2021 în cadrul Grupului de risc Caspic a fost de 61,59 mld. mc (601,7 TWh).

O sinteză privind rolul gazelor naturale în producția de energie electrică a statelor membre din Grupul de risc Caspic se prezintă în Tabelul 26.

Tabel 26. Rolul gazelor naturale în producția de energie electrică a Statelor Membre din Grupul de risc Caspic

Producție energie electrică		2020	2021	2022
Austria	Capacitatea de generare bazată pe gaz - Total [MWe]	4015	4449	4350
	Capacitatea de generare bazată pe gaz – Procent din capacitatea totală de generare [%]	19.2%	19.3%	18.2%
	Capacitatea de cogenerare - Total [MWe]	2882		
	Capacitatea de cogenerare – Procentaj din capacitatea totală de generare [%]	13.8%		
	Total producție energie electrică [GWh]	72566	70779	
	Procent din producția de energie electrică bazată pe gaz [%]	13.7%		
	Procentul de gaz utilizat pentru generarea de energie [%]	26.3%		
Bulgaria	Capacitatea de generare bazată pe gaz - Total [MWe]	1232	1266	1266
	Capacitatea de generare bazată pe gaz – Procent din capacitatea totală de generare [%]	9.6%	9.7%	9.6%
	Capacitatea de cogenerare - Total [MWe]	1291		
	Capacitatea de cogenerare – Procentaj din capacitatea totală de generare [%]	10.1%		
	Total producție energie electrică [GWh]	40767	47551	
	Procent din producția de energie electrică bazată pe gaz [%]	5.6%		



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE
A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

	Procentul de gaz utilizat pentru generarea de energie [%]	26.9%		
Grecia	Capacitatea de generare bazată pe gaz - Total [MWe]	4902	4902	5213
	Capacitatea de generare bazată pe gaz – Procent din capacitatea totală de generare [%]	27.8%	27.4%	27.7%
	Capacitatea de cogenerare - Total [MWe]	434		
	Capacitatea de cogenerare – Procentaj din capacitatea totală de generare [%]	2.5%		
	Total producție energie electrică [GWh]	48252	53268	
	Procent din producția de energie electrică bazată pe gaz [%]	39.8%		
	Procentul de gaz utilizat pentru generarea de energie [%]	64.8%		
Croația	Capacitatea de generare bazată pe gaz - Total [MWe]	743	743	750
	Capacitatea de generare bazată pe gaz – Procent din capacitatea totală de generare [%]	14.50%	17.50%	17.00%
	Capacitatea de cogenerare - Total [MWe]	871	15271	
	Capacitatea de cogenerare – Procentaj din capacitatea totală de generare [%]	17.10%	359.40%	
	Total producție energie electrică [GWh]	13385		
	Procent din producția de energie electrică bazată pe gaz [%]	25.70%		
	Procentul de gaz utilizat pentru generarea de energie [%]	28.60%		
Ungaria	Capacitatea de generare bazată pe gaz - Total [MWe]	4030	4011	3979
	Capacitatea de generare bazată pe gaz – Procent din capacitatea totală de generare [%]	42.1%	40.4%	38.3%
	Capacitatea de cogenerare - Total [MWe]	1606		



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE
A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

	Capacitatea de cogenerare – Procentaj din capacitatea totală de generare [%]	16.8%		
	Total producție energie electrică [GWh]	34930	36130	
	Procent din producția de energie electrică bazată pe gaz [%]	26.1%		
	Procentul de gaz utilizat pentru generarea de energie [%]	19.4%		
Italia	Capacitatea de generare bazată pe gaz - Total [MWe]	42523	41925	41961
	Capacitatea de generare bazată pe gaz – Procent din capacitatea totală de generare [%]	44.9%	44.9%	45.0%
	Capacitatea de cogenerare - Total [MWe]			
	Capacitatea de cogenerare – Procentaj din capacitatea totală de generare [%]			
	Total producție energie electrică [GWh]	280531	286904.5	
	Procent din producția de energie electrică bazată pe gaz [%]	47.7%		
	Procentul de gaz utilizat pentru generarea de energie [%]	41.0%		
Malta	Capacitatea de generare bazată pe gaz - Total [MWe]			
	Capacitatea de generare bazată pe gaz – Procent din capacitatea totală de generare [%]			
	Capacitatea de cogenerare - Total [MWe]	139		
	Capacitatea de cogenerare – Procentaj din capacitatea totală de generare [%]			
	Total producție energie electrică [GWh]	2143	2215	
	Procent din producția de energie electrică bazată pe gaz [%]	85.9%		
	Procentul de gaz utilizat pentru generarea de energie [%]	100.0%		



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE
A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

România	Capacitatea de generare bazată pe gaz - Total [MWe]	2666	2184	2218
	Capacitatea de generare bazată pe gaz – Procent din capacitatea totală de generare [%]	14.4%	12.6%	13.4%
	Capacitatea de cogenerare - Total [MWe]	1448		
	Capacitatea de cogenerare – Procentaj din capacitatea totală de generare [%]	7.8%		
	Total producție energie electrică [GWh]	55935	59267	
	Procent din producția de energie electrică bazată pe gaz [%]	16.9%		
	Procentul de gaz utilizat pentru generarea de energie [%]	24.3%		
Slovenia	Capacitatea de generare bazată pe gaz - Total [MWe]	546	548	626
	Capacitatea de generare bazată pe gaz – Procent din capacitatea totală de generare [%]	14.0%	14.2%	15.8%
	Capacitatea de cogenerare - Total [MWe]	346		
	Capacitatea de cogenerare – Procentaj din capacitatea totală de generare [%]	8.9%		
	Total producție energie electrică [GWh]	17191	15884	
	Procent din producția de energie electrică bazată pe gaz [%]	3.4%		
	Procentul de gaz utilizat pentru generarea de energie [%]	15.9%		
Slovacia	Capacitatea de generare bazată pe gaz - Total [MWe]			
	Capacitatea de generare bazată pe gaz – Procent din capacitatea totală de generare [%]			
	Capacitatea de cogenerare - Total [MWe]	1610		
	Capacitatea de cogenerare – Procentaj din capacitatea totală de generare [%]			
	Total producție energie electrică [GWh]	28838	29709	



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

	Procent din producția de energie electrică bazată pe gaz [%]	12.4%		
	Procentul de gaz utilizat pentru generarea de energie [%]	18.8%		

3.4. Calcularea formulei N-1 la nivelul Grupurilor de risc

3.4.1. Calcularea formulei N-1 la nivelul Grupului de risc Ucraina

Formula utilizată pentru calcularea formulei N-1 la nivelul Grupului de risc este cea prevăzută la punctul 4, din Anexa II la Regulament, respectiv *formula N-1 prin luarea în considerare a măsurilor axate pe cerere*:

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

Definiții ale parametrilor utilizați pentru calcularea formulei N-1:

EP_m	Capacitatea tehnică a punctelor de intrare (în milioane de m ³ pe zi), altele decât cele aferente instalațiilor de producție, instalațiilor GNL și de stocare, simbolizate prin P _m , GNL _m și S _m , înseamnă suma capacităților tehnice ale tuturor punctelor de intrare de la frontieră capabile să furnizeze gaze către zona luată în calcul.
P_m	Capacitatea tehnică maximă de producție (în milioane de m ³ pe zi) înseamnă suma capacităților tehnice zilnice maxime de producție ale tuturor instalațiilor de producție a gazelor, care pot fi furnizate la punctele de intrare din zona luată în calcul.
S_m	Capacitatea tehnică maximă de stocare (în milioane de m ³ pe zi) înseamnă suma capacităților tehnice zilnice maxime de extracție din toate instalațiile de stocare, care pot fi furnizate la punctele de intrare din zona luată în calcul, ținând seama de caracteristicile fizice ale fiecăreia. După cum se specifică în regulament, capacitatea maximă utilizată în calcul este evaluată luând în considerare toate depozitele la 100% și 30% din volumele lor de lucru.
GNL_m	Capacitatea tehnică maximă a instalațiilor GNL (în milioane de m ³ pe zi) înseamnă suma capacităților tehnice zilnice maxime de extracție din toate instalațiile GNL din zona luată în calcul, luând în considerare elemente critice precum descărcarea, serviciile auxiliare, depozitarea temporară și regazeificarea GNL, capacitatea tehnică de extracție precum și capacitatea de interconectare cu transportul rețea.
I_m	Capacitatea tehnică maximă a infrastructurii unice principale de gaze de interes comun (în milioane de m ³ pe zi).
D_{max}	Cererea zilnică totală de gaze pentru întregul grup (în milioane de m ³ pe zi) pe parcursul unei zile cu cerere de gaze excepțional de mare, constatată statistic o dată la 20 de ani.



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

D_{eff}	Partea (în milioane de m ³ pe zi) din D _{max} care, în cazul unei întreruperi a furnizării de gaze, poate fi acoperită într-o măsură suficientă și în timp util prin măsuri de piață axate pe cerere.
------------------------	---

Pentru a analiza riscul asociat cu întreruperile aprovizionării cu gaze naturale a rutei ucrainiene, în formula N-1, a fost adoptată ca infrastructură unică principală de gaze: Uzhgorod-Velke Kapusany, punctul de intrare situat la granița dintre Slovacia și Ucraina.

Datele de mai jos sunt calculate luând în considerare următoarele ipoteze:

1. Întreruperea aprovizionării prin punctul de intrare Velké Kapušany-Uzhgorod ca infrastructură unică principală de gaze (I_m);
2. Întreruperea completă a importurilor de gaze rusești;
3. Sensibilitatea viitoarelor instalații de regazeificare a GNL

Conform prevederilor Regulamentului, formula N-1 a fost calculată ținând cont de nivelul de umplere UGS 100%.

Chiar dacă în fiecare caz valorile rezultate sunt peste 100%, având în vedere redirectionarea efectivă a principalelor fluxuri de aprovizionare cu gaze ca urmare a invaziei Ucrainei de către Rusia din februarie 2022, rezultatul nu înseamnă că infrastructurile regionale de gaze sunt dimensionate corespunzător pentru a acoperi nivelul cererii maxime a statelor membre implicate. Indicele N-1 nu ia în considerare posibila existență a blocajelor interne sau a problemelor induse de funcționarea defectuoasă a punctelor de interconectare interne sau din cauza lipsei capacității disponibile.

Tabel 27. Calcularea formulei N-1 și rezultatele

					+ viitoare terminale GNL			
	2022	2022-09	No RU* 2022	No RU* 2022-09	2022	2022-09	No RU* 2022	No RU* 2022-09
N-1	189,7%	189,7%	166,7%	166,4%	194,6%	194,7%	171,7%	171,4%
D _{max}	14554,31	14554,31	14554,31	14554,31	14554,31	14554,31	14554,31	14554,31
EP _m	13692,60	13702,00	10352,70	10310,90	13692,60	13702,00	10352,70	10310,90
P _m	729,09	729,09	729,09	729,09	729,09	729,09	729,09	729,09
S _m	14022,61	14022,61	14022,61	14022,61	14022,61	14022,61	14022,61	14022,61
LNG _m	1072,29	1072,29	1072,29	1072,29	1794,66	1794,66	1794,66	1794,66
I _m	1913,60	1913,60	1913,60	1913,60	1913,60	1913,60	1913,60	1913,60
D _{eff}	0	0	0	0	0	0	0	0



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

* În acest caz particular, capacitățile IP-urilor care transportau în mare parte gaz rusesc și nu mai au flux fizic (Greifswald, Kondratki, Tietrowka, Wysokoje, Orlovka) au fost eliminate și nu au fost considerate drept principala infrastructură regională. Trebuie remarcat faptul că punctele Drozdovichi (UA-PL) și Uzgorod-Velké Kapušany (UA-SK) prezintă încă fluxuri. Velké Kapušany rămâne principala infrastructură de capacitate.

3.4.2. Calcularea formulei N-1 la nivelul Grupului de risc Transbalcanic

Conform punctului 5 din Anexa II la Regulament, pentru calcularea formulei N-1 la nivel regional, se folosește infrastructura unică principală de gaze de interes comun din regiune care contribuie direct sau indirect la alimentarea cu gaze a grupului de risc în cauză. Pentru a analiza riscul asociat cu întreruperile aprovizionării cu gaze naturale în cadrul Grupului de risc Transbalcanic a fost adoptat ca infrastructură unică principală de gaze de interes comun punctul de interconectare Strandzha 2 - Malkoclar.

Tabel 28. Cererea maximă istorică (Dmax)

SM	GWh/d
Bulgaria	177.13
Grecia	311.65
România	770.40
Ungaria	748.14
Grup de risc	1903.06

Prezentarea valorilor estimate în formula N-1 se realizează pentru următoarele două situații, în funcție de capacitatea de stocare subterană:

- 100% din volumul de lucru de gaz stocat în zonă;
- 30% din volumul de lucru de gaz stocat în zonă.

Pentru calculul formulei N-1, întreaga regiune care cuprinde cele patru State Membre este considerată o singură „zonă calculată” și sunt luate în considerare doar punctele de intrare care leagă regiunea de țările din afara regiunii. Punctele transfrontaliere din interiorul regiunii nu sunt incluse. Mediesu (EP1), Ungheni (IP1) Isaccea (EP2) sunt puncte de intrare în România. În Bulgaria gazul intră la Strandzha 2- Malkoclar și curge spre Grecia, la Sidirokastron, Macedonia de Nord și Serbia, la Zidilovo (EXP1) și Kireevo (EXP2). Cantități suplimentare intră în Bulgaria din noua conductă ICGB (EP10). Kipoi (EP8), Nea Mesimvria (EP9) sunt punctele de intrare în Grecia. Pentru Ungaria, gazele intră în regiune în Bereg (EP3) din Ucraina, Balassagyarmat (EP5) din Slovacia, Mosonmagyaróvár (EP4) din Austria, Dravaszerdahely (EP6) din Croația și Kiskundorozsma (EP7) din Serbia.



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

Tabel 29. Capacitatea tehnică (fermă) a punctelor de intrare și ieșire din regiune în GWh/zi
(2022)

România		Bulgaria		Grecia		Ungaria	
Isaccea (Ucraina)	201.9	Strandzha Malkoclar (Turcia)	2-572	Kipoi (Turcia)	48.6	Bereg (Ucraina)	517.5
Ungheni (Moldova)	21.5	ICGB – Komotini (TAP)	96.66	Nea Mesimvria (TAP)	53.37	Balassagyarmat (Slovacia)	129
Mediesu-Aurit (Ucraina)	0 (inactive)					Mosonmagyaróvár (Austria)	153.1
		Kireevo (Serbia Ieșire)	401.16*			Dravaszerdahely (Croatia)	51.7
		Zidilovo (Macedonia de Nord Ieșire)	27.16*			Kiskundorozsma (Serbia)	245.8
1662.81 (total)							

*Operaționalizarea ICGB din Octombrie 2022.

** capacitatea fermă a punctelor de ieșire este scăzută din capacitatea totală a punctelor de intrare. Aceste puncte sunt utilizate în principal ca puncte de ieșire.

N-1 este estimat pentru perioada 2022, luând în considerare funcționarea infrastructurii finalizate în regiune (exemplu, conducta ICGB). La conversia de la GWh/zi la M(S)m³/zi s-a aplicat un factor de conversie de 10,7 KWh/m³.

Tabel 30. Parametrii utilizați pentru calculul formulei N-1 pentru Grupul de risc Transbalcanic,
fără Deff

	2022	
	M(S)m ³ /zi	GWh/zi
EPm (total)	155.40	1662.81
Bulgaria	22.46	240.34
Greece	9.53	101.97
Ungaria	102.53	1097.10
România	20.88	223.40
Pm (total)	31.16	333.39
Bulgaria	0.60	6.42



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE
A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

Grecia	0.00	0.00
Ungaria	6.47	69.23
România	24.09	257.74
Sm (total) (100% umplere)	112.39	1202.54
Bulgaria	3.77	40.30
Grecia	0.00	0.00
Ungaria	78.48	839.71
România	30.14	322.53
Sm (total) (30% umplere)	90.23	965.41
Bulgaria	3.20	34.28
Grecia	0.00	0.00
Ungaria	65.92	705.36
România	21.10	225.77
LNGm (total)	20.99	224.59
Bulgaria	0.00	0.00
Grecia	20.99	224.59
Ungaria	0.00	0.00
România	0.00	0.00
Im	53.46	572.00
Dmax (total)	177.86	1903.06

Deff	0.00	0.00
N-1 (%) (100% umplere)	149.83%	
N-1 (%) (30% umplere)	137.37%	

Tabel 31. Parametrii utilizați pentru calculul formulei N-1 pentru Grupul de risc Transbalcanic, cu Deff

	2022	
	M(S)m3/zi	GWh/zi
EPm (total)	155.40	1662.81
Bulgaria	22.46	240.34
Grecia	9.53	101.97
Ungaria	102.53	1097.10



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE
A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

România	20.88	223.40
Pm (total)	31.16	333.39
Bulgaria	0.60	6.42
Grecia	0.00	0.00
Ungaria	6.47	69.23
România	24.09	257.74
Sm (total) (100% umplere)	112.39	1202.54
Bulgaria	3.77	40.30
Grecia	0.00	0.00
Ungaria	78.48	839.71
România	30.14	322.53
Sm (total) (30% umplere)	90.23	965.41
Bulgaria	3.20	34.28
Grecia	0.00	0.00
Ungaria	65.92	705.36
România	21.10	225.77
LNGm (total)	20.99	224.59
Bulgaria	0.00	0.00
Grecia	20.99	224.59
Ungaria	0.00	0.00
România	0.00	0.00
Im	53.46	572.00
Dmax (total)	177.86	1903.06
Deff	5.72	61.20
N-1 (%) (100% umplere)	154.81%	
N-1 (%) (30% umplere)	141.93%	

Tabel 32. Formula N-1 pentru grupul de risc transbalcanic – toate cazurile

N-1		2022
fără Deff	N-1 (%) (100% umplere)	149.83%
	N-1 (%) (30% umplere)	137.37%
cu Deff	N-1 (%) (100% umplere)	154.81%
	N-1 (%) (30% umplere)	141.93%



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

Tabel 33. Puncte de interconectare cu capacitate bidirecțională între statele membre ale Grupului de risc transbalcanic

Punct de interconectare	Capacitate (MSm ³ /d) - 15°C/15°C	
Csanadpalota (HU-RO)	7.2 (HU->RO)	6.72 (RO->HU)
Ruse-Giurgiu (BG-RO)	2.52 (BG->RO)	4.11 (RO->BG)
Kulata/Sidirokastro (BG-GR)	11.1 (BG->GR)	6.1 (GR->BG)
Negru-Voda I (BG-RO)	14.54 (BG->RO)	6.3 (RO->BG)

3.4.3. Calcularea formulei N-1 la nivelul Grupului de risc Caspic

Conform prevederilor Anexei II la Regulament, pentru calcularea „Formulei N – 1 la nivel regional” se utilizează infrastructură unică principală de gaze de interes comun; infrastructură unică principală de gaze de interes comun pentru grupul de risc Caspic este punctul de interconectare Velké Kapušany-Uzhgorod.

Conform prevederilor Regulamentului, formula N-1 a fost calculată luând în considerare capacitatea UGS 100%.

Chiar dacă în fiecare caz valorile rezultate sunt peste 100%, având în vedere redirecționarea efectivă a principalelor fluxuri de aprovizionare cu gaze ca urmare a invaziei Ucrainei de către Rusia din februarie 2022, rezultatul nu înseamnă că infrastructurile regionale de gaze sunt dimensionate corespunzător pentru a acoperi nivelul cererii maxime a statelor membre implicate. Indicele N-1 nu ia în considerare posibila existență a blocajelor interne sau a problemelor induse de funcționarea defectuoasă a punctelor de interconectare interne sau din cauza lipsei capacității disponibile.

Tabel 34. Calcularea formulei N-1 și rezultatele

					+ capacitățile viitoare de GNL			
	2022	2022-09	No RU* 2022	No RU* 2022-09	2022	2022-09	No RU* 2022	No RU* 2022-09
N-1	189,7%	191,7%	179,5%	180,9%	194,6%	196,6%	184,4%	185,9%
D _{max}	7362,32	7362,32	7362,32	7362,32	7362,32	7362,32	7362,32	7362,32
EP _m	8830,60	8978,20	8079,30	8185,60	8830,60	8978,20	8079,30	8185,60
P _m	435,09	435,09	435,09	435,09	435,09	435,09	435,09	435,09



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

S _m	5715,64	5715,64	5715,64	5715,64	5715,64	5715,64	5715,64	5715,64
LNG _m	897,60	897,60	897,60	897,60	1260,58	1260,58	1260,58	1260,58
I _m	1913,60	1913,60	1913,60	1913,60	1913,60	1913,60	1913,60	1913,60
D _{eff}	0	0	0	0	0	0	0	0

* În acest caz particular, capacitățile IP-urilor care transportau în mare parte gaz rusec nu mai au flux fizic (Orlovka) au fost eliminate și nu au fost considerate drept principala infrastructură regională. Trebuie remarcat faptul că punctul Velké Kapušany-Uzhgorod (UA-SK) prezintă încă fluxuri și rămâne principala infrastructură de gaze.

3.5. Concluzii

3.5.1. Concluzii cu privire la evaluările comune de risc pentru grupurile din care România face parte (cu accent pe situațiile care vizează România):

Identificarea principalei surse de risc, la nivel geopolitic (oprirea furnizării de gaze rusești către UE), este factorul geopolitic fără precedent care s-a aflat în centrul activității diferitelor grupuri de risc, ca fiind evenimentul cel mai sever și cu probabilitatea cea mai mare care poate afecta rețeaua de gaze a UE. Practica evaluării riscurilor, în cadrul Regulamentului (UE) 2017/1938 privind securitatea aprovizionării cu gaze, a analizat evenimentele specifice grupurilor de risc și sursele de risc, identificate și modelate cu cea mai mare acuratețe posibilă, cu o acoperire geografică limitată. Circumstanțele actuale au sugerat extinderea acoperirii geografice pentru a oferi un set comun de condiții limită pentru analizele cantitative.

JRC a efectuat simulări de modelare pe un scenariu de risc, și anume sistarea tuturor livrărilor de gaze rusești către UE, începând cu 1 octombrie 2022. Acest scenariu de risc paneuropean are un impact și o probabilitate ridicată în comparație cu alte potențiale scenarii de risc. Astfel, JRC a analizat o serie de variante (48 de simulări) pentru a lua în considerare (i) două strategii de gestionare a crizelor (necooperant vs. cooperant), (ii) incertitudinea asupra profilurilor consumului de gaze (consum istoric din 2015 până în 2021), (iii) condițiile limită de stocare subterană a gazelor care conduc la două strategii diferite de gestionare a stocării (securitate a aprovizionării pe termen scurt versus pe termen lung) și (iv) capacitatea punctelor de interconectare între țările vecine (activități obișnuite vs. debitele maxime în condiții de criză indicate de unele state membre).

În plus, au fost efectuate o serie de analize de senzitivitate:

- Regulamentul (UE) 2022/1369 stabilește un obiectiv pentru toate statele membre (SM) de a reduce cererea de gaze cu 15 % între 1 august 2022 și 31 martie 2023. Regulamentul oferă Comisiei, de asemenea, posibilitatea de a declara, după consultarea statelor membre, o „stare de alertă a Uniunii” privind securitatea aprovizionării, impunând o reducere obligatorie a cererii de gaze pentru toate statele membre. În acest sens, au fost simulate 36 de scenarii suplimentare prin scăderea cererii de-a lungul orizontului de optimizare cu 5%, 10% și 15%. Aceste reduceri se mențin și după iarna 2022-2023.

- Raportul a introdus, de asemenea, scenarii de risc suplimentare, de interes pentru diferitele grupuri de risc, care nu au legătură cu furnizarea de gaze din Rusia. Pe lângă întreruperea totală a aprovizionării cu gaze rusești, au fost examinate șapte evenimente de risc, și anume (i) întreruperea totală a furnizării de gaze din Algeria timp de două luni, (ii) întreruperea parțială a conductei Transmed timp de cinci luni, (iii) întreruperea totală a conductei Europipe 2 care ajunge la Dornum



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

(întreruperea parțială a fluxurilor de gaze norvegiene) timp de două luni, (iv) întreruperea totală a gazelor prin interconectorul Csanádpalota care leagă Ungaria și România, timp de o lună, (v) întreruperea totală a depozitului de înmagazinare Stenlille (fără retragere) timp de două săptămâni, (vi) o perioadă de frig de două săptămâni în UE și (vii) perturbarea totală a rutei azere timp de două luni. În total, au fost efectuate 84 de simulări pentru a analiza toate aceste scenarii de risc.

3.5.2. Concluzii privind evaluarea comună a riscurilor a grupului de risc Ucraina:

Grupul de risc pentru furnizarea de gaze din Est s-a concentrat pe ruta de aprovizionare cu gaze din Ucraina, după ce a luat în considerare standardele de infrastructură și aprovizionare, a definit clienții protejați pentru fiecare stat membru implicat și rezultatele analizei JRC privind riscul de întrerupere a aprovizionării din Rusia.

- Strategia de gestionare a stocării pe termen scurt (0% din GIS (gaz depozitat/gas in storage) la sfârșitul anului 2023), cu o abordare cooperantă, duce la o reducere a consumului de gaze cu aproximativ 6,3-6,6 miliarde de metri cubi. În acest caz, Germania, România și Ungaria sunt țările din grupul de risc cu cea mai mare reducere a consumului de gaze (în medie, cu 1 miliard de metri cubi);
- Strategia de gestionare a stocării pe termen scurt, cu o abordare cooperantă, conduce la o reducere a consumului de gaze cu aproximativ 6,3-6,6 miliarde de metri cubi pentru Grupul de Risc; Reducere consum de gaze - țări (în termeni absoluți): Germania, România și Ungaria: în medie, 1 miliard de metri cubi;
- Strategia de gestionare a stocării pe termen lung (GIS - gaz depozitat/gas in storage) la sfârșitul anului 2023 egal cu cele observate la sfârșitul anului 2021), cu o abordare necooperantă, duce la cea mai mare reducere pentru Grupul de Risc: în jur de 33-34 miliarde de metri cubi. În termeni relativi, reducerea în România este de aproximativ 20%;

3.5.3. Concluzii privind evaluarea comună a riscurilor pentru grupul de risc transbalcanic:

- Contextul necooperant atunci când se presupune o strategie de gestionare a stocării pe termen scurt (cu alte cuvinte, depozitele ar putea fi utilizate cât mai mult posibil în timpul iernii 2022-2023) conduce la 3,9 miliarde de metri cubi, în medie, deficit de gaz în grupul de risc, deficit care variază între 0 și 7,8 miliarde de metri cubi în funcție de scenariul cererii.;
- Abordarea cooperantă, atunci când se presupune o strategie de management al stocării pe termen scurt, scade reducerea consumului de gaze la aproximativ 2,2 miliarde de metri cubi. Într-o astfel de abordare, cererea nesatisfăcută este de 1 miliard de metri cubi atât pentru România, cât și pentru Ungaria. Cea mai mare valoare pentru reducerea consumului de gaze (cu 1/6 probabilitate) se ridică la aproximativ 1,7 miliarde de metri cubi pentru România. În termeni relativi, în cazul României, cererea de gaze nesatisfăcută este de 13%;
- Asumarea unei strategii de gestionare a stocării pe termen lung previne epuizarea depozitelor în timpul iernii viitoare. Reducerea medie a consumului de gaze în cazul necooperant al scenariului gestionării stocării pe termen lung se ridică la 8,3 miliarde de metri cubi și de 3,4 miliarde de metri cubi în scenariile care implică cooperare. În termeni absoluți, cea mai mare reducere este identificată în România (în medie, 1,5 miliarde de metri cubi pe timpul iernii). În termeni relativi, cererea nesatisfăcută de gaze ajunge la 20% pentru toate țările aparținând grupului de risc, cu excepția Greciei. În scenariile necooperante, distribuția reducerii consumului este diferită la nivelul țărilor. Un impact puțin mai scăzut se poate observa doar în România: 19% față de 20% din scenariul cooperant corespunzător;
- Rezultatele privind reducerea zilnică maximă de gaze nu indică tipare comune în rândul statelor membre din grupul de risc. Indiferent de condițiile limită de stocare și de cooperare, rezultatele pentru România arată



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

o reducere maximă a gazelor în intervalul cuprins între 13 și 15 milioane metri cubi/zi. În termeni relativi, identificăm în România reduceri de 23%.

3.5.4. Concluzii privind evaluarea comună a riscurilor pentru grupul de risc Caspian:

- Contextul necooperant atunci când se presupune o strategie de gestionare a stocării pe termen scurt (cu alte cuvinte, depozitele ar putea fi utilizate cât mai mult posibil în timpul iernii 2022-2023) duce la 5 miliarde de metri cubi consum nesatisfăcut de gaz, în medie, în grupul de risc, însă variază între 0 și 10 miliarde de metri cubi în funcție de scenariul cererii. În termeni relativi, reducerea consumului de gaze este în jur de 7% în România;
- Abordarea cooperantă scade reducerea consumului de gaze cu 3,5 miliarde de metri cubi atunci când se presupune o strategie de gestionare a stocării pe termen scurt. În aceste condiții, cererea nesatisfăcută în cazul celui mai rău scenariu al cererii este de aproximativ 5 miliarde de metri cubi. În termeni absoluți, reducerile medii sunt menținute sub 1 miliard de metri cubi (mai puțin de 20% din cererea de gaze corespunzătoare) pentru toate țările aparținând grupului de risc;
- Asumarea unei strategii de gestionare pe termen lung a stocării previne epuizarea depozitelor în timpul iernii viitoare. În consecință, reducerea medie la nivelul grupului de risc crește la 19,5 miliarde de metri cubi, în cadrul unei abordări necooperante și la 12,2 miliarde de metri cubi, în cazul unei abordări cooperante. Cu toate acestea, reducerea maximă atinsă în cadrul unei strategii necooperante este de aproape 25 miliarde de metri cubi, mult mai mare decât în cadrul unei strategii cooperante (aproximativ 15 miliarde de metri cubi). În termeni relativi, cererea nesatisfăcută de gaze este menținută sub 20% pentru toate țările aparținând grupului de risc; în schimb, în scenariul necooperant, reducerile ating 19% în România.

4. REZUMATUL EVALUĂRII RISCURILOR

Conform prevederilor art. 7 alin. (2) din Regulament, Ministerul Energiei prin Autoritatea Competentă, desemnată în baza Regulamentului, a participat la elaborarea evaluărilor comune, pentru fiecare Grup de risc din care România face parte, respectiv Ucraina, Transbalcanic și Caspic.

4.1. Evaluarea națională a riscurilor

Conform analizelor efectuate, în cazul apariției unor riscuri majore legate de întreruperea aprovizionării cu gaze naturale de import, poate exista o lipsă de acoperire a cererii de gaze pentru o perioadă de timp, de maximum 17 mil. mc/zi.

4.1.1. Scenarii de risc privind aprovizionarea cu gaze naturale în România

Scenariile de risc referitoare la aprovizionarea cu gaze naturale în România care au fost analizate sunt următoarele:

Scenariu 1: Deficitul de import în timpul iernii (Limitarea/încetarea aprovizionării cu gaze naturale din țări terțe către Uniunea Europeană). În situația în care achizițiile de gaze naturale din



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

import sunt limitate sau oprite, în timpul iernii, în perioadele de frig crescut, deficitul de gaze naturale poate ajunge la maxim 17 mcm/zi. Este necesară definirea unei liste de consumatori neprotejați prin a căror limitare sau suspendare a consumului, va fi acoperit deficitul, asigurând echilibrul SNT.

Scenariu 2: Perturbări din motive tehnice (Defecțiuni tehnice ale SNT/depozitelor de înmagazinare a gazelor naturale), în sezonul rece, al livrării în SNT a unei cantități maxime de gaze de aproximativ 15 mil. mc/zi din depozitele de înmagazinare a gazelor naturale. O parte din această cantitate poate fi asigurată prin suplimentarea importului de gaze, dar se așteaptă ca un volum de maxim 17 mil. mc/zi să nu poată fi acoperit în cazul limitării/încetării aprovizionării cu gaze naturale din țări terțe. Pentru acest scenariu este, de asemenea, necesar să se definească mecanismul de piață și cadrul contractual privind întreruptibilitatea voluntară/garantată, pentru a compensa deficitul de gaze naturale.

Scenariu 3: Condiții meteo extreme (Dezechilibre sursă-consum) - temperaturi foarte scăzute, în timpul sezonului rece, pe intervale mari de timp, de cel puțin 7-8 zile. Din experiența din anii trecuți, într-o astfel de perioadă sunt incluse și țările implicate în exportul și tranzitul de gaze naturale în România. Astfel, cantitățile de gaze naturale importate sunt substanțial diminuate, ceea ce duce - din nou - la necesitatea definirii mecanismului de piață și a cadrului contractual privind întreruptibilitatea voluntară/garantată, pentru a compensa deficitul de gaze naturale, respectiv cantități de maxim 17 mil. mc/zi.

Scenariu 4: Dezechilibre majore pe una dintre principalele sensuri de transmisie ale SNT (Arad-Szeged, Negru Vodă): va trebui definită o listă cu consumatorii neprotejați asociați zonei de sistem afectate, rezultând astfel, la nivelul întreg SNT, o listă cu consumatorii neprotejați delimitați pe zone susceptibile de a fi afectate de dezechilibrul unei direcții de consum.

Scenariul 5: Întreruperea completă a importurilor de gaze rusești prin conductă începând cu 1 octombrie 2022 și prelungită pe toată durata iernii 2022-2023 și până la sfârșitul anului 2023. UE a cunoscut o deteriorare progresivă a importurilor de gaze rusești către UE, ale căror valori s-a redus deja cu peste 80% față de media anilor 2016-2021 (septembrie și octombrie) și este în scădere progresivă. Potrivit CRA-urilor dezvoltate de Grupurile de Risc, întreruperea completă a fluxurilor de gaze rusești este foarte probabilă, având o probabilitate apropiată de 1. Acest scenariu de risc este încă relevant pentru unele țări din Grupurile de Risc și România ar putea fi, de asemenea, afectată într-o manieră notabilă.

4.2. Matricea riscurilor

Matricea riscurilor este modalitatea adecvată de a reprezenta rezultatele unei evaluări calitative. Pe axa x sunt reprezentate clasele de probabilități, iar pe axa y sunt reprezentate clasele de consecințe.

Tabelul 34. prezintă matricea riscurilor care descrie clasificarea scenariilor de risc pe baza scalelor de impact și de probabilitate selectate, pe baza scenariilor de risc identificate și analizate în riscurile regionale comune.



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

Tabel 35. Matricea riscurilor

		Probabilitate				
		Foarte scăzută	Scăzută	Medie	Mare	Foarte mare
Impact	Minor					
	Scăzut					
	Notabil			Dezechilibre în activitatea de stocare a gazelor naturale	Înteruperea furnizării de gaze naturale din Federația Rusă către UE	
	Sever		Defecțiuni tehnice ale SNT	Eșec în direcțiile de transmisie pentru importuri		
	Foarte Sever					

4.3. Principalele concluzii

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

Prin implementarea programelor de investiții, Transgaz S.A. a generat un grad sporit de flexibilitate în operarea rețelei naționale de transport a gazelor naturale prin creșterea nivelului de echilibrare și a limitelor de funcționare funcție de Line Pack la 68,0 ÷ 75,0 mil. mc (starea normală) / 75,0 ÷ 78,0 mil. mc (starea optimă), în vederea asigurării preluării gazelor naturale extrase din perimetrele de producție și din surse importate pentru a acoperi cererea participanților la piața internă.

În ceea ce privește sursele de aprovizionare interne, eventualele incidente care pot afecta procesul de producție în amonte de SNT pot fi remediate în timp util (în termen de 48 de ore, timpul mediu pentru restabilirea situației normale este de aproximativ 8 ore) fără impact semnificativ în furnizarea de gaze naturale către consumatorii finali. Procedurile interne ale producătorilor oferă o mai mare flexibilitate a aprovizionării, fiind disponibile mecanisme de redirectionare/compensare în cazul indisponibilității capacităților în perioada de intervenție.

Sistemul de înmagazinare subterană a gazelor naturale din România este unul dintre elementele care contribuie la optimizarea utilizării infrastructurii de transport a gazelor naturale și la echilibrarea sistemului, contribuie la crearea unui echilibru între consum și producția internă și importuri și la creșterea eficienței SNT, ajutând în mod semnificativ la asigurarea aprovizionării cu gaze către clienții finali în cazul întreruperii sau limitării alimentării cu gaze naturale.



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

Riscurile asociate activității de înmagazinare subterană a gazelor naturale (injecție și extracție) sunt în principal de natură comercială, din cauza dezvoltării surselor actuale de aprovizionare la preț competitiv care ar putea duce la circumstanțe nefavorabile pentru procesul de stocare. Având în vedere că gazele naturale stocate reprezintă surse de consum curente în sezonul de iarnă - nu numai pentru a acoperi vârful de consum - se recomandă ca în viitor activitatea de înmagazinare subterană să fie optimizată prin creșterea capacității zilnice de extracție și utilizarea depozitelor în regim multi-ciclu.

Producția de energie electrică ar putea fi afectată de disfuncționalitățile aprovizionării cu gaze naturale în România, deoarece producția de energie electrică în centralele pe hidrocarburi (gaze naturale) reprezintă aproximativ 17% din producția totală de energie electrică iar perspectiva este creșterea acestei cote prin implementarea noii politici ecologice europene.²⁶

România are cea mai mare piață gazieră din regiune și cea mai mică dependență de importuri, înregistrează 80% din producția din regiune. Deși există o scădere a producției interne de gaze naturale, România are încă un potențial ridicat de producție internă, cu posibilități de dezvoltare viitoare odată ce capacitățile de producție din perimetrele din Marea Neagră vor începe să producă. În ceea ce privește Sistemul Național de Transport, riscurile tehnice nu pot avea un efect decisiv în declanșarea unei crize în aprovizionarea cu gaze naturale. Operatorul de Sistem de Transport Transgaz SA deține toate metodele și procedurile de intervenție în timp util, astfel încât timpul mediu de restabilire a alimentării cu gaze în regiunea afectată este de 48 de ore. „Sensibilitatea” Sistemului Național de Transport este cauzată în principal de factori externi, în special pe direcțiile de import din țări terțe către Uniunea Europeană, precum și de factori de stres determinați de evenimentele meteorologice.

Rezultatul obținut pentru formula $N - 1$, și anume $N - 1 = 114,9\% > 100\%$, arată că în cazul întreruperii celei mai mari infrastructuri de gaze, capacitatea infrastructurii rămase va fi capabilă să asigure cantitatea necesară de gaz pentru satisfacerea cererii de gaze din regiune într-o zi de cerere excepțional de mare de gaze (care apare cu o probabilitate statistică de o dată la 20 de ani). În concluzie, faptul că valoarea formulei $N - 1$ este peste 100%, înseamnă că infrastructurile naționale de gaze sunt dimensionate corespunzător pentru a acoperi cererea maximă din România. Sistemul Național de Transmisie este menținut cu atenție la un nivel corespunzător și nu asigură nicio problemă de îndeplinire a standardului $N-1$.

Finalizarea implementării Proiectului Bulgaria - România - Ungaria - Austria (BRUA) faza I asigură posibilitatea fizică a fluxului invers permanent între interconexiunile cu Bulgaria și Ungaria, asigurând următoarele capacități de transport gaze naturale: capacitate de transport către Ungaria 1,75 bcm /an, respectiv 1,5 bcm /an către Bulgaria.

Creșterea capacității de transport a Interconectorului dintre România și Ungaria, pe direcția RO-HU²⁷

Ca urmare a optimizării sistemului de transport între Transgaz SA din România și FGSZ Ungaria, capacitatea tehnică a Interconexiunii Arad-Csanádpalota pentru transportul gazelor naturale din România în Ungaria a crescut de la 280 mii metri cubi pe oră la 300 mii metri cubi pe oră, începând cu 1 octombrie 2023 (aprox. 2,6 miliarde de metri cubi).

²⁶ Transelectrica, plan de dezvoltare RET 2022-2031, pag. 43, Anexe, pag. 7,8; Raport lunar, decembrie 2022, pagina 9

²⁷<https://www.transgaz.ro/ro/anunț-privind-creșterea-capacității-tehnice-punct-de-interconectare-direcția-csanadpalota>



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

Dezvoltarea este considerată de operatorii de sisteme de transport drept un prim pas important al inițiativei „Solidarity Ring”, care are ca scop asigurarea unei capacități sporite de transport pentru sursele alternative de gaze provenite din sud către regiunea Europei Centrale și de Est prin cooperarea între operatorii de sistem din Bulgaria, România, Ungaria și Slovacia ²⁸.

Implementarea BRUA Faza II va avea ca rezultat permiterea fluxurilor bidirecționale permanente de gaze între interconexiunile cu Bulgaria și Ungaria, fiind asigurate următoarele capacități de transport gaze: capacitate de transport gaze către Ungaria de 4,4 mld mcm/an și de 1,5 mld m³ /an către Bulgaria.²⁹

5. STANDARDUL PRIVIND INFRASTRUCTURA

5.1. Identificarea infrastructurii unice principale de gaze

Infrastructura de gaze naturale a României este astfel structurată încât impune identificarea unei infrastructuri unice principale de gaze care reprezintă Sistemul Național de Transport gaze naturale în integralitatea sa.

5.2. Calculul formulei N-1 la nivel național

Formula N-1 descrie capacitatea tehnică a infrastructurii de gaze de a satisface cererea totală de gaze a zonei luată în considerare în cazul afectării principalei infrastructuri unice de gaze pe parcursul unei zile cu o cerere excepțional de mare, determinată statistic la fiecare 20 de ani.

Infrastructura gazelor include rețeaua de transport a gazelor naturale, inclusiv interconexiunile, precum și unitățile de producție, instalațiile de GNL și instalațiile de stocare conectate la zona luată în considerare.

Capacitatea tehnică a tuturor celorlalte infrastructuri de gaze disponibile în caz de deteriorare a infrastructurii unice principale de gaze trebuie să fie cel puțin egală cu cantitatea necesarului total zilnic de gaze pentru zona luată în considerare, pe parcursul unei zile cu o cerere de gaze excepțional de mare, determinată statistic la fiecare 20 de ani.

Rezultatul formulei N-1, așa cum este calculat mai jos, trebuie să fie cel puțin egal cu 100%.

Metoda de calcul a formulei N-1:

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

Parametrii utilizați pentru calcularea formulei N-1:

²⁸ La 25 aprilie 2023, la Sofia a fost semnat Memorandumul de Înțelegere pentru încurajarea cooperării dintre Transgaz (România), Bulgartransgaz (Republica Bulgaria), FGSZ (Ungaria), Eustream (Republica Slovacă) și SOCAR (Republica Azerbaidjan). Proiectul Inelul de Solidaritate creează cadrul pentru asigurarea diversificării rutelor de aprovizionare și a cantităților suplimentare de gaze naturale către țările europene, inclusiv Ucraina și Republica Moldova. Deși inițial nu a semnat Memorandumul de Înțelegere, compania turcă BOTAS și-a exprimat interesul de a adera la acest Parteneriat.

²⁹ sursa: Transgaz



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

„Zona luată în considerare” înseamnă regiunea geografică pentru care se calculează formula N-1, așa cum este stabilită de autoritatea competentă.

Definiție privind cererea:

„D_{max}”: necesarul zilnic total de gaze (în milioane de metri cubi pe zi) din suprafața calculată într-o zi cu cerere excepțional de mare de gaze, care are loc cu o probabilitate statistică de o dată la 20 de ani.

Definiții privind cererea:

„EP_m”: capacitatea tehnică a punctelor de intrare (în milioane de metri cubi pe zi), altele decât instalațiile de producție, GNL și depozitare, acoperite de P_m, S_m și GNL_m, înseamnă suma capacităților tehnice ale tuturor punctelor de intrare de frontieră capabile pentru a furniza gaz în zona calculată;

„P_m”: capacitatea tehnică maximă de producție (în milioane de metri cubi pe zi) înseamnă suma capacităților maxime tehnice zilnice de producție ale tuturor unităților de producție de gaze, care pot fi furnizate la punctele de intrare din zona calculată;

„S_m”: capacitatea tehnică maximă de depozitare (în milioane de metri cubi pe zi) înseamnă suma capacităților maxime zilnice de retragere tehnică a tuturor unităților de depozitare, care pot fi furnizate la punctele de intrare din suprafața calculată, ținând cont de acestea. caracteristicile fizice respective;

„GNL_m”: capacitatea tehnică maximă a instalațiilor GNL (în milioane de metri cubi pe zi) înseamnă suma capacităților tehnice maxime zilnice de extracție a tuturor instalațiilor GNL din zona calculată, luând în considerare elementele critice precum descărcarea, servicii, stocare temporară și regazificare GNL, precum și capacitatea tehnică de extracție în sistem;

„I_m”: înseamnă capacitatea tehnică a celei mai mari infrastructuri de gaze (în milioane de metri cubi pe zi), cu cea mai mare capacitate de a furniza suprafața calculată. Atunci când mai multe infrastructuri de gaze sunt conectate la o infrastructură comună de gaze în amonte sau în aval și nu pot fi operate separat, acestea sunt considerate ca o singură infrastructură de gaze.

Calcularea formulei N-1 folosind măsuri de cerere.

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

în care:

„D_{eff}” înseamnă partea (în milioane de metri cubi pe zi) din D_{max} care, în cazul întreruperii alimentării cu gaz, poate fi acoperită suficient și în timp util. prin măsuri de cerere bazate pe piață, în conformitate cu articolul 9 alin. (1) lit. (c) și articolul 5 alin. (2) din Regulament.

Rezultatul formulei N-1 calculat pentru teritoriul României la nivelul anului 2023 este prezentat mai jos ³⁰:

$$N - 1[\%] = \frac{45 + 24,5 + 32 + 0 - 18,8}{72} \times 100$$
$$N - 1[\%] = 114,9\%$$

³⁰ sursa: Transgaz



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

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

Explicații ale valorilor utilizate:

a) Termeni privind cererea:

Termeni privind cererea [mil. m ³ /zi]		Explicații
Dmax	72,0	La începutul anului 2023, consumul maxim asigurat prin SNT era de 54,6 Mil Smc /zi în ziua gazieră 09.02.2023, mai mic decât consumul de vârf existent statistic la fiecare 20 de ani.

b) Termeni privind oferta (de capacitate):

Termeni privind oferta [mil. m ³ /zi]		Explicații
EPm	45	Capacitate totală puncte de import (Isaccea 1, Negru Vodă 1, Csanadpalota , Ruse-Giurgiu, Ungheni).
Pm	24,5	Producția internă de gaze intrată în SNT.
Sm	32	Suma fluxurilor maxime retrase din fiecare depozit de înmagazinare, în condiții de încărcare 100%..
LNGm	0	Nu există terminale GNL.
Sunt	18,8	Capacitate import in Isaccea 1 .

Pentru Pm s-a considerat potentialul de producție și nu capacitatea tehnică (65,8 mil. Sm³/zi). Considerăm că această abordare oferă o imagine corectă a formulei N-1; capacitatea tehnică nu mai poate fi realizată din cauza scăderii producției interne.

La determinarea termenului Sm s-a considerat suma debitelor potențial maxime care pot fi extrase din cele 6 depozite subterane din România, în condiții de încărcare 100%.

Depozit	Capacitate tehnologică [mil. Sm ³ /zi]	Debit maxim [mil. Sm ³ /zi]
Depogaz Ploiesti SRL	32,7	29,2
Depomureș SA Tg. Mureș	3,0	2,8
TOTAL	35,7	32,0
Debit maxim zilnic extras simultan din toate depozitele 07.02.2023	26,1	



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

La stabilirea valorii termenului EPm s-a avut în vedere capacitatea punctelor de intrare Isaccea 1, Negru Vodă 1, Csanádpalota, Ruse - Giurgiu și Ungheni, astfel:

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

De menționat că formula N-1 a fost calculată ținând cont de 100% din volumul de gaz de lucru din depozitele subterane.

Rezultatul obținut pentru formula N - 1, și anume $N - 1 = 114,9\% > 100\%$, arată că în cazul întreruperii celei mai mari infrastructuri de gaze, capacitatea infrastructurii rămase va fi capabilă să asigure cantitatea necesară de gaze pentru satisfacerea cererii de gaze din regiune, într-o zi cu cerere excepțional de mare de gaze (care apare cu o probabilitate statistică de o dată la 20 de ani). În concluzie, faptul că valoarea formulei N - 1 este peste 100%, înseamnă că infrastructurile naționale de gaze sunt dimensionate corespunzător pentru a acoperi cererea maximă din România.

Calculul formulei N – 1 folosind măsuri de cerere

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

Definiție pe partea cererii

„Deff” înseamnă partea (în mcm/d) din Dmax care, în cazul unei întreruperi a aprovizionării cu gaz, poate fi acoperită suficient și în timp util cu măsuri de cerere bazate pe piață în conformitate cu articolul 9 alineatul (1) litera (c).) și articolul 5 alineatul (2).

Deff = 0 (nu există contracte cu clienții de siguranță întreruptibili) deci valoarea formulei N - 1 la nivel național, inclusiv Deff este aceeași.

5.3. Capacitatea bidirecțională de transport

În prezent, România are interconectări cu următoarele state:

- Ungaria;
- Bulgaria;
- Republica Moldova;
- Ucraina.



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

Importul/exportul de gaze naturale în/din România se realizează prin intermediul a 7 puncte de interconectare transfrontalieră (a se vedea Tabelul 35.).

Tabelul 36. prezintă sinteza capacităților maxime de transport disponibile pe direcțiile precizate mai sus:

Tabel 36. Caracteristicile conductelor de interconectare transfrontalieră la punctele de intrare din sistemele de transport din țările vecine

Țara	Conducta de interconectare	Caracteristici tehnice	Capacitatea tehnică totală
UCRAINA	Orlovka (UA) - Isaccea (RO)* LLC GAS TSO UA → Transgaz S.A.	DN 1000, Pmax = 45 bar	6,85 mld. Smc/an
	Tekovo (UA) - Medieșu Aurit (RO)** LLC GAS TSO UA → Transgaz S.A.	DN 700, Pmax = 75 bar	2,71 mld. Smc/an la Pmin = 47 bar
	Isaccea 1 (RO) - Orlovka 1 (UA) Transgaz S.A. ↔ LLC GAS TSO UA	DN 1000, Pmax = 55 bar	6,85 mld. Smc/an capacitate import la Pmin = 46,5 bar 4,12 mld. Smc/an capacitatea de export*** la Pmin = 35,4 bar
UNGARIA	Szeged (HU) - Arad (RO) - Csanádpalota (HU) FGSZ ↔ Transgaz S.A.	DN 700, Pmax = 63 bar	2,63 mld. Smc/an capacitate import la Pmin = 40 bar 2,63 mld. Smc/an capacitate de export la Pmin = 40 bar
REPUBLICA MOLDOVA	Iași (RO) - Ungheni (MO) Transgaz S.A. ↔ VestMoldtransgaz	DN 500 Pmax = 55 bar	2,19 mld. Smc/an capacitate export la Pmin = 42,7 bar 0,73 mld. Smc/an capacitate import la Pmin = 24 bar
BULGARIA	Giurgiu (RO) - Ruse (BG) Transgaz S.A. ↔ Bulgartransgaz	DN 1000 Pmax = 50 bar	1,50 mld. Smc/an capacitate export la Pmin = 40 bar 0,92 mld. Smc/an capacitate import la Pmin = 30 bar
	Kardam (BG) - Negru Vodă 1 (RO) Transgaz S.A. ↔ Bulgartransgaz	DN 1000 Pmax = 55 bar	6,36 mld. Smc/an pe capacitate de export*** la Pmin = 31,5 bar (din care 2,31 mld. Smc/an la Pmin 41 bar disponibilă din SNT)**** 5,31 mld. Smc/an capacitate import la Pmin = 45 bar

* Acest punct de interconectare nu este utilizat, nefiind încheiat un Acord de interconectare. În prezent importul de gaze din Ucraina se realizează prin Isaccea 1.

**Pentru acest punct OTS din România și OTS din Ucraina sunt în discuții pentru semnarea unui nou Acord de interconectare.



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

***Capacitatea este oferită în regim întreruptibil (din punct de vedere comercial) întrucât nu este semnată Anexa la Acordul de interconectare privind cerințele de calitate a gazelor. Capacitate condiționată de rezervarea de capacitate la PI Negru Vodă pe direcția BG-RO.

**** Diferența de capacitate $6,36-2,31=4,05$ mld. Smc/an este disponibilă în regim de tranzit, condiționată de rezervarea de capacitate de intrare la PI Isaccea 1, pe direcția UA-RO.

Interconectarea România–Serbia

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

În Figura 8. este prezentată harta cu punctele de interconectare transfrontalieră ale SNT cu țările vecine.

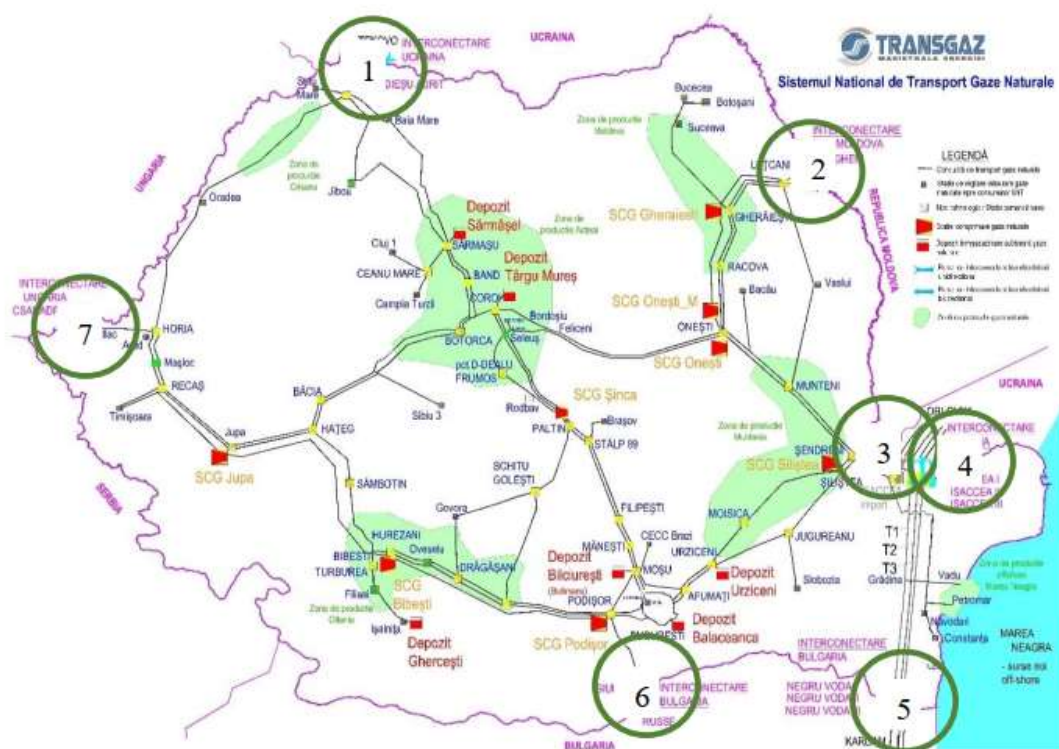


Figura 8. Harta punctelor de interconectare transfrontalieră ale SNT

6. CONFORMITATEA CU STANDARDUL DE FURNIZARE

6.1. Definiția clienților protejați

În conformitate cu prevederile art. 6 alin. (1) din Regulament, fiecare Stat Membru stabilește definiția clienților protejați și informează Comisia cu privire la aceasta.



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

În baza acestei prevederi, Ministerul Energiei a inclus definiția ”clienților protejați” în legislația națională prin adoptarea Ordinului ministrului energiei nr. 692/2018 privind aprobarea definirii categoriei ”client protejat”.

În categoria ”clientului protejat” sunt cuprinși: ”toți clienții casnici racordați la o rețea de distribuție a gazelor naturale precum și următoarele categorii de clienți finali:

- a) întreprinderile mici și mijlocii, racordate la rețelele de distribuție a gazelor naturale;
- b) prestatorii de servicii sociale esențiale care au legătură cu asistența medicală, asistența socială esențială, de urgență, de securitate, cu educația sau cu administrația publică, racordate la rețelele de distribuție sau la Sistemul Național de Transport al gazelor naturale;
- c) producătorii de energie termică, care nu pot funcționa cu alți combustibili decât gazele naturale și care furnizează energie termică clienților casnici, întreprinderilor mici sau mijlocii și/sau prestatorilor de servicii de asistență medicală, asistență socială esențială, de urgență, de securitate sau prestatorii de servicii care au legătură cu educația sau cu administrația publică.”

6.2. Asigurarea furnizării de gaze naturale către clienții protejați

Regulamentul impune, în conformitate cu art. 6 alin. (1), întreprinderilor care operează în domeniul gazelor naturale să asigure furnizarea de gaze către clienții protejați, definiți în legislația națională, chiar și în cazul unui consum de gaze foarte mare și să ia măsuri preventive adecvate, în fiecare din următoarele cazuri:

- a) temperaturi extreme pentru o perioadă de vârf de 7 zile, care apare cu o probabilitate statistică o dată la 20 de ani;
- b) orice perioadă de 30 de zile în care cererea de gaze este excepțional de mare, constatată statistic o dată la 20 de ani;
- c) o perioadă de 30 de zile în cazul perturbării infrastructurii principale unice de gaze în condiții de iarnă normale.

Având în vedere identificarea clienților protejați din legislația națională, întreprinderilor din domeniul gazelor le revine responsabilitatea specială pentru furnizarea gazelor naturale către: clienții casnici, întreprinderilor mici și mijlocii și prestatorilor de servicii sociale esențiale, precum și producătorilor de energie termică, care nu pot funcționa cu alți combustibili decât gazele naturale, în măsura în care astfel de instalații livrează încălzire clienților protejați menționați.

Întreprinderile din domeniul gazelor naturale trebuie să poată asigura aprovizionarea cu gaze naturale către clienții protejați în cele trei cazuri, precizate mai sus, și sunt obligați să ia în mod corespunzător măsuri în acest scop.

Tabelul 37. prezintă ponderea clienților casnici în total consum³¹ gaze naturale din România, în perioada 2018 – 2022, care evidențiază o creștere a ponderii acestora până în anul 2016, după care valoarea ponderii se menține relativ constantă până în anul 2019 și crește apoi în anul 2020.

³¹ ANRE

Rapoarte anuale privind activitatea Autorității de Reglementare în domeniul Energiei pentru perioada 2013-2020/Rapoarte lunare privind rezultatele monitorizării pieței de gaze naturale pentru perioada 2013-2020/ Rapoarte naționale.



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

Tabel 37. Ponderea clienților casnici în total consum

Anul	Consum total [MWh]	Ponderea clienților casnici în total consum [%]	Consum clienți casnici [MWh]
2018	129.535.366	28,48	36.891.672
2019	120.734.056	30,26	36.534.125
2020	127.128.093	29,99	38.125.715
2021	129.592.268	33,50	43.413.410
2022	109.144.452	35,52	38.468.109

Tabelul 38. prezintă ponderea consumatorilor protejați în total consum³², în perioada 2016-2021, din care se observă că valoarea ponderii acestora în consumul total de gaze naturale din România se menține aproximativ constantă.

Tabel 38. Ponderea consumatorilor protejați în total consum*

Anul	Consum total [MWh]	Ponderea clienților casnici în total consum [%]	Consum clienți casnici [MWh]	Pondere consum servicii esențiale [%]	Consum servicii esențiale [MWh]	Pondere consum termici pentru populație [%]	Consum termici pentru populație [MWh]
2016	124.110.485	28,35	35.185.323	6,59	8.178.881	7,54	9.357.931
2017	129.861.013	28,47	34.269.009	6,69	8.687.702	7,58	9.843.465
2018	129.535.366	28,48	33.939.494	7,01	9.080.667	8,66	11.218.333
2019	120.734.056	30,26	36.534.125	6,91	8.342.723	9,27	11.192.047
2020	127.128.093	29,99	38.125.715	6,56	8.339.603	8,8	11.187.272
2021	129.592.268	33,50	43.413.410	6,90	8.941.866	9,25	11.987.285

*Valori deduse cu ajutorul datelor publicate în Rapoartele anuale privind activitatea Autorității de Reglementare în domeniul Energiei pentru perioada 2016-2021/Rapoartele lunare privind rezultatele monitorizării pieței de gaze naturale pentru perioada 2016-2021

Ponderea consumatorilor protejați aferentă categoriei IMM în total consum, în perioada 2016-2020, se prezintă după cum urmează:

Tabel 39 Ponderea consumatorilor protejați

Categoria întreprinderilor mici și mijlocii	Pondere
Consumatori comerciali	7,50 %
Alți client industriali	2,50 %
Alți clienți secundari	9,50 %.

³² ANRE

Rapoarte anuale privind activitatea Autorității de Reglementare în domeniul Energiei pentru perioada 2016-2020/Rapoarte lunare privind rezultatele monitorizării pieței de gaze naturale pentru perioada 2016-2020.



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

7. MĂSURI PREVENTIVE

7.1 Plan de reducere a cererii de gaze naturale

Regulamentul (UE) 2022/1369, modificat³³ solicită Statelor Membre să depună toate eforturile pentru a-și reduce cererea de gaze cu 15% de la 1 aprilie 2023 până la 31 martie 2024. Reducerea de 15% se bazează pe consumul mediu de gaze al unui stat membru din aprilie până în martie în cei cinci ani consecutivi anteriori introducerii acestui Regulament.

Regulamentul (UE) 2022/1369, modificat oferă Statelor Membre libertatea de a alege măsurile cele mai adecvate pentru a-și reduce cererea de gaze. Cu toate acestea, măsurile alese ar trebui să fie clar definite, transparente, proporționale, nediscriminatorii și verificabile și să țină seama de principiile stabilite în Regulament. În special, măsurile:

- nu denaturează în mod nejustificat concurența sau buna funcționare a pieței interne a gazelor;
- nu pun în pericol securitatea aprovizionării cu gaze a altor state membre sau a Uniunii;
- respectă dispozițiile Regulamentului în ceea ce privește clienții protejați.

7.1.1. Consumul de referință de gaze naturale al României

Consumul de gaze naturale înregistrat în România în perioada 1 aprilie-31 martie în cursul ultimilor cinci ani consecutivi anteriori datei intrării în vigoare a Regulamentului (UE) 2022/1369, modificat, și anume pentru anii 2017-2022 se prezintă astfel:

Tabel 40 Valoarea consumului de gaze înregistrat în perioada
1 aprilie-31 martie – pentru anii 2017-2022

Anul	Valoarea consumului de gaze ³⁴ înregistrat în perioada 1 aprilie-31 martie – pentru anii 2017-2022, [mil. mc]
2017-2018	12.632
2018-2019	11.835
2019-2020	11.100
2020-2021	12.088
2021-2022	11.590

Valoarea consumului de referință al României ca medie a consumului din ultimii 5 ani este de 11.849 mil. mc.

³³ Regulamentul (UE) 2023/706 al Consiliului din 30 martie 2023 de modificare a Regulamentului (UE) 2022/1369 în ceea ce privește prelungirea perioadei de reducere a cererii pentru măsurile de reducere a cererii de gaze și consolidarea raportării și a monitorizării punerii în aplicare a acestora

³⁴ Pentru perioada 2017 –2022, volumul consumului se regăsește în datele Eurostat.



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

7.1.2. Nivelul reducerii cererii în România în cazul unei alerte la nivelul Uniunii ³⁵

Reducerea obligatorie a cererii în cazul unei alerte la nivelul Uniunii, fără aplicarea nici unei derogări în conformitate cu prevederile art. 5 din Regulamentul (UE) 2022/1369, modificat, în perioada 1 aprilie 2022-31 martie 2023 (definită ca 15% din consumul de referință de gaze naturale al României), este următoarea:

$$15\% \times 11.849 = 1777,35 \text{ mil. mc.}$$

Pentru perioada august 2022 – martie 2023, consumul de gaze naturale din România a fost redus cu 19,90%, prin măsuri voluntare, după cum urmează³⁶:

Tabel 41 Nivelul reducerii cererii în România Pentru perioada august 2022 – martie 2023

	2017-2018	2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022	medie 5 ani referință	2022-2023	(2022/media de referință) %	reducere față de perioada de referință
august	691.00	565.00	533.00	614.00	508.00	582.20	341.00	58.57	41.43
septembrie	712.00	612.00	592.00	634.00	579.00	625.80	402.00	64.24	35.76
octombrie	954.00	843.00	851.00	789.00	956.00	878.60	542.00	61.69	38.31
noiembrie	1235.00	1309.00	1052.00	1351.00	1209.00	1231.20	965.00	78.38	21.62
decembrie	1446.00	1761.00	1452.00	1562.00	1543.00	1552.80	1309.00	84.30	15.70
ianuarie	1295.00	1860.00	1772.00	1650.00	1591.00	1633.60	1295.00	79.27	20.73
februarie	1833.00	1445.00	1397.00	1458.00	1263.00	1479.20	1300.00	87.89	12.11
martie	1476.00	1162.00	1158.00	1472.00	1247.00	1303.00	1004.00	77.05	22.95
total	9642.00	9557.00	8807.00	9530.00	8896.00	9286.40	7438.00	80.10	19.90

consum realizat august 2022 - martie 2023 7438.00 mil. m.c.

media de referinta august 2022 - martie 2023 9286.40 mil. m.c.

consum august 2022 - martie 2023 / media de referinta august – martie (%) 80.59

reducere august 2022 - martie 2023 fata de referinta august – martie (%) 19.90

Pentru perioada aprilie 2023 – martie 2024, consumul de gaze naturale din România a fost redus cu 24,15%, prin măsuri voluntare, după cum urmează³⁷:

³⁵ Trebuie precizat că, AC a notificat Comisiei Europene Decizia României de a diminua reducerea obligatorie a cererii în temeiul art. 5, alin. (5), (6) și (7) din Regulamentul (UE) 2022/1369 al Consiliului din 5 august 2022 privind măsuri coordonate de reducere a cererii cu nr. 18732/VDP/28.10.2022.

³⁶ Eurostat, https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NRG_CB_GASM__custom_5028797/default/table?lang=en

³⁷ Eurostat, https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NRG_CB_GASM__custom_5028797/default/table?lang=en



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

Tabel 42 Nivelul reducerii cererii în România Pentru perioada aprilie 2023 – martie 2024

	2017-2018	2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022	medie 5 ani referință	2023-2024	(2023-2024/media de referință) %	reducere față de perioada de referință
aprilie	886.00	632.00	844.00	787.00	1039.00	837.60	754.00	90.02	9.98
mai	692.00	556.00	577.00	601.00	616.00	608.40	473.00	77.74	22.26
iunie	751.00	557.00	373.00	561.00	526.00	553.60	357.00	64.49	35.51
iulie	661.00	533.00	499.00	609.00	513.00	563.00	423.00	75.13	24.87
august	691.00	565.00	533.00	614.00	508.00	582.20	407.00	69.91	30.09
septembrie	712.00	612.00	592.00	634.00	579.00	625.80	441.00	70.47	29.53
octombrie	954.00	843.00	851.00	789.00	956.00	878.60	629.00	71.59	28.41
noiembrie	1235.00	1309.00	1052.00	1351.00	1209.00	1231.20	1089.00	88.45	11.55
decembrie	1446.00	1761.00	1452.00	1562.00	1543.00	1552.80	1398.00	90.03	9.97
ianuarie	1295.00	1860.00	1772.00	1650.00	1591.00	1633.60	1560.00	95.49	4.51
februarie	1833.00	1445.00	1397.00	1458.00	1263.00	1479.20	1149.00	77.68	22.32
martie	1476.00	1162.00	1158.00	1472.00	1247.00	1303.00	1110.00	85.19	14.81
total	12632.00	11835.00	11100.00	12088.00	11590.00	11849.00	9790.00	82.62	17.38

consum realizat aprilie 2023 - martie 2024 9790.00 mil mc
media de referință aprilie 2023 – martie 2024 11849.80 mil mc
apr 2023 – mart 2024 / media de referință apr 2023-mart 2024 (%) 82.62
reducere apr 2023 – mart 2024 fata de referință apr 2023-mart 2024 (%) 17.38

7.2. Măsuri de prevenire a riscurilor identificate

Regulamentul stipulează la art. 9 alin. (3) că Planul de acțiuni preventive se bazează în primul rând pe măsurile de piață și nu impune o sarcină excesivă întreprinderilor din sectorul gazelor naturale și nici nu afectează în mod negativ funcționarea pieței interne a gazelor.

În acest sens, în Tabelul 39. se prezintă lista măsurilor bazate pe piață axate pe cerere și pe ofertă, care au fost luate în considerare pentru îmbunătățirea securității aprovizionării cu gaze naturale în cazul perturbării furnizării.

Tabel 43. Măsuri bazate pe piață, axate pe cerere și ofertă

Măsuri bazate pe piață axate pe cerere	Măsuri bazate pe piață axate pe ofertă
	Utilizarea contractelor de furnizare care pot fi întrerupte, bazate pe mecanisme de piață
Depozite comerciale - alocarea nediscriminatorie a capacităților de	Utilizarea capacităților de înmagazinare în asigurarea continuității în furnizarea de gaze



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

Înmagazinare disponibile, în regim multiciclu	naturale, inclusiv în creșterea flexibilității producției naționale
Facilitarea integrării în sistemul gazier a gazelor din surse regenerabile	Furnizarea de gaze naturale în condiții de eficiență energetică
Diversificarea surselor și a rutelor de aprovizionare cu gaze	Creșterea ponderii surselor de aprovizionare cu gaze din surse regenerabile
Îmbunătățirea relevanței interconectărilor cu flux bidirecțional	
Sinergia activităților de dispecerizare ale SNT și ale Sistemului Electroenergetic Național (SEN)	
Utilizarea armonizată a contractelor pe termen lung și pe termen scurt, în ponderi adecvate stabilității pentru acoperirea cererii de gaze naturale	

7.3. Măsuri bazate pe piață axate pe cerere

7.3.1. Depozite comerciale – alocarea nediscriminatorie a capacităților de înmagazinare disponibile, în regim multiciclu

Facilitățile de înmagazinare a gazelor naturale fac parte integrantă din piața națională de gaze, cu rol important în eficientizarea utilizării infrastructurii de transport gaze naturale și echilibrarea sistemului și în asigurarea securității aprovizionării cu gaze naturale.

Prin implementarea acestei măsuri sunt create premisele optimizării activităților de producție și comerciale pe piața gazieră, în condiții de maximizare a stabilității SNT.

7.3.2. Facilitarea integrării în sistemul gazier a gazelor din surse regenerabile

Această măsură necesită eforturi investiționale menite dezvoltării infrastructurii fizice, care să permită integrarea în consum a unor resurse energetice primare, alternative gazelor naturale, precum și implementarea unor acțiuni care să conducă la creșterea rolului gazelor din surse regenerabile în economia națională, în conformitate cu prevederile Regulamentului (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) 2017/1938, (UE) 2019/942 și (UE) 2022/869 și a Deciziei (UE) 2017/684 și de abrogare a Regulamentului (CE) nr. 715/2009 (reformare), precum și ale 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. Măsura trebuie însoțită de o analiză a viabilității din punct de vedere economic a integrării gazului din surse regenerabile (de exemplu, biogaz).



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

7.3.3. Diversificarea surselor și a rutelor de aprovizionare cu gaze

Furnizorii de gaze naturale au contracte multiple cu diverși producători/furnizori și importă gaze naturale printr-o varietate de rute de aprovizionare. Cu cât diversificarea surselor și rutelor de aprovizionare este mai mare, cu atât este mai mic impactul unui incident asupra unei singure surse sau rute de aprovizionare.

Trebuie avută în vedere și diversificarea surselor și a rutelor de aprovizionare cu gaze prin realizarea proiectelor de investiții care vizează creșterea gradului de interconectare a rețelei naționale de transport gaze naturale la rețeaua europeană și la piețele țărilor vecine, proiecte cuprinse în Planul de dezvoltare a Sistemului Național de Transport pe 10 ani, implementat de Transgaz S.A.. Se limitează astfel riscul afectării grave a securității aprovizionării din cauza perturbării fiecărei rute de aprovizionare.

7.3.4. Îmbunătățirea relevanței interconectărilor cu flux bidirecțional

România are, în prezent, interconectări cu flux bidirecțional la toate frontierele cu țările vecine, cu excepția Serbiei.

Prin implementarea proiectelor din Planul de dezvoltare a Sistemului Național de Transport pe 10 ani, realizate de Transgaz S.A., care vizează crearea de noi interconectări sau de creștere a capacității de interconectare cu țările vecine se creează un număr mai mare de căi de intrare care oferă, de asemenea, posibilitatea de flux invers pentru aprovizionarea pieței de gaze naturale din România, în condiții de flexibilitate sporită.

7.3.5. Sinergia activităților de dispecerizare ale SNT și ale Sistemului Electroenergetic Național (SEN)

Prin sincronizarea activităților de dispecerizare ale celor două sisteme se asigură evitarea dezechilibrelor care pot fi induse de către cele două sisteme unul altuia.

România își propune ca obiective cu privire la încurajarea consumului dispecerizabil în vederea asigurării răspunsului la variațiile cererii, precum și obiective cu privire la stocarea energiei. Dezvoltarea și utilizarea potențialului tehnico-economic al surselor regenerabile în SEN depinde de dezvoltarea capacităților de stocare, precum și a tehnologiilor privind injectarea de hidrogen sub formă de gaz de sinteză din surse regenerabile de energie și utilizarea hidrogenului în procesele industriale.

7.3.6. Utilizarea armonizată a contractelor pe termen lung și pe termen scurt, în ponderi adecvate stabilității pentru acoperirea cererii de gaze naturale

Această măsură este necesară și vizează o ghidare a pieței gaziere în sensul utilizării armonizate a contractelor pe termen lung și pe termen scurt astfel încât aprovizionarea cu gaze naturale să nu fie afectată de politicile comerciale orientate exclusiv pe maximizarea rezultatelor economice.

7.4. Măsuri bazate pe piață axate pe ofertă

7.4.1. Investiții în dezvoltarea infrastructurii

Prin Planul de dezvoltare a Sistemului Național de Transport pe 10 ani, Transgaz S.A. propune proiecte majore de investiții pentru dezvoltarea strategică și durabilă a infrastructurii naționale de transport gaze naturale, care să răspundă nevoilor economice ale României și să permită alinierea



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

SNT gaze naturale la cerințele de transport, urmărind totodată și conformitatea acestora cu cerințele reglementărilor europene în domeniu.

Trebuie precizat că, proiectele de investiții incluse Planul de dezvoltare a Sistemului Național de Transport pe 10 ani sunt analizate periodic de Transgaz S.A. și sunt aprobate de către ANRE, care examinează, inclusiv, dacă aceste investiții sunt în conformitate cu dinamica privind cererea/consumul estimat de gaze naturale în România.

Planul de Dezvoltare a Sistemului Național de Transport gaze naturale 2024-2033 aprobat de ANRE prin Decizia nr. 2717/17.12.2024, elaborat în conformitate cu prevederile Legii nr. 123/2012 a energiei electrice și a gazelor naturale cu modificările și completările ulterioare, cu obiectivele propuse în Strategia Energetică a României 2020-2030 cu perspectiva anului 2050, 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.

7.4.2. Utilizarea contractelor de furnizare care pot fi întrerupte, bazate pe mecanisme de piață

Furnizorii au obligația să asigure cantitățile de gaze naturale necesare continuării aprovizionării cu gaze a clienților protejați în virtutea prevederilor legislației europene și legislației naționale din domeniu.

Pentru îndeplinirea acestei obligații, furnizorii ar trebui să dezvolte politici comerciale care să includă încheierea de contracte cu clauze de întreruptibilitate, prin intermediul cărora să fie facilitată îmbunătățirea activității de echilibrare a SNT.

În prezent, nu există reglementări care să definească un astfel de cadru contractual, deși acestea ar fi necesare.



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

7.4.3. Utilizarea capacităților de înmagazinare în asigurarea continuității în furnizarea de gaze naturale, inclusiv în creșterea flexibilității producției naționale

România dispune de depozite de înmagazinare bine dezvoltate care permit utilizarea rațională a acestora și încurajează creșterea producției interne de gaze naturale prin stimularea descoperirii și/sau reabilitării unor zăcămintele de gaze naturale.

Înmagazinarea subterană a gazelor naturale are un rol semnificativ în asigurarea continuității furnizării de gaze naturale utilizând volume din depozitele de înmagazinare, atât în situații normale de piață, cât și în cazuri de criză.

7.4.4. Furnizarea de gaze naturale în condiții de eficiență energetică

Această măsură vizează minimizarea consumurilor tehnologice și integrarea resurselor regenerabile în consumurile tehnologice pe toate palierele activității din sectorul gazelor naturale (upstream/downstream).

7.4.5. Creșterea ponderii gazelor regenerabile în activitățile de aprovizionare

România își propune menținerea unui mix energetic diversificat la orizontul anului 2030, ținând cont deopotrivă de obiectivul de decarbonare al sistemului energetic, precum și de asigurarea flexibilității și adecvantei acestuia.

România își propune, de asemenea, să sporească cota capacităților instalate care utilizează sursele regenerabile de energie. Totodată, își propune să înlocuiască capacitățile de producție pe cărbune cu capacități noi alimentate cu gaze naturale, întrucât gazele naturale reprezintă un combustibil fosil mai ecologic (arderea acestuia având ca rezultat cele mai mici emisii de carbon dintre toți combustibili fosili). Mai mult, centralele electrice care utilizează gaze naturale pot fi implementate mai flexibil. De asemenea, infrastructura de gaze naturale oferă posibilitatea de a amesteca gaze regenerabile precum hidrogen, metan sintetic sau biometan și astfel se reduc și mai mult emisiile de carbon.

7.5. Alte măsuri preventive

7.5.1. Asigurarea unor indicatori de performanță relevanți și îmbunătățirea sistemului de monitorizare a acestora

Pentru a putea monitoriza siguranța și fiabilitatea rețelei de gaze naturale au fost dezvoltati o serie de indicatori de performanță ai calității pentru serviciile de transport, de distribuție și furnizare a gazelor naturale și pentru starea tehnică a rețelelor de gaze naturale care sunt monitorizați de către ANRE. Indicatorilor de performanță, stabiliți prin standardele de performanță pentru serviciile de transport, distribuție și furnizare a gazelor naturale, le sunt asociate valori specifice realiste și niveluri de performanță minimale pentru a putea testa rezultatele obținute în raport cu obiectivele.

7.5.2. Menținerea unei infrastructuri funcționale și fiabile

Menținerea caracteristicilor de funcționare optimă și a stării tehnice a rețelelor de gaze naturale la un nivel corespunzător, se poate realiza ca urmare a desfășurării unui sistem de mentenanță preponderent preventiv, planificat, corectiv și susținut de programe anuale de investiții de dezvoltare și modernizare, relevat prin indicatorii de performanță.



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

7.5.3. Furnizarea de ultimă instanță a gazelor naturale

Rolul furnizorului de ultimă instanță este determinant în asigurarea continuității aprovizionării cu gaze naturale, având obligația de a asigura furnizarea garantată a gazelor naturale în regim de ultimă instanță, conform reglementărilor emise de ANRE, clienților finali ai căror furnizori se află în imposibilitatea de a-și îndeplini sarcinile contractuale de furnizare în raport cu portofoliile proprii de clienți.

7.6. Măsuri nebazate pe piață

În cadrul Planului de acțiuni preventive, asigurarea aprovizionării cu gaze naturale a României se realizează printr-o abordare care vizează adoptarea numai de măsuri bazate pe piață, pentru a compensa în mod suficient și în timp util o întrerupere a furnizării de gaze.

Planul de acțiuni preventive se concentrează pe acest tip de măsuri menite să prevină apariția unor situații de urgență.

7.7. Impactul măsurilor

Măsurile prezentate în planul de acțiuni preventive urmăresc să limiteze impactul economic asupra pieței energiei și de asemenea impactul asupra mediului și asupra clienților finali și să optimizeze eficacitatea și eficiența în funcționare a sistemului național gazier și să asigure furnizarea continuă a gazelor naturale către clienții finali.

Obligațiile generale ale participanților la piața gazelor naturale, stipulate în Legea nr. 123/2012, sunt utilizate ca măsuri preventive pentru asigurarea nivelului de consum de gaze naturale. Trebuie precizat că în toate cazurile aceste măsuri nu vor afecta clienții protejați în sensul prevederilor Regulamentului.

7.8. Obligațiile întreprinderilor din domeniul gazelor naturale

Prin Legea nr. 123/2012 au fost stipulate obligații economice generale, clar definite pentru întreprinderile care operează în domeniul gazelor naturale în România, care vizează alimentarea cu gaze a populației și, în special, a clienților protejați, în scopul realizării obiectivelor de bază și pentru a menține buna funcționare a pieței interne a gazelor, în special în situații de perturbare a furnizării și situații de criză.

Obligațiile producătorilor de gaze naturale, operatorilor de sistem de înmagazinare gaze naturale, operatorului de transport și de sistem, operatorilor de sisteme de distribuție și furnizorilor de gaze naturale, legate de funcționarea în siguranță a rețelei naționale de gaze sunt specificate în Legea nr. 123/2012 (a se vedea în Tabelul 40. un rezumat al obligațiilor întreprinderilor care operează în domeniul gazelor naturale în România).



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

Tabel 44. Rezumatul obligațiilor întreprinderilor din domeniul gazelor naturale referitoare la funcționarea în siguranță a rețelei naționale de gaze naturale

Întreprinderea	Obligația	Prevederea legală din Legea nr. 123/2012
Producătorii de gaze naturale	- să dețină autorizațiile pentru înființarea conductelor de alimentare din amonte aferente activității de producție a gazelor naturale și licența de operare a acestora; - să asigure operarea conductelor de alimentare din amonte aferente producției de gaze naturale în condiții de siguranță, eficiență și de protecție a mediului; - să asigure accesul terților la conductele de alimentare din amonte în condiții nediscriminatorii, conform reglementărilor specifice; - să asigure livrările de gaze naturale, cu respectarea condițiilor impuse prin licențe, clauze contractuale și reglementări în vigoare.	Art. 124 alin. (1)
Operatorii de sistem de înmagazinare gaze naturale	- să opereze, să întrețină, să reabiliteze și să modernizeze instalațiile tehnologice de suprafață aferente depozitelor de înmagazinare, în condiții de siguranță, de eficiență și de protecție a mediului; - să asigure accesul terților la depozitele de înmagazinare, pe baza unor criterii obiective, transparente și nediscriminatorii, conform reglementărilor ANRE; - să furnizeze informații utilizatorilor sistemului de înmagazinare, necesare pentru un acces eficient la sistem; - să asigure mijloacele adecvate pentru îndeplinirea obligațiilor privind serviciul public.	Art. 142 alin. (1)
Operatorul transport și de sistem	- să opereze sistemul de transport și să asigure echilibrul fizic rezidual al acestuia, respectiv programarea, dispecerizarea și funcționarea sistemului de transport în condiții de siguranță; - să întrețină, să reabiliteze, să modernizeze și să dezvolte sistemul de transport în condiții de siguranță, de eficiență și de protecție a mediului; - să asigure accesul terților la sistemul de transport, conform unor reglementări specifice, în condiții nediscriminatorii, în limitele capacităților de transport și cu respectarea regimurilor tehnologice; - să realizeze schimbul de informații cu alți operatori de transport și de sistem interconectați, cu operatori de înmagazinare GNL și de distribuție și cu alți colaboratori	Art. 130 alin. (1)



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE
A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

	în domeniul energetic, cu respectarea reglementărilor ENTSO-G privind protocoalele de schimb de informații, rapoartele, structura și procedurile de acces la bazele de date; - să asigure mijloacele adecvate pentru îndeplinirea obligațiilor privind serviciul public.	
Operatorii sistemului de distribuție	- să opereze, să întrețină, să repare, să modernizeze și să dezvolte sistemul de distribuție în condiții de siguranță, eficiență economică și de protecție a mediului, activitățile urmând a fi desfășurate în baza autorizațiilor specifice pentru proiectare și execuție a sistemelor de distribuție a gazelor naturale, iar operarea urmând să se desfășoare în baza licenței de distribuție; - să asigure accesul terților la sistemele de distribuție, în condiții nediscriminatorii, în limitele capacităților de distribuție, cu respectarea regimurilor tehnologice, conform reglementărilor specifice elaborate de ANRE; - să asigure condițiile de securitate în alimentarea cu gaze naturale.	Art. 138 alin. (1)
Furnizorii de gaze naturale	- să încheie contracte de achiziție a gazelor naturale, astfel încât să asigure acoperirea consumului pentru clienții săi; - să achiziționeze gazele naturale pe care le furnizează clienților casnici, în condiții de minimizare a costului resurselor alocate, pe baza unor proceduri proprii, care să asigure caracterul transparent al procesului de achiziție a gazelor naturale și, în același timp, tratamentul egal și nediscriminatoriu al persoanelor care participă la procedura de achiziție a gazelor naturale, în calitate de ofertanți; - să permită clienților, în mod gratuit, schimbarea efectivă a furnizorului de gaze naturale în termen de 21 de zile de la data solicitării și să transmită acestora un decont final de lichidare, în termen de maximum 42 de zile de la schimbarea furnizorului; - să informeze corespunzător clienții finali cu privire la consumul lor efectiv de gaze naturale și la costurile reale aferente, suficient de frecvent astfel încât aceștia să aibă posibilitatea să își ajusteze propriul consum de gaze naturale. Aceste informații se comunică la intervale de timp corespunzătoare, ținându-se cont de capacitatea echipamentelor de măsurare ale clientului final și de raportul cost-beneficiu al acestor măsuri, fără să se perceapă clienților finali costuri suplimentare pentru acest serviciu.	Art. 143 alin. (1)



8. PROIECTE DE INFRASTRUCTURĂ

8.1. Proiecte de investiții pentru dezvoltarea SNT

Planul de dezvoltare a Sistemului Național de Transport gaze naturale prezintă direcțiile de dezvoltare ale rețelei românești de transport gaze naturale și a proiectelor majore pe care Transgaz S.A., în calitate de OTS, intenționează să le implementeze în următorii 10 ani, în scopul dezvoltării rețelei de transport a gazelor naturale pentru a răspunde cerințelor pieței.

Planul de dezvoltare a 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.



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

Principalele proiecte de investiții cuprinse în Planul de dezvoltare a Sistemului Național de Transport al gazelor naturale pentru perioada 2024 – 2033 sunt³⁸:

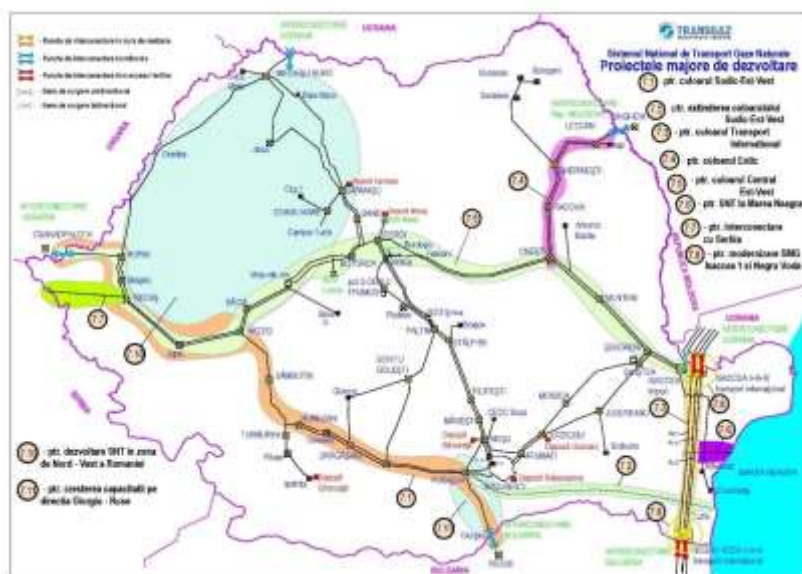


Figura 9. Harta proiectelor majore din SNT

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



Figura 10. Harta Coridorului Bulgaria–România–Ungaria–Austria (BRUA) - Faza II

³⁸ Transgaz - Planul de Dezvoltare a Sistemului Național de Transport gaze naturale 2024 – 2033



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

Implementarea Proiectului BRUA–Faza II are drept rezultat 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..

Termenul estimat de finalizare: 2027

Valoarea estimată a investiției este de 150 milioane Euro.

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

În contextul în care Europa devine tot mai dependentă de importurile de gaze naturale, accesul la noi surse devine o necesitate imperioasă. În aceste condiții dezvoltarea pe teritoriul României a unei infrastructuri de transport gaze naturale de la țărmul Mării Negre până la granița România–Ungaria reprezintă una din prioritățile majore ale TRANSGAZ.



Figura 11. Harta Coridorului Sudic de Transport pentru preluarea gazelor naturale de la țărmul Mării Negre

Obiectivul major al acestei investiții constă în construirea unei conducte de transport gaze naturale Tuzla–Podișor, în lungime de 308,3 km și DN 1200 respectiv DN 1000, care să facă legătura între resursele de gaze naturale disponibile la țărmul Mării Negre și coridorul BULGARIA–ROMÂNIA–UNGARIA–AUSTRIA, 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.

Conducta este formată din două tronsoane, după cum urmează:

- 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.

Termenul estimat de finalizare: 2025.

Valoarea estimată a investiției este de 493,9 milioane Euro.



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

Proiectul este inclus în TYNDP 2022 cu cod de identificare TRA-A-362.

Proiectul a primit statut de proiect de interes comun fiind inclus în cea de-a cincea Listă de proiecte de interes a Uniunii, aprobată prin Regulamentul delegat (UE) 2022/564 al Comisiei din 19 noiembrie 2021 de modificare a Regulamentului (UE) nr. 347/2013 al Parlamentului European și al Consiliului în ceea ce privește lista proiectelor de interes comun a Uniunii, având numărul de referință 6.24.4.

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

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

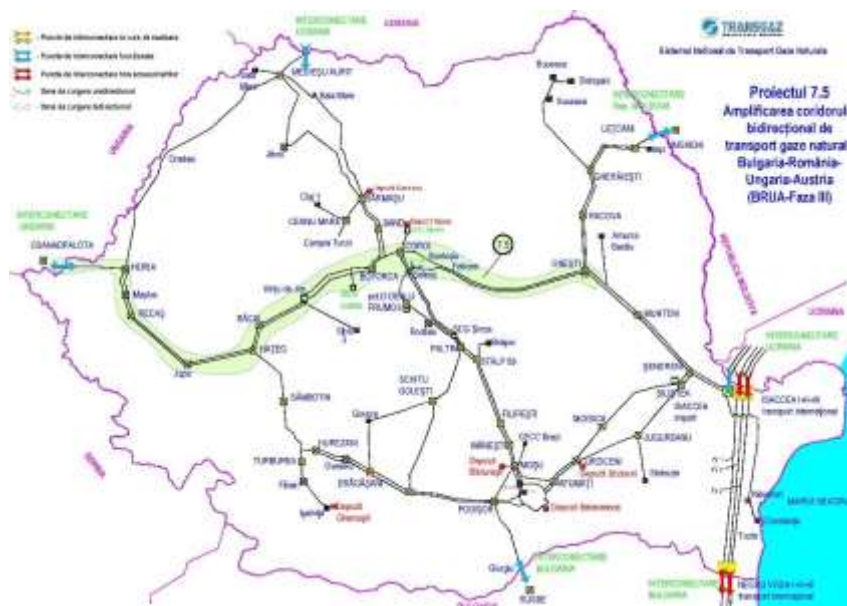


Figura 12. Harta Coridorului bidirecțional de transport gaze naturale Bulgaria–România–Ungaria–Austria (BRUA-Faza III)

În funcție de volumele de gaze naturale disponibile la țărmul Mării Negre, (care nu vor putea fi preluate de Culoarul BRUA Faza I și II), pe termen lung se are în vedere dezvoltarea capacității de transport pe culoarul Onești–Coroi–Hațeg–Nădlac. Dezvoltarea acestui culoar de transport gaze naturale presupune următoarele:

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



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

În prezent Transgaz S.A. a elaborat studiul de fezabilitate privind dezvoltarea acestui culoar de transport gaze naturale și acesta a fost împărțit în două proiecte, și anume:

- Asigurarea curgerii reversibile pe interconectarea România–Ungaria, care vizează:
 - conductă nouă de transport gaze naturale Băcia–Hațeg–Horia–Nădlac în lungime de aproximativ 280 km;
 - doua stații noi de comprimare gaze naturale amplasate de-a lungul traseului;
- Dezvoltarea SNT între Onești și Băcia, care vizează:
 - reabilitarea unor tronsoane de conductă;
 - înlocuirea unor conducte existente cu conducte noi cu diametru și presiune de operare mai mari;
 - două sau trei stații noi de comprimare gaze naturale.

Termenul de finalizare pentru întreg coridorul: 2028-2029.

Valoarea estimată a investiției este de 855 milioane Euro.

Proiectul este inclus în TYNDP 2022 cu cod de identificare TRA-N-959.

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

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

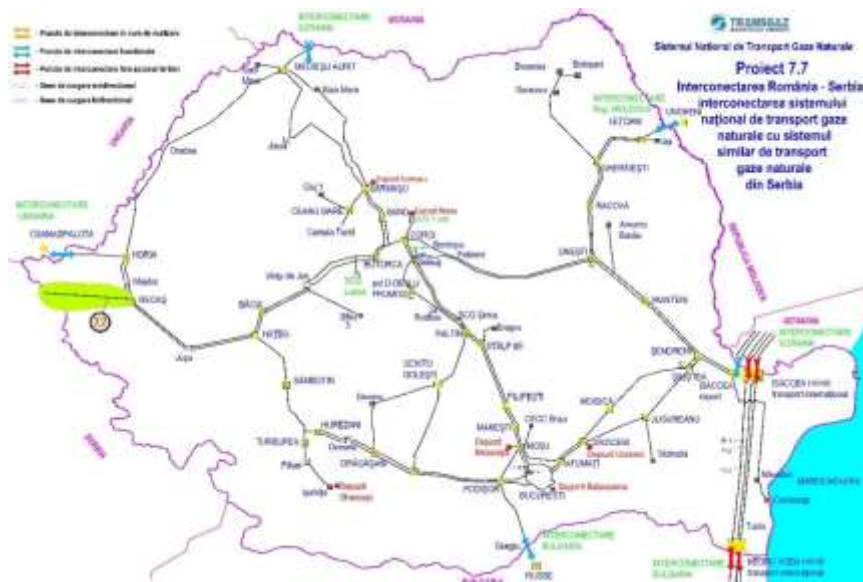


Figura 13. Harta Interconectării România–Serbia

Proiectul va consta din:

- construirea unei conducte noi de interconectare pe direcția Recaş–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 conductă BRUA zona Recaş: 50-54 bar (PN BRUA–63 bar);



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

- diametrul conductei de interconectare: DN 600, PN 63 bar;
- capacitate transport: max. 1,2 mld Smc/an (137000 Smc/h), atât pe direcția România-Serbia, cât și pe direcția Serbia-România.

▪ construirea unei stații de măsurare gaze naturale (amplasată pe teritoriul României).

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

Termenul estimat de finalizare: 2028.

Valoarea estimată a investiției este de 86,8 milioane Euro.

Proiectul este inclus în Planul de dezvoltare a rețelei europene de transport gaze naturale TYNDP 2022 cu cod de identificare TRA-A-1268.

8.1.5. Proiectul “Dezvoltarea/Modernizarea Infrastructurii de transport gaze naturale în zona de Nord-Vest a României”

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.

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



Figura 14. Harta SNT în zona de Nord-Vest a României

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:



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

- 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.

Termenul estimat de finalizare: 2026 pentru Etapa 1, 2027 pentru Etapa 2 și 2028 pentru Etapa 3. Valoarea estimată a investiției este de 405 milioane Euro.

Proiectul este inclus în TYNDP 2022 cu cod de identificare TRA-N-598.

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

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

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



Figura 15. Harta interconectării România-Bulgaria pe direcția Giurgiu-Ruse

Proiectul constă în:

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

În cadrul studiului de fezabilitate 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.



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

Impactul asupra capacității transfrontaliere: creștere capacitate spre Bulgaria de la 1,5 mld mc/an la 5 mld mc/an

Termenul estimat de finalizare: 2027.

Valoarea estimată a investiției este de 51,8 milioane Euro.

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

Pentru 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.

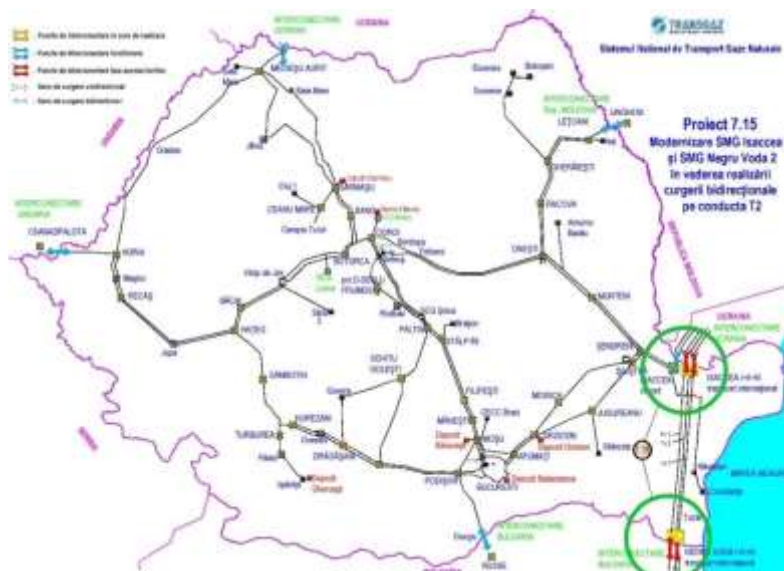


Figura 16. Harta SMG Isaccea 2 și SMG Negru Voda 2

1. Stație de măsurare SMG Isaccea 2

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

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

2. Stația de măsurare SMG Negru Vodă 2

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

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



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

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.

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. Termenul estimat de finalizare: 2028. 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).

Valoarea estimată a investiției este de 26,65 milioane Euro.

8.1.8. Modernizare SMG Isaccea 3 și Negru Vodă 3 în vederea realizării curgerii bidirecționale pe conducta T3

Prin implementarea proiectului se creează posibilitatea curgerii bidirecționale pe conducta T3, parte din coridorul Transbalcanic .

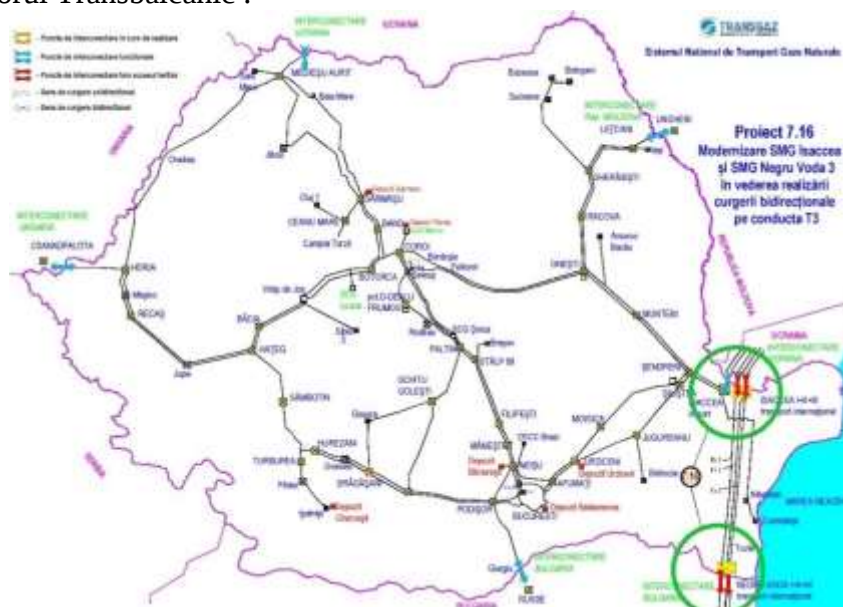


Figura 17. Harta SMG Isaccea 3 și Negru Vodă 3

1. Stație de măsurare SMG Isaccea 3

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

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

2. Stația de măsurare SMG Negru Vodă 3



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

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

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

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.

Termenul estimat de finalizare: 2028. 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). Valoarea estimată a investiției este de 26,65 milioane Euro.

8.1.9. Interconectarea SNT la Terminal GNL amplasat la malul Mării Negre

Obiectivul proiectului: crearea capacității de transport pentru preluarea gazelor naturale provenite de la terminalul GNL amplasat la țărmul Mării Negre.

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.

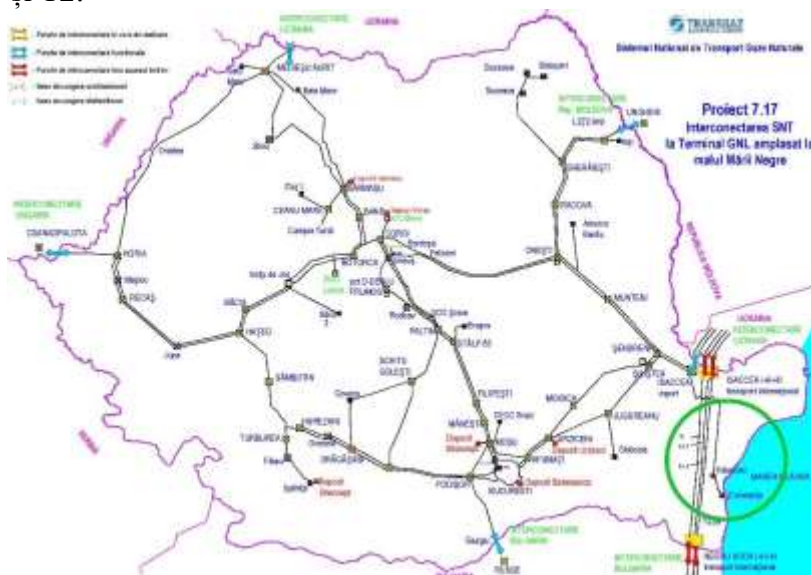


Figura 18. Harta terminal GNL amplasat la malul Mării Negre



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

Capacitatea și presiunea de proiectare pentru această conductă se vor stabili în funcție de cantitățile de gaze naturale disponibile la țărmul Mării Negre.

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

Termenul estimat de finalizare: 2028.

Valoarea estimată a investiției este de 19,6 milioane Euro.

8.1.10. Terminal GNL amplasat la malul Mării Negre

Obiectivul proiectului: realizarea unui terminal GNL amplasat la țărmul Mării Negre.

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.

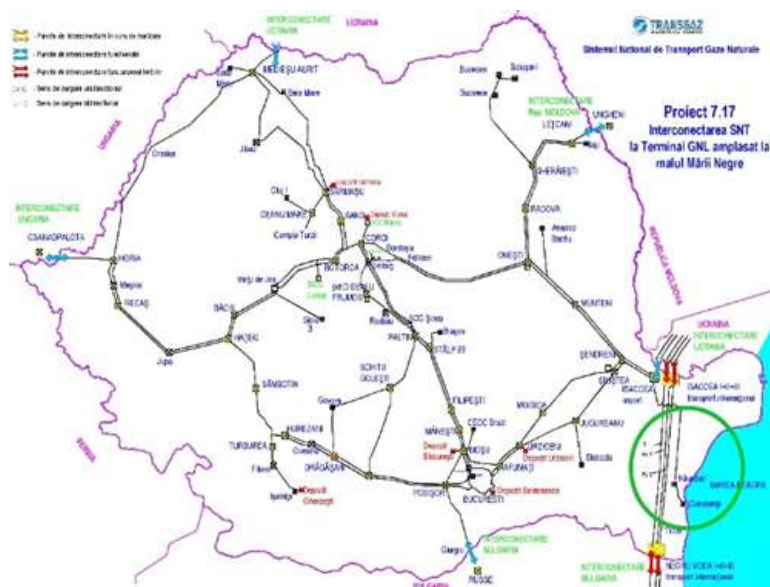


Figura 19. Harta terminal GNL amplasat la malul Mării Negre

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

Termenul estimat de finalizare: 2028.

Valoarea estimată a investiției este de 360 milioane Euro.

8.1.11. Eastring-România

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



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA



Figura 20. Harta proiect EASTRING

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.

EASTRING va asigura cea mai rentabilă rută de transport, directă, între platformele de gaze din vestul Uniunii Europene și Regiunea Balcanică/Turcia de vest—o zonă cu potențial foarte ridicat în a oferi gaze din diferite surse.

Prin posibilitatea de a diversifica rutele de transport precum și sursele de aprovizionare, se va asigura siguranța în aprovizionare în întreaga regiune, în principal în țările Europei de Sud-Est..

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

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

Termenul estimat de finalizare: 2028 pentru Faza 1, 2033 pentru Faza 2.

Valoarea totală estimată a investiției este de:

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

Proiectul este inclus în TYNDP 2022 cu cod de identificare TRA-A-655.

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

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

În cadrul SNTGN TRANSGAZ SA, stațiile de protecție catodică reprezintă principalul sistem de protecție activă a conductelor de transport gaze naturale. Reducerea coroziunii conductelor, menținerea acestora în funcțiune pe o durată cât mai lungă de timp și reducerea costurilor cu mentenanța este un obiectiv prioritar.



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

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.

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

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

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.

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.

Termen estimat de finalizare: anul 2027

Valoarea estimată a investiției: 17,7 milioane EURO.

8.1.13. Dezvoltarea sistemului SCADA pentru Sistemul Național de Transport gaze naturale

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. Proiectul privind “Dezvoltarea Sistemului SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) pentru Sistemul Național de Transport Gaze Naturale” va consta în:

- 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 să fie 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 transmiterii, 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 prin retehnologizarea/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;



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

- 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 dispecerat de urgență, în cazul în care studiul referitor la oportunitatea și necesitatea existenței unui dispecerat 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:

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

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

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

Termen estimat de finalizare: anul 2026

Valoarea estimată a investiției: 5,5 milioane EURO.

8.2. Proiecte de investiții pentru dezvoltarea sistemului de stocare a gazelor naturale

I. DEPOGAZ PLOIEȘTI - proiecte majore de înmagazinare

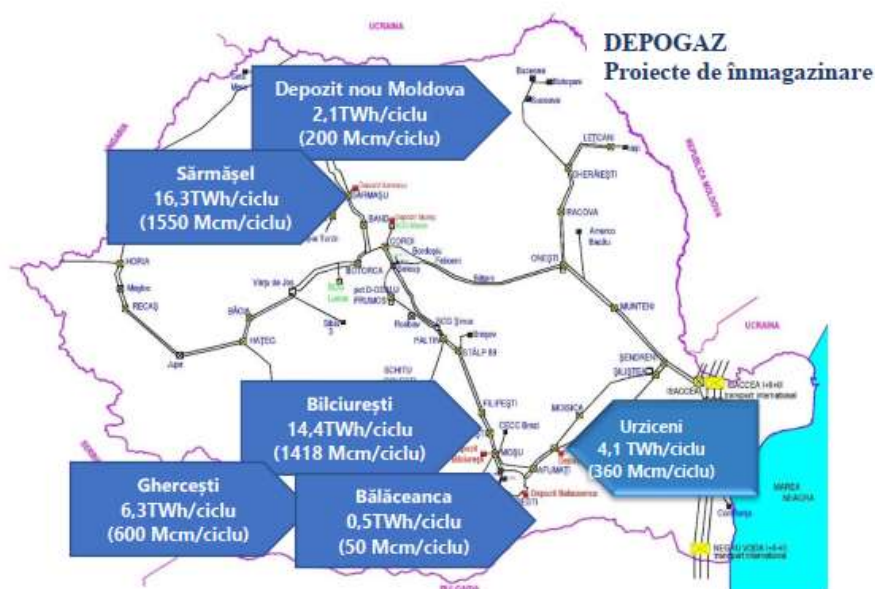


Figura 21. Hartă proiecte DEPOGAZ PLOIEȘTI



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

8.2.1. Creșterea capacității de extracție zilnică în cadrul Depozitului Bilciurești – Modernizarea infrastructurii sistemului de înmagazinare gaze naturale–Bilciurești

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.

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.

Date tehnice:

- 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.

Termen estimat de finalizare: anul 2027

Valoarea totală estimată a investiției: 156 milioane EURO, din care: faza I aproximativ 32,5 milioane Euro; faza II aproximativ 123,5 milioane Euro.

Proiectul a primit statut de proiect de interes comun, fiind inclus în cea de-a cincea Listă de proiecte de interes a Uniunii, aprobată prin Regulamentul delegat (UE) 2022/564 al Comisiei din 19 noiembrie 2021 de modificare a Regulamentului (UE) nr. 347/2013 al Parlamentului European și al Consiliului în ceea ce privește lista proiectelor de interes comun a Uniunii 2020/389, având numărul de referință 6.20.7 .

Proiect cuprins în TYNDP 2022: UGS-F-311.



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

8.2.2. Creșterea capacității de stocare subterană gaze naturale a depozitului Ghercești

Proiectul are ca scop completarea infrastructurii sistemului de înmagazinare gaze naturale Ghercești pentru asigurarea condițiilor de operare la capacitatea de 600 mil. m³/ciclu.

Proiectul constă în următoarele:

- stație comprimare gaze;
- extindere instalații de uscare și măsură 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.

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%;

Termenul estimat de finalizare: 2028.

Valoarea estimată a investiției este de 125 milioane Euro.

Proiect cuprins în TYNDP 2022: UGS-N-398.

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

Proiectul are drept scop dezvoltarea unui nou depozit de înmagazinare subterană în nord-estul României (regiunea Moldova), prin transformarea în depozit de înmagazinare subterană a unui sau mai multor câmpuri depletate dintre următoarele: Pocoleni, Comănești, Todirești sau Davideni.

Caracteristici:

- capacitate de aproximativ 200 mil. m³/ciclu;
- capacitate de injecție de aproximativ 1,4 mil. m³/zi;
- capacitate de extracție de aproximativ 2 mil. m³/zi.

Proiectul constă în următoarele:

- stație comprimare gaze;
- 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 inmagazinare si extractie a gazelor naturale.

Termenul estimat de finalizare: 2032.



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

Valoarea estimată a investiției este de 120 milioane Euro.

Proiect cuprins în TYNDP 2022: UGS-N-399

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

Proiectul are drept scop dezvoltarea depozitului de înmagazinare subterană existent de la Sărmășel de la capacitatea de 900 mil. m³/ciclu la 1550 mil. m³/ciclu (o creștere cu 650 milioane m³/ciclu), creșterea capacității de injecție cu 4 mil. m³/zi, la un total de 10 mil. m³/zi și creșterea capacității de extracție cu 4 mil. m³/zi, la un total de 11,5 mil. m³/zi.

Din punct de vedere tehnic proiectul constă 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, 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 gazomotocompresoare acționate cu gaz natural în amestec cu până la 20% hidrogen;
- 2 instalații de uscare gaze cu TEG;
- extindere instalație de separare și măsură (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.

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;



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

- 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 implementarea proiectului, rolul gazelor naturale sau a celor provenite din surse regenerabile este așteptat să crească semnificativ;
- 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.

Termenul estimat de finalizare: 2030.

Valoarea estimată a investiției este de 185 milioane Euro.

Proiect cuprins în TYNDP 2022: UGS-N-371.

8.2.5. Modernizarea infrastructurii de înmagazinare gaze naturale – Bălăceanca

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 m³/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.

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.

Proiectul va consta din următoarele:

- 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.

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%.

Termenul estimat de finalizare: 2032.

Valoarea estimată a investiției este de 50 milioane Euro.

Proiect cuprins în TYNDP 2022: UGS-N-606

II. DEPOMUREȘ TÂRGU-MUREȘ - proiect major de înmagazinare

8.2.5. Unitate de stocare–Depomureș

Proiectul are ca scop re tehnologizarea și dezvoltarea depozitului de înmagazinare subterană gaze naturale Târgu-Mureș pentru îmbunătățirea condițiilor tehnice de înmagazinare în depozitul Târgu-Mureș și implicit creșterea gradului de flexibilitate a serviciilor prestate, în special în contextul dinamicii actuale a pieței gaziere.



Figura 22. Hartă proiect înmagazinare Depomureș-Târgu-Mureș

Proiectul constă în re tehnologizarea și dezvoltarea depozitului de înmagazinare subterană gaze naturale Târgu-Mureș pentru îmbunătățirea condițiilor tehnice de predare – primire a gazelor la interfața depozit Târgu-Mureș – SNT, implicit creșterea gradului de flexibilitate a serviciilor prestate, în special în contextul dinamicii actuale a pieței gaziere.

Proiectul constă în re tehnologizarea și dezvoltarea depozitului de înmagazinare subterană gaze naturale Târgu-Mureș, cu o capacitate actuală de 300 mil. mc. Proiectul de dezvoltare se desfășoară etapizat (2 faze).

Obiectivele principale ale acestui proiect sunt:

- (i) edificarea propriilor instalații de comprimare care să deservească depozitul Târgu Mureș 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).

Proiectul constă în principal din următoarele:

- stație centrală de gaze (unități de comprimare, uscure gaze, panou comercial de măsurare gaze bidirecțional, facilități adiacente);



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

- colector nou de înmagazinare;
- modernizare instalații tehnologice de suprafață pentru creșterea presiunii de operare, sonde noi.

Implementarea proiectului va aduce o serie de avantaje atât la nivel național cât și regional prin:

- 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
- 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
- Ssustinerea 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.

Termenul estimat de finalizare: 2026 (faza I)

Faza 2 va putea fi demarată numai după finalizarea implementării Fazei 1.

Valoarea totală estimată a investiției: 37 milioane Euro (faza I).

8.3. Descoperirea de noi rezerve de gaze naturale pe teritoriul României

Exploatarea resurselor de hidrocarburi din Marea Neagră va contribui la asigurarea securității energetice a României. Cantitățile suplimentare de gaze naturale din Marea Neagră, alături de producția onshore, vor asigura atât acoperirea în integralitate a consumului intern de gaze naturale al României, cât și disponibilități de export prin integrarea pieței interne la piața regională și europeană.

Scenariul valorificării volumelor de gaze anunțate în zona Mării Negre de către companiile care au efectuat operațiuni de explorare, va aduce disponibilitatea unor volume semnificative de gaze naturale care vor reconfigura securitatea energetică nu numai a României, ci a întregii regiuni. Rezervele importante de hidrocarburi ale Mării Negre, împreună cu sursele de gaz din Bazinul Caspic, Asia Centrală, Orientul Mijlociu și Bazinul estic Mediteranean, ar putea avea un rol semnificativ pentru consolidarea securității energetice a Europei de Sud-Est și Centrale.

Valorificarea resurselor din Marea Neagră și construcția infrastructurii de transport pentru preluarea acestora, pot asigura :

- diversificarea surselor de alimentare cu gaze naturale a consumatorilor din România și din alte țări din regiune;
- reducerea gradului de dependență față de importul de gaze din Federația Rusă;
- transportul spre piața românească și spre alte piețe central-europene a gazelor naturale din Marea Neagră.

8.3.1. Neptun Deep

Neptun Deep este cel mai mare proiect de gaze naturale din Marea Neagră românească și primul proiect offshore de adâncime din România. Perimetrul Neptun Deep din Marea Neagră are o suprafață de 7.500 km² și se află la o distanță de circa 160 km de țărm, în ape cu adâncimi cuprinse



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

între 100 și 1.000 de metri. Neptun Deep va furniza un volum estimat de 100 bcm de gaze naturale, iar producția de la platou va fi de aproximativ 8 bcm anual, timp de aproape 10 ani.

Proiectul Neptun Deep din Marea Neagră avansează cu pași repezi, decizia finală de investiție fiind adoptată în data de 21.06.2023, de către OMV PETROM și ROMGAZ, astfel încât primele volume de gaze sunt așteptate în 2027. Se estimează că producția la platou va fi de aproximativ 8 miliarde metri cubi anual, timp de circa 10 ani.

OMV Petrom și Romgaz vor investi până la 4 miliarde de euro pentru faza de dezvoltare a proiectului, care va genera o producție de circa 100 miliarde de metri cubi de gaze naturale.

Infrastructura necesară pentru dezvoltarea zăcămintelor offshore de gaze naturale Domino și Pelican Sud include 10 sonde, 3 sisteme de producție submarine și rețeaua de conducte colectoare asociate, o platformă offshore, conducta principală de gaze către Tuzla și o stație de măsurare a gazelor. Platforma își generează propria energie electrică, funcționând la cele mai înalte standarde de siguranță și protecție a mediului. Întreaga infrastructură va fi operată de la distanță, prin intermediul unei replici digitale (digital twin). Acesta permite optimizarea proceselor și va contribui la îmbunătățirea performanței de mediu, prin eficientizarea consumului energetic și reducerea emisiilor.³⁹

Aspecte-cheie estimate privind proiectul Neptun Deep:

- Investițiile totale pentru dezvoltare sunt estimate până la 4 mld. EUR, urmând a fi cheltuite în cea mai mare parte în perioada 2024-2026;
- Prima producție este așteptată în 2027;
- Producția de platou este estimată la aproximativ 140 mii bep/zi timp de aproape 10 ani;
- Volumele recuperabile estimate sunt în prezent de aproximativ 100 mld. metri cubi (~700 mil. bep);
- Costul unitar de producție este estimat la o medie de 3 USD/bep (pentru durata de viață a zăcămintului);
- HSSE: se estimează că amprenta de carbon va fi mai bună decât valoarea de referință a industriei (la producția de platou, amprenta de carbon de aproximativ 2,2 kg CO₂/bep, semnificativ sub media industriei de 16,7 kg CO₂/bep conform IOGP). Expertiza și tehnologia și de ultimă generație vor permite producerea gazului natural în condiții de siguranță și într-un mod prietenos față de mediul înconjurător.⁴⁰

Proiectul Neptun Deep a înregistrat progrese importante⁴¹:

- a fost semnat contractul pentru platforma de foraj Transocean Barents
- Halliburton Romania va asigura serviciile integrate de foraj
- forajul este planificat să înceapă în 2025; primele cantități de gaze, în 2027

OMV Petrom, cea mai mare companie integrată de energie din sud-estul Europei, a continuat să facă progrese semnificative în implementarea proiectului Neptun Deep. Compania a semnat un acord cu o valoare estimată de 325 de milioane de euro pentru platforma de foraj semi-submersibilă Transocean Barents, pentru o perioadă minimă de un an și jumătate. În plus, a fost semnat un

³⁹ <https://www.omvpetrom.com/ro/news/omv-petrom-si-romgaz-anunta-decizia-de-a-dezvolta-neptun-deep-cel-mai-mare-proiect-de-gaze-naturale-din-zona-romaneasc-a-marii-negre->

⁴⁰ <https://www.omvpetrom.com/ro/news/adhoc-report-omv-petrom-takes-the-final-investment-decision-for-the-neptun-deep-project-and-together-with-its-partner-romgaz-approves-the-development-plan>

⁴¹ <https://www.omvpetrom.com/ro/news/proiectul-neptun-deep-inregistreaza-progrese-importante-pest-80-la-suta-din-valoarea-contractelor-de-executie-a-fost-atribuita>; <https://www.omvpetrom.com/ro/activitatile-noastre/explorare-si-productie/neptun-deep>



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

contract de aproximativ 140 de milioane de euro cu Halliburton România pentru servicii integrate de foraj. Acestea se adaugă contractului de 1,6 miliarde de euro anunțat anterior cu Saipem pentru instalațiile offshore, precum și altor contracte mai mici.

În mai 2024, la șantierul Saipem din Karimun, Indonezia, a început construcția pentru partea superioară a platformei offshore.

În octombrie 2024, OMV Petrom a anunțat începerea lucrărilor de construcție pentru structura-suport din oțel a platformei de producție.

În noiembrie 2024, Transocean Barents, unitatea mobilă de foraj offshore, a ajuns în Constanța, România. Platforma a fost contractată pentru forarea sondelor de producție din proiectul Neptun Deep.

8.3.2. Proiectul MGD (Midia)

În data de 28 iunie 2022 a fost demarată oficial producția de gaze naturale din Marea Neagră, în cadrul Proiectului de Dezvoltare Gaze Naturale Midia (MGD) operaționalizat de compania Black Sea Oil & Gas (BSOG). În anul 2022 s-a estimat o producție de 0,5 miliarde de metri cubi de gaze, iar din 2023 producția va fi de aproximativ 1 miliard de metri cubi/an pentru următorii trei ani din cei zece ani de viață estimați pentru zăcămintele Ana și Doina.

Proiectul MGD este primul proiect nou de dezvoltare a gazelor naturale din platoul continental românesc al Mării Negre din ultimii 30 de ani și singurul proiect în dezvoltare aflat în derulare în prezent. Acesta constă în cinci sonde de producție (o sondă submarină la zăcămintul Doina și patru sonde de producție la zăcămintul Ana), o platformă de producție monitorizată și operată de la țărm, amplasată pe zăcămintul Ana și o conductă submarină de 126 km care asigură transportul gazelor până la noua stație de tratare a gazelor. Gazele tratate sunt livrate în Sistemul Național de Transport la stația de măsurare a gazelor aflată în incinta stației de tratare.

8.4. Proiecte de reconversie a infrastructurii de transport gaze naturale pentru transportul hidrogenului⁴²

Proiectele presupun reconversia tronsoanelor de conducte de transport gaze naturale existente astfel încât să fie asigurat transportul hidrogenului, inclusiv reconversia unor stații de comprimare gaze naturale.

Proiectele sunt:

1. Modernizarea conductei Isaccea – Jupa pentru transportul hidrogenului
2. Modernizarea conductei Giurgiu - Nădlac pentru transportul hidrogenului
3. Modernizarea conductei Marea Neagră - Podișor pentru transportul hidrogenului
4. Modernizarea conductei Onești - Ungheni pentru transportul hidrogenului
5. Modernizarea interconectării România - Serbia pentru transportul hidrogenului
6. Modernizarea conductei Coroi – Medieșu Aurit pentru transportul hidrogenului
7. Modernizarea conductei Negru Vodă - Isaccea pentru transportul hidrogenului
8. Modernizarea conductei Vadu – T1 pentru transportul hidrogenului

⁴² Transgaz - PDSNT 2024-2033



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

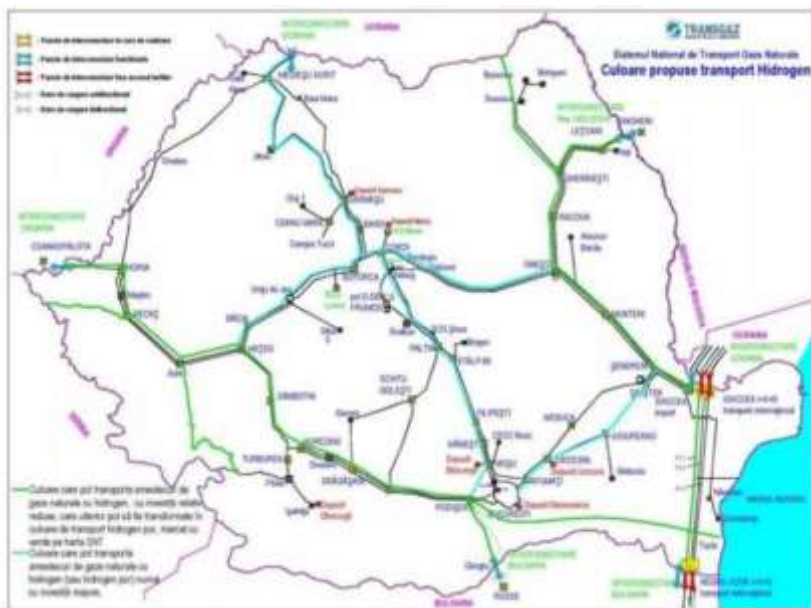


Figura 23. Proiecte de reconversie a infrastructurii de transport gaze naturale pentru transportul hidrogenului

Sustenabilitatea proiectelor 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 traseelor gazoductelor, 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.

Proiectele vor contribui la securitatea aprovizionării și la dezvoltarea concurenței între sursele interne și sursele diversificate de H₂ din import și vor fi benefice pentru prețul 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, răspunde Directivelor, Strategiilor și Acordurilor Europene în vigoare.

Termenul estimat de finalizare: 2040 - 2042

Valoarea totală estimată a investiției este de 1.605,7 milioane Euro.

8.5. Proiecte de dezvoltare culoare dedicate pentru transportul hidrogenului⁴³

Proiectele presupun realizarea unor noi conducte de transport hidrogen. Proiectele conectează viitoarele sisteme de hidrogen din Bulgaria, România și Ungaria și permite crearea pieței hidrogenului și comerțul transfrontalier cu hidrogen. Proiectele vor face parte din coridorul de hidrogen din Europa de Sud-Est (SEEHyC), care asigură livrări de hidrogen pe ruta Grecia-Bulgaria-România-Ungaria- Slovacia-Cehia-Germania către piața UE și va fi disponibil și flux invers.

⁴³ Transgaz - PDSNT 2024-2033



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

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.

Proiectele sunt:

1. Culoar pentru transport hidrogen pe direcția Giurgiu-Podișor–Bibeuști-Jupa-Horia-Nădlac
2. Culoar pentru transport hidrogen pe direcția Marea Neagră – Podișor.

Termenul estimat de finalizare: 2030

Valoarea totală estimată a investiției este de 3.336 milioane Euro.

9. OBLIGAȚIILE DE SERVICIU PUBLIC LEGATE DE SIGURANȚA FURNIZĂRII GAZELOR NATURALE

Obligațiile de serviciu public (definit ca *activitatea de interes general în domeniul gazelor naturale, autorizată, și monitorizată de o autoritate publică*), legate de securitatea aprovizionării cu gaze naturale, așa cum au fost stabilite în Legea nr. 123/2012, sunt următoarele:

- Titularii de licențe de înmagazinare, transport, distribuție și furnizare a gazelor naturale și titularul licenței de operare a terminalului GNL au obligația să își desfășoare activitățile cu respectarea obligațiilor stipulate în licențele, respectiv autorizațiile emise de ANRE, privind siguranța, calitatea, continuitatea aprovizionării, eficiența energetică, cu respectarea normelor de securitate și sănătate a muncii și de protecție a mediului, precum și a prevederilor din contractele directe cu clienții, conform art. 173 alin. (1);
- ANRE poate stabili prin reglementările specifice obligații de serviciu public pentru fiecare activitate din sectorul gazelor naturale, aplicabile tuturor titularilor de licență, sau autorizații în mod transparent, echidistant și nediscriminatoriu, conform art. 173 alin. (2).

Activitatea de transport al gazelor naturale constituie serviciu public de interes național, conform art. 125 alin. (1), iar activitatea de distribuție a gazelor naturale, cu excepția celei realizate prin sistemele de distribuție închise, constituie serviciu public de interes general, conform art. 135.

Suplimentar, măsurile corespunzătoare pentru protecția clienților finali garantând, în special, protecția adecvată a clienților vulnerabili sunt stipulate în Legea nr. 123/2012, în special cele aplicabile unei piețe a gazelor naturale liberalizată.

De asemenea, Legea nr. 123/2012 stipulează obligațiile furnizorului de ultimă instanță, atât pentru gaze naturale, cât și pentru energia electrică (definit ca *furnizorul desemnat* de autoritatea competentă pentru a presta serviciul de furnizare în condiții specifice reglementate), și anume:

- are obligația de a asigura furnizarea gazelor naturale clienților finali, în conformitate cu reglementările ANRE, la prețuri reglementate de ANRE, conform art. 144 alin. (1);
- are obligația de a furniza, conform reglementărilor emise de ANRE, gaze naturale clienților finali al căror furnizor se află în situația de a i se retrage licența de furnizare în cursul desfășurării activității sau în orice altă situație identificată de ANRE în care clienții finali nu au asigurată furnizarea de gaze naturale din nicio altă sursă, conform art. 144 alin. (2).



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

10. CONSULTAREA CU PĂRȚILE INTERESATE

Având în vedere importanța și implicațiile Planului de acțiuni preventive privind măsurile de garantare a securității aprovizionării cu gaze naturale a României și, în special, a clienților protejați, Ministerul Energiei a supus proiectul Planului de acțiuni preventive unei consultări publice, în scopul colectării, de la părțile interesate, de propuneri, sugestii și opinii cu valoare de recomandare cu privire la acest document.

Scopul consultării a vizat creșterea transparenței procesului decizional și a permis, în același timp, acumularea de informații utile, necesare dezbaterii unor aspecte de politici publice cu impact major pentru perioada 2021-2030.

Consultarea publică s-a derulat prin publicarea de către Ministerul Energiei, pe site-ul oficial al instituției, a anunțului privind inițierea procesului de consultare publică cu privire la proiectul Planului de acțiuni preventive. Proiectul Planului de acțiuni preventive a fost anexat acestui anunț de inițiere a consultării publice.

Proiectul Planului de acțiuni preventive a fost transmis autorităților competente din cadrul statelor membre ale fiecărui grup de risc din care România face parte.

11. DIMENSIUNEA REGIONALĂ

11.1. Mecanismele dezvoltate pentru cooperare între Statele Membre

Așa cum este prevăzut în art. 3 alin. (6) din Regulament, ca mijloc de consolidare a cooperării regionale se utilizează Sistemul Regional de Coordonare pentru Gaze (Sistemul ReCo pentru Gaze), înființat de ENTSO-G, care este compus din grupuri permanente de experți, pentru furnizarea de informații privind fluxurile de gaze, precum și pentru furnizarea de expertiză tehnică și operațională între operatorii de transport și de sistem, în situații de urgență la nivel regional sau la nivelul Uniunii.

Există trei echipe ReCo: nord-vest, est și sud. Majoritatea Statelor Membre care fac parte din Grupul de risc Ucraina sunt incluse în cadrul echipei ReCo Est, care a fost lansată în Noiembrie 2017.

Așa cum este menționat în Regulament, Autoritățile Competente ale Statelor Membre din cadrul Grupurilor de risc trebuie să asigure un nivel corespunzător de schimb de informații și de cooperare în caz de situație de urgență la nivel regional sau la nivelul Uniunii.

Operatorii de sisteme de transport cooperează și schimbă informații, inclusiv privind fluxurile de aprovizionare cu gaze într-o situație de criză, utilizând Sistemul regional de coordonare pentru gaze și, de asemenea, în consultările privind Planul de dezvoltare a rețelei europene de transport gaze naturale pe 10 ani (TYNDP).

11.2. Măsuri necesare pentru punerea în aplicare a principiului solidarității

Introducerea principiului solidarității, conform art. 13 din Regulament, prin care se impune Statelor Membre conectate direct sau prin intermediul unei țări terțe să adopte obligații de solidaritate și să încheie acorduri tehnice, juridice și financiare, pentru a putea lua măsuri pentru asigurarea aprovizionării cu gaze naturale pentru consumatorii vulnerabili, chiar și în timpul celor



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

mai severe situații de criză este necesar ca între autoritățile competente să existe, în avans, o relație de cooperare și o înțelegere comună a gestionării nivelurilor de criză și a măsurilor care ar trebui întreprinse, astfel încât gestionarea crizelor să poată fi realizată.

În acest sens, Ministerul Energiei a transmis autorităților competente din Statele Membre vecine un proiect de Acord privind măsuri de solidaritate pentru a asigura siguranța aprovizionării cu gaze, proiect care, după finalizarea negocierilor, va fi supus aprobării Guvernului României.

12. CONCLUZII

Planul de acțiuni preventive a fost stabilit în conformitate cu prevederile Regulamentului. Planul descrie instrumentele disponibile pe piața gazieră din România, respectiv numai măsurile bazate pe piață, necesare pentru a asigura securitatea aprovizionării consumatorilor finali și pentru a face față unor incidente neprevăzute.

La nivelul măsurilor preventive, se utilizează atât măsurile bazate pe piață axate pe cerere, cât și cele axate pe ofertă. Măsurile nebazate pe piață nu sunt utilizate.

Măsurile bazate pe piață reprezintă o componentă esențială a funcționării normale a pieței, dar acestea pot fi utilizate, totodată, în situațiile de criză, care sunt descrise în Planul de urgență.

Aceste măsuri bazate pe piață se pot realiza în cea mai mare măsură datorită faptului că infrastructura națională de gaze naturale este dezvoltată și că sursele de alimentare cu gaze sunt bine diversificate.

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

În ceea ce privește sursele de aprovizionare interne, eventualele incidente care pot afecta procesul de producție în amonte de SNT pot fi remediate în timp util fără impact semnificativ în furnizarea de gaze naturale către consumatorii finali. Procedurile interne ale producătorilor oferă o mai mare flexibilitate a aprovizionării, fiind disponibile mecanisme de redirectionare/ compensare în cazul indisponibilității capacităților în perioada de intervenție.

Sistemul de înmagazinare subterană a gazelor naturale din România este unul dintre elementele care contribuie la optimizarea utilizării infrastructurii de transport a gazelor naturale și la echilibrarea sistemului, contribuie la crearea unui echilibru între consum și producția internă și importuri și la creșterea eficienței SNT, ajutând în mod semnificativ la asigurarea aprovizionării cu gaze către clienții finali în cazul întreruperii sau limitării alimentării cu gaze naturale.

Producția de energie electrică ar putea fi afectată de disfuncționalitățile aprovizionării cu gaze naturale în România, deoarece producția de energie electrică în centralele pe hidrocarburi (gaze naturale) reprezintă aproximativ 17% din producția totală de energie electrică, iar perspectiva este creșterea acestei cote prin implementarea noii politici ecologice europene.

România are cea mai mare piață gazieră din regiune și cea mai mică dependență de importuri, înregistrează 80% din producția din regiune. Deși există o scădere a producției interne de gaze naturale, România are încă un potențial ridicat de producție internă, cu posibilități de dezvoltare viitoare odată ce capacitățile de producție din perimetrele din Marea Neagră vor începe să producă.



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

Rezultatul obținut în *Evaluarea națională a riscurilor* pentru formula N-1, și anume valoarea formulei N-1 este peste 100%, indică faptul că infrastructurile naționale de gaze sunt dimensionate corespunzător pentru a acoperi cererea maximă din România

Planul descrie, de asemenea, obligațiile întreprinderilor din domeniul gazelor naturale, stipulate în Legea nr. 123/2012, care se aplică pieței gaziere din România, pentru a se asigura că acestea utilizează instrumentele disponibile pentru asigurarea furnizării gazelor naturale în siguranță către consumatorii finali și în special către clienții protejați.

În concluzie, Sistemul de gaze din România este pro-activ în raport cu cerințele Regulamentului (UE) 2017/1938 al Parlamentului European și al Consiliului din 25 octombrie 2017 privind măsurile pentru protejarea securității aprovizionării cu gaze și abrogarea Regulamentului 994/2010.



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

LISTA FIGURILOR:

Figura 1. Harta Sistemului Național de Transport Gaze Naturale	8
Figura 2. Rețeaua de distribuție a gazelor naturale care acoperă județele din partea de nord a României	12
Figura 3. Rețeaua de distribuție a gazelor naturale care acoperă județele din partea de sud a României	13
Figura 4. Componenta grupului de risc Ucraina	23
Figura 5. Componenta grupului de risc Transbalcanic	35
Figura 6. Harta punctelor transfrontaliere din Grupul de risc Transbalcanic.....	36
Figura 7. Componenta grupului de risc Caspic	40
Figura 8. Harta punctelor de interconectare transfrontalieră ale SNT	67
Figura 9. Harta proiectelor majore din SNT	81
Figura 10. Harta Coridorului Bulgaria–România–Ungaria–Austria (BRUA) - Faza II.....	81
Figura 11. Harta Coridorului Sudic de Transport pentru preluarea gazelor naturale de la țărmul Mării Negre	82
Figura 12. Harta Coridorului bidirecțional de transport gaze naturale Bulgaria–România–Ungaria–Austria	83
Figura 13. Harta Interconectării România–Serbia.....	84
Figura 14. Harta SNT în zona de Nord-Vest a României	85
Figura 15. Harta interconectării România-Bulgaria pe direcția Giurgiu-Ruse	86
Figura 16. Harta SMG Isaccea 2 și SMG Negru Voda 2	87
Figura 17. Harta SMG Isaccea 3 și Negru Voda 3	88
Figura 18. Harta terminal GNL amplasat la malul Mării Negre	89
Figura 19. Harta terminal GNL amplasat la malul Mării Negre	90
Figura 20. Harta proiect EASTRING.....	91
Figura 21. Hartă proiecte DEPOGAZ PLOIEȘTI.....	93
Figura 22. Hartă proiect înmagazinare Depomureș-Târgu-Mureș	98
Figura 23. Proiecte de reconversie a infrastructurii de transport gaze naturale pentru transportul hidrogenului	102



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

LISTA TABELELOR:

Tabel 1. Infrastructura existentă a SNT	9
Tabel 2. Caracteristicile tehnice ale depozitelor de înmagazinare subterană a gazelor naturale ..	13
Tabel 3. Consumul final anual total de gaze	15
Tabel 4. Consumul de gaze naturale în perioada august 2022 – martie 2023.....	16
Tabel 5. Consumul de gaze naturale în perioada aprilie 2023 – martie 2024	16
Tabel 6. Structura consumului total de gaze naturale pe tipuri de clienți finali.....	18
Tabel 7. Evoluția producției de energie primară în România, pe tipuri de sursă	18
Tabel 8. Producția internă de gaze naturale în România.....	19
Tabel 9. Import gaze naturale 2019-2023 în România	19
Tabel 10. Structura puterii instalate pe tipuri de combustibili	20
Tabel 11. Structura producției anuale de energie electrică în perioada 2017-2022	21
Tabel 12. Producția națională de energie electrică și termică în cogenerare	21
Tabel 13. Capacitatea fermă medie a punctelor de interconectare între Statele Membre din Grupul de risc Ucraina (GWh/zi)	24
Tabel 14. Terminale de regasificare a GNL	25
Tabel 15. Capacitatea totală de stocare (TWh) și capacitatea totală de stocare în comparație cu cererea în sezonul de încălzire	26
Tabel 16. Capacitatea de extracție ca procent din volumul maxim util de gaze [%] pentru diferite niveluri de umplere (GWh/ zi)	27
Tabel 17. Producția internă de gaze naturale a Statelor Membre din Grupul de risc Ucraina	28
Tabel 18. Rolul gazelor naturale în producția de energie electrică a Statelor Membre din	28
Tabel 19. Capacitatea fermă și întreruptibilă în punctele transfrontaliere din Grupul de risc Transbalcanic	36
Tabel 20. Capacitatea tehnică (fermă) a punctelor de intrare și de ieșire din regiune începând cu anul 2022 în GWh/zi	39
Tabel 21. Capacitatea fermă medie a punctelor de interconectare între Statele Membre din Grupul de risc Caspic (GWh/zi)	40
Tabel 22. Terminale de regasificare a GNL	42
Tabel 23. Capacitatea totală de stocare (TWh) și capacitatea totală de stocare în comparație cu cererea în sezonul de încălzire (%)	43
Tabel 24. Capacitatea de extracție ca procent din volumul maxim util de gaze [%] pentru diferite niveluri de umplere (GWh/ zi)	44
Tabel 25. Producția internă de gaze naturale a Statelor Membre din Grupul de risc Caspic.....	44
Tabel 26. Rolul gazelor naturale în producția de energie electrică a Statelor Membre din Grupul de risc Caspic	45
Tabel 27. Calcularea formulei N-1 și rezultatele	50
Tabel 28. Cererea maximă istorică (Dmax)	51



PLAN DE ACȚIUNI PREVENTIVE PRIVIND MĂSURILE DE GARANTARE A SECURITĂȚII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

Tabel 29. Capacitatea tehnică (fermă) a punctelor de intrare și ieșire din regiune în GWh/zi (2022)	52
Tabel 30. Parametrii utilizați pentru calculul formulei N-1 pentru Grupul de risc Transbalcanic, fără Deff	52
Tabel 31. Parametrii utilizați pentru calculul formulei N-1 pentru Grupul de risc Transbalcanic, cu Deff	53
Tabel 32. Formula N-1 pentru grupul de risc transbalcanic – toate cazurile	54
Tabel 33. Puncte de interconectare cu capacitate bidirecțională între statele membre ale Grupului de risc transbalcanic	55
Tabel 34. Calcularea formulei N-1 și rezultatele	55
Tabel 35. Matricea riscurilor	60
Tabel 36. Caracteristicile conductelor de interconectare transfrontalieră la punctele de intrare din sistemele de transport din țările vecine	66
Tabel 37. Ponderea clienților casnici în total consum	69
Tabel 38. Ponderea consumatorilor protejați în total consum*	69
Tabel 39 Ponderea consumatorilor protejați	69
Tabel 40 Valoarea consumului de gaze înregistrat în perioada	70
Tabel 41 Nivelul reducerii cererii în România Pentru perioada august 2022 – martie 2023	71
Tabel 42 Nivelul reducerii cererii în România Pentru perioada aprilie 2023 – martie 2024	72
Tabel 43. Măsuri bazate pe piață, axate pe cerere și ofertă	72
Tabel 44. Rezumatul obligațiilor întreprinderilor din domeniul gazelor naturale referitoare la funcționarea în siguranță a rețelei naționale de gaze naturale	78