

EPG

**CÂT DE PREGĂTITĂ ESTE ROMÂNIA PENTRU
APROVIZIONAREA CU GAZE NATURALE ÎN
IARNA 2022-2023?**

Cât de pregătită este România pentru aprovizionarea cu gaze naturale în iarna 2022-2023?

Studiu realizat de:

Energy Policy Group (EPG)

Str. Termopile 1, Sector 2, București

www.enpg.ro, office@enpg.ro

Despre EPG:

Asociația Energy Policy Group (EPG) este un think-tank independent, specializat în politici energetice și climatice. Înființat în 2014, EPG reunește experți care conlucrează în proiecte internaționale de cercetare. EPG acordă o atenție sporită contextului mai amplu al politicilor europene și al tendințelor globale, în încercarea de a promova un dialog constructiv în rândul factorilor de decizie și publicul larg, oferind soluții concrete pentru decarbonarea economiei.

Citare sugerată:

Energy Policy Group (2022), Cât de pregătită este România pentru aprovizionarea cu gaze naturale în iarna 2022-2023?

Sumar executiv

România va reuși să atingă anul acesta **un nivel de 28,7 TWh gaze naturale înmagazinate** în depozitele subterane, aproximativ **87% din capacitatea totală disponibilă** (peste ținta UE de 80%). Acest lucru va fi posibil ca urmare a diminuării producției unor mari consumatori industriali, demarării producției offshore din perimetrul Midia, dar mai ales datorită importurilor semnificative din această vară, cel mai probabil provenind din Rusia. Este posibil ca România să fi beneficiat indirect de limitarea livrărilor de gaze ale Rusiei prin Nordul Europei, crescând astfel viabilitatea importurilor către UE prin ruta sudică, care a rămas disponibilă. Evenimentele recente legate de exploziile care au afectat conductele Nord Stream 1 și 2, precum și posibila sancționare a companiei Naftogaz de către Federația Rusă, esențială pentru tranzitul gazelor prin Ucraina, ar putea însemna că singura rută rămasă funcțională pentru importurile de gaze rusești ar fi cea sudică prin Turcia.

Atingerea obligației de înmagazinare a fost în mod repetat amintită de oficiali, în spațiul public, ca fiind principala garanție care va limita potențialele probleme în aprovizionarea cu gaze naturale în această iarnă. Cu toate acestea, **simplică „umplere a depozitelor” ar putea fi insuficientă** pentru asigurarea aprovizionării pe tot parcursul iernii. În condițiile unui consum de iarnă moderat, în linie cu cel înregistrat în anii trecuți, marcat însă de o scădere cu 30% a consumului industrial, România ar avea un consum total estimat de 67,5 TWh pentru perioada noiembrie 2022 - martie 2023. Luând în calcul o producție curentă de cca. 251 GWh/zi și un nivel al extracției a gazelor înmagazinate în depozite de 250 GWh/zi, României i-ar fi necesar un **import pentru sezonul rece de cca. 2,3 TWh, cu un maxim zilnic de 125 GWh/zi.**

În cazul sistării complete a importurilor de gaze rusești, acest necesar ar trebui acoperit din **surse alternative de import**, care sunt însă **limitate**. În Ungaria, guvernul a interzis exporturile de gaze naturale începând cu luna august. În Bulgaria, deschiderea interconectorului IGB este așteptată la 1 octombrie, însă aprovizionarea cu gaze naturale pentru consumul curent al vecinilor de la sud de Dunăre este ea însăși problematică. În plus, unele măsuri adoptate prin OUG 119/2022 impun o taxare prohibitivă a actorilor activi pe piața angro din România care, cel mai probabil, va descuraja potențialii importatori.

În situația indisponibilității importurilor în zilele friguroase, singura alternativă ar rămâne activarea **Planului de Urgență în aprovizionarea cu gaze naturale**. Astfel, devine extrem de importantă **lista consumatorilor neprotejați** definită conform acestui plan, constând în consumatori care ar putea avea alimentarea limitată sau întreruptă în caz de nevoie, listă care ar trebui definitivată pe 1 octombrie a.c.. Mai mult, din moment ce această limitare ar trebui să fie aplicată uniform (procent din consum) tuturor consumatorilor neprotejați, iar o asemenea măsură ar fi fără precedent și greu de aplicat cu precizie, ar fi necesară o prioritizare a acestora, respectiv căror consumatori le va fi redusă alimentarea cu gaze naturale în caz de urgență.

În plus, o dilemă politică ar putea fi ridicată de sistarea importurilor de gaze rusești, respectiv va decide România permiterea livrărilor de gaze naturale către consumatorii protejați din Bulgaria, în virtutea **obligației de solidaritate existente la nivel european**, sau își va prioritiza propriii consumatori industriali.

Recomandări

1. Pregătirea judicioasă a unei posibile activări a *Planului de Urgență*, stabilirea listei de consumatori care ar putea avea alimentarea limitată în cazul unei crize și pregătirea procesului tehnic al aplicării acestor măsuri;
2. Modificarea prevederilor adoptate prin OUG 119/2022 care pot descuraja importurile de gaze;
3. Realizarea unei analize detaliate a modului de acoperire a necesarului de consum în cazul unui val de frig;
4. Dezvoltarea și implementarea unui mecanism comercial competitiv pentru compensarea financiară a consumatorilor întreruptibili care își reduc voluntar consumul;
5. Finalizarea Acordurilor de Solidaritate cu Ungaria și Bulgaria, care ar trebui să stabilească în ce condiții ar avea loc fluxurile transfrontaliere în situații de criză de aprovizionare.

Cuprins

Sumar executiv	4
Recomandări	5
Cuprins.....	6
Introducere	8
Sursele de aprovizionare cu gaze ale României în vara anului 2022	9
Perspectiva sezonului rece 2022 - 2023	13
Concluzii.....	19

Lista figurilor

Figura 1: Comparație între scenariile analizate	9
Figura 2: Cantități tranzacționate pe PZU la BRM	11
Figura 3: Comparație prețuri livrare ziua următoare	11
Figura 4: Evoluția surse vs. destinații în perioada ianuarie 2022 - martie 2023	14
Figura 5: Bilanțul surse vs. destinații noiembrie 2022 - martie 2023.....	14
Figura 6: Detaliu din Figura 4 – perioada 1 ianuarie 2023 - 28 februarie 2023.....	15

Lista tabelelor

Tabel 1: Maxim zilnic de consum și 14 zile consum maxim.....	17
--	----

Introducere

Invazia Ucrainei de către Federația Rusă și (implicit) creșterea continuă a prețurilor de tranzacționare a gazelor naturale pe piața angro din acest an aduc în discuție problema asigurării cantităților necesare de gaze naturale pentru consum atât în România cât și în Europa, în eventualitatea întreruperii livrărilor de gaze rusești. În acest context, EPG a publicat în primăvara anului curent studiul [Opțiunile României pentru eliminarea dependenței de importuri de gaze naturale din Federația Rusă – Perspective pentru 2023, 2030 și 2050](#). Provocarea, pe termen scurt, identificată în acel studiu a fost asigurarea surselor necesare de gaze naturale pentru perioada de injecție în depozitele subterane din vara lui 2022.

La finalul verii, estimările arată că România este pe cale să atingă un nivel de 28,7 TWh gaze naturale înmagazinate în depozitele subterane, aproximativ 87% din capacitatea totală disponibilă (peste ținta de 80% stabilită la nivel european). Atingerea acestei obligații de înmagazinare a fost în mod repetat amintită de oficiali, în spațiul public, ca fiind principala garanție care va limita potențialele probleme în aprovizionarea cu gaze naturale în această iarnă.

Nivelul ridicat de umplere a capacităților de înmagazinare a fost atins ca urmare a diminuării producției unor mari consumatori industriali, dar mai ales datorită importurilor semnificative din această vară. În mod contraintuitiv, România pare să fi fost unul dintre principalii beneficiari ai limitării livrărilor de gaze naturale ale Rusiei prin Nordul Europei: întrucât ruta sudică (via TurkStream-Turcia-Bulgaria) a rămas deschisă pe măsură ce Nord Stream s-a închis. Astfel, România a importat volume tot mai mari de gaze (presupuse a fi, în mare parte, gaze rusești) la un discount semnificativ față de prețul de tranzacționare de pe piețele europene, ceea ce a permis atingerea și chiar depășirea țăintelor de înmagazinare stabilite. Chiar și în aceste condiții aparent favorabile, simpla “umplere a depozitelor” ar putea fi insuficientă pentru asigurarea aprovizionării pe tot parcursul iernii următoare, după cum arată prezentul raport.

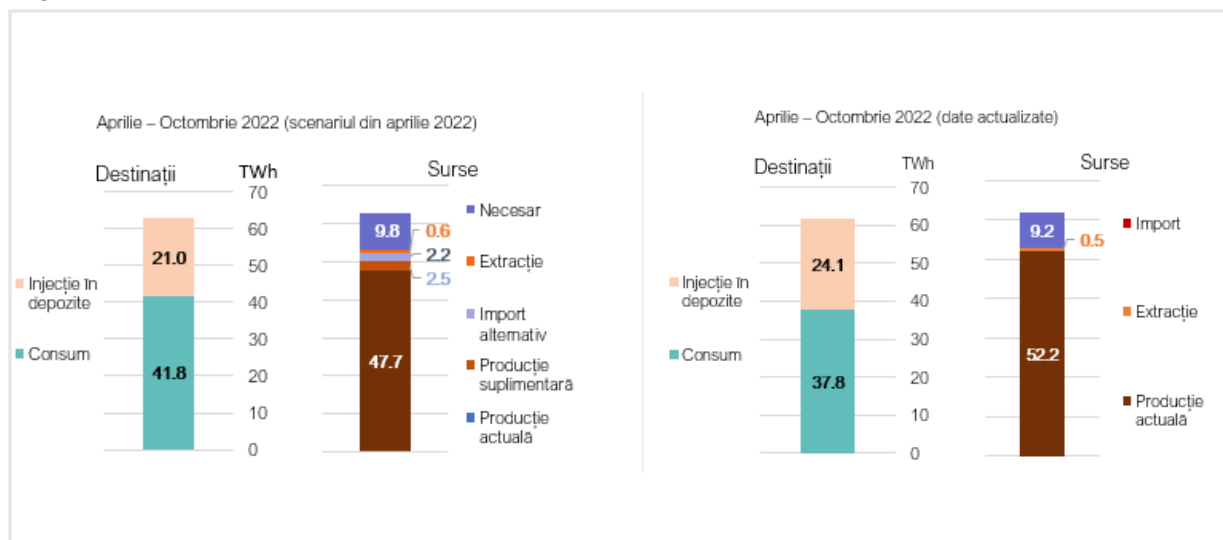
Acest document este împărțit în două secțiuni. În prima parte, este analizată perioada de vară din perspectiva aprovizionării cu gaze naturale în România – cât s-a consumat, cât s-a înmagazinat, de unde au venit gazele, pornind și de la scenariul estimat în studiul EPG din primăvara anului curent. Partea a doua privește în perspectivă spre perioada de iarnă, respectiv sezonul rece 2022 – 2023, analizând potențiale probleme în asigurarea alimentării cu gaze naturale a consumatorilor din România. Acest raport subliniază faptul că nivelul de pregătire în aprovizionarea cu gaze naturale nu trebuie evaluat doar prin cifre agregate la nivelul întregului sezon rece, ci și prin simularea unor valuri de frig, care ar putea pune la încercare atât piața, cât și infrastructura din sectorul energetic.

Sursele de aprovizionare cu gaze ale României în vara anului 2022

Conform studiului EPG despre opțiunile României pentru eliminarea dependenței de importuri de gaze naturale din Federația Rusă publicat în primăvara anului curent, situația aprovizionării cu gaze naturale la nivel național în scenariul întreruperii totale a importului de gaze din Rusia indica un potențial deficit de 16,5 TWh pentru perioada aprilie 2022 - martie 2023, chiar și în condițiile existenței unor surse alternative de import și a începerii producției de gaze naturale din Marea Neagră, zăcămintul Midia (vara anului 2022). Astfel, acest deficit ar fi trebuit acoperit din surse alternative de import. Conform studiului, din această nevoie totală de importuri, 9,8 TWh (cca. 46 GWh/zi) ar fi fost necesari pe perioada de vară pentru acumularea unui stoc de 26,4 TWh în depozitele de înmagazinare subterană la sfârșitul ciclului de injecție, iar 6,7 TWh ar fi reprezentat importul necesar pentru a acoperi valurile de frig din iarnă, când producția și extracția din depozite nu ar fi suficiente.

Aflați deja la începutul toamnei, acest studiu își propune revizuirea calculului din primăvară luând în considerare atât evoluțiile legislative și geopolitice recente, cât și impactul acestora asupra perioadei de injecție în stocurile de înmagazinare subterane. Pentru a putea evalua situația la sfârșitul verii, Figura 1 prezintă datele așa cum au fost estimate în studiul publicat în aprilie 2022 (stânga), comparativ cu situația actuală pe baza datelor disponibile la 1 septembrie 2022 (dreapta).

Figura 1: Comparație între scenariile analizate



Sursă: Calcule EPG

Din punct de vedere al producției curente de gaze naturale, aceasta a urmat, în bună măsură, prognozele studiului EPG din primăvară, valorile zilnice fiind în jurul a 230 GWh/zi până spre a doua jumătate a lunii iunie, când demararea exploatării offshore în perimetrul Midia a crescut nivelul producției spre o medie de 255 GWh/zi. Astfel, dacă în primăvară estimam o producție

totală de 50,2 TWh (cu tot cu gazele din perimetrul Midia), datele reale arată o producție totală de 52,2 TWh pentru perioada analizată.

În ceea ce privește consumul de gaze naturale, acesta a fost puternic afectat de reducerea sau întreruperea activității unor mari consumatori industriali (Azomureș, Chimcomplex, ALRO Slatina, Alum Tulcea, etc.)¹. Din acest motiv, de exemplu, media de consum a lunii iulie 2022 a coborât la cca. 135 GWh/zi față de 160 GWh/zi, conform estimării din primăvară. Reducerea necesarului de gaze naturale pentru consum s-a tradus printr-o „economie” de aproape 4 TWh pe toată perioada de injecție. Această situație a redus nevoia de importuri, cu impact pozitiv asupra disponibilității gazelor naturale pentru înmagazinare, însă cu costuri economice și sociale greu de cuantificat la acest moment, dată fiind importanța economică locală, națională și chiar regională a consumatorilor respectivi. De exemplu, oprirea producției Azomureș conduce la indisponibilitatea îngrășămintelor produse în România pentru sectorul agricol local și implicit la necesitatea aprovizionării din importuri cu impact asupra deficitului comercial.

Deși aproape 4 TWh din necesarul de gaze naturale de 9,8 TWh, estimat de EPG în primăvară, au fost acoperiți prin reducerea consumului curent, factorul cel mai important care a făcut diferența față de scenariul din primăvară a fost importul, îndeosebi influxul de gaze naturale provenind din punctul de interconectare Negru Vodă, începând cu data de 12 iulie. Practic, de la această dată, importurile de gaze naturale din sudul țării (punctele Negru Vodă și, cu o pondere foarte redusă, Giurgiu-Ruse) au depășit exporturile (realizate exclusiv prin granița de Vest, interconectorul Arad-Szeged) cu peste 50 GWh/zi timp de mai multe zile.

Coroborat cu creșterea cantităților de gaze naturale tranzacționate pe Bursa Română de Mărfuri (BRM) pentru livrarea în ziua următoare (Figura 2), putem constata faptul că aceste importuri au fost, cel mai probabil, conjuncturale, precum cum vom explica în cele ce urmează.

În primul rând, nevoia acută de aprovizionare cu gaze naturale existentă în Europa Centrală și de Vest (în special în Germania) a reprezentat, în această vară, un factor important care a condus la creșterea prețului de tranzacționare al gazului natural pe piețele angro. Acest aspect a stârnit interesul *traderilor* de gaze naturale, cu acces la surse din Sud-Estul Europei (LNG, gaz din Azerbaidjan sau chiar gaz rusesc), de a direcționa aceste surse către centrul și Vestul Europei, atât timp cât prețul de tranzacționare din Germania, de exemplu, acoperea costul mărfii, costurile de transport și o marjă.

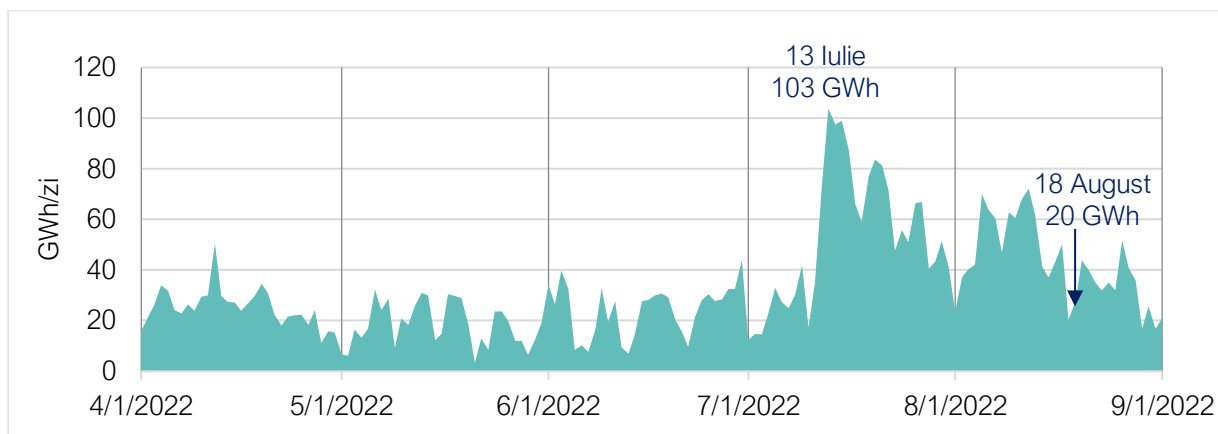
În acest context, și pe măsură ce rutele clasice de aprovizionare pentru Europa Centrală au devenit indisponibile (mai întâi tranzitul prin conducta Yamal, ulterior gradual Nord Stream 1), *traderii* au început să își îndrepte atenția către rute alternative. Astfel, România a fost bine poziționată, permițând tranzitul surselor din Sud-Estul Europei către Ungaria și apoi mai departe pe ruta BRUA². Cu toate acestea, chiar și în contextul finalizării proiectului BRUA, capacitatea de export a României către Ungaria, prin interconectorul Arad-Szeged, este limitată tehnic la 50 GWh/zi, urmând să crească la 75 GWh/zi abia de la 1 octombrie 2022³.

¹ <https://www.profit.ro/povesti-cu-profit/financiar/piata-de-capital/preturile-energiei-electrice-gazele-naturale-inchid-temporar-platforma-industrial-a-borzesti-contracte-munca-suspendate-costurile-au-oprit-alti-giganti-locali-precum-alro-slatina-azomures-alum-tulcea-20821906>

² Sistemul Național de Transport de gaze naturale pe coridorul Bulgaria – România – Ungaria – Austria. Investiția de 377 mil. Euro a Transgaz, finalizată în 2020 (faza 1): <https://www.agerpres.ro/economic-intern/2021/08/04/proiectul-gazoductului-brua-faza-1-s-a-incheiat-cu-o-economie-de-21-fata-de-valoarea-scoasa-la-licitatie-transgaz--758812>

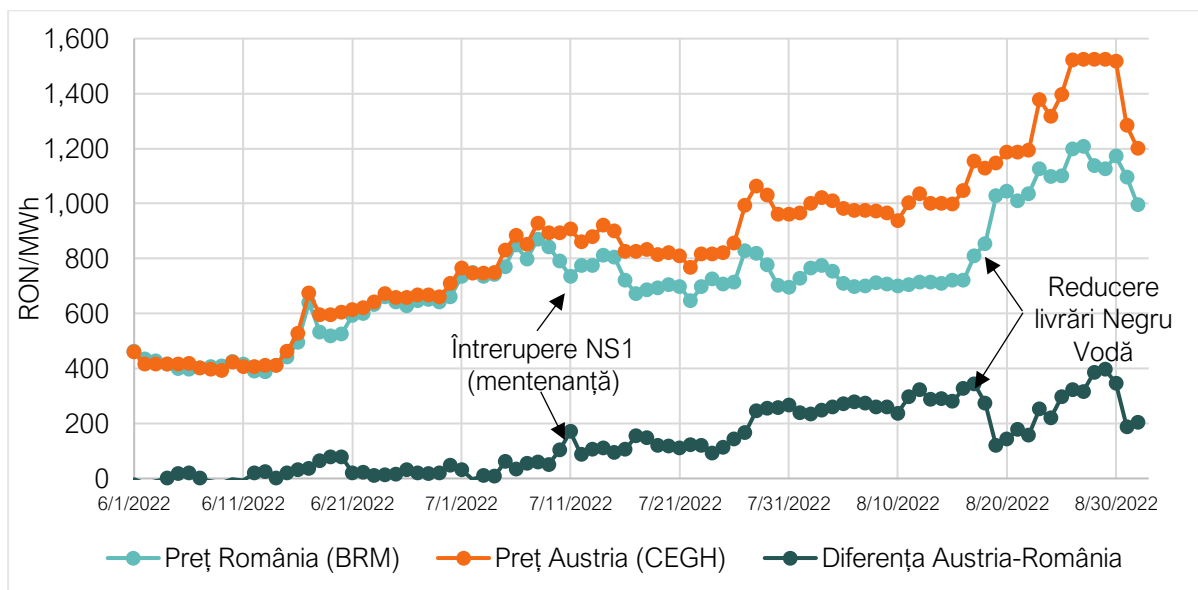
³ https://transgaz.ro/sites/default/files/Anunt%20cu%20privire%20la%20crestere%20capacitate%20PI%20Csanadpala_ro.pdf

Figura 2: Cantități tranzacționate pe PZU la BRM



Sursă: Analiză EPG pe baza datelor [BRM – Piața Spot](#)

Figura 3: Comparație prețuri livrare ziua următoare



Sursă: Analiză EPG pe baza datelor BRM.ro și CEGH.at

Având în vedere capacitatea de export limitată (50 GWh/zi), mult sub cea de import disponibilă din Sudul țării (aproape de 200 GWh/zi dacă însumăm Negru Vodă și Giurgiu-Ruse⁴), *traderii* puteau aduce în România mult mai mult gaz decât puteau vinde/exporta către Vest. Astfel, chiar dacă posibilitatea exportului de gaze către Vest era limitată, vânzarea gazelor pe teritoriul România a devenit atractivă, în ciuda prețurilor mai reduse (potențială rată de profit mai redusă).

⁴ Conform capacităților publicate de Transgaz: <https://www.transgaz.ro/capacitatea-tehnica-rezervata-%C5%9Fi-disponibila-pe-zi-si-istoric>

Creșterea interesului pentru România ca rută de tranzit chiar și a gazelor rusești către Europa Centrală se corelează, de altfel, cu diminuarea disponibilității rutelor alternative de transport pe direcția Est-Vest. Astfel, creșterea semnificativă a importurilor prin punctul Negru Vodă (de la cca. 70 GWh/zi la peste 100 GWh/zi)⁵ s-a înregistrat a doua zi după întreruperea completă a fluxurilor pe gazoductul Nord Stream 1 pentru lucrări de mentenanță la 11 iulie 2022. Ca urmare, pe 14 iulie 2022 importul net în România a fost de 106 GWh/zi (156 GWh import și 50 GWh export)⁶, pentru ca apoi să scadă la cca. 60 GWh/zi (110 GWh import și 50 GWh export)⁷ după reluarea parțială a fluxurilor pe Nord Stream 1.

Ipoteza că importurile suplimentare prin Negru Vodă din luna iulie au fost, de fapt, importuri de gaz din Rusia este, de altfel, demonstrată de creșterea simultană, din 12 iulie, cu 100 GWh/zi a importurilor pe ruta Turcia-Bulgaria din punctul Strandzha, principalul punct de intrare a gazelor rusești în Europa de Sud-Est -- gaze care ajung din Rusia în Turcia prin gazoductul TurkStream⁸.

Ulterior, pe parcursul lunii august, având în vedere reducerile de capacitate ale Nord Stream 1⁹ (doar 20% din capacitate fiind utilizată la nivel zilnic) precum și informațiile publice privind umplerea depozitelor subterane de gaze naturale din Rusia¹⁰, probabil Gazprom s-a confruntat cu un surplus de producție altfel destinat Europei de Vest, care nu mai putea fi redirectionat. Astfel, a trebuit să apeleze la măsuri ieșite din comun cum ar fi reducerea producției¹¹, sau, acolo unde închiderea sondelor risca să fie ireversibilă, *flaring*, adică arderea în aer liber a gazelor naturale produse. Totodată, poate fi avută în vedere și informarea privind flacăra de la „intrarea” în Nord Stream 1, de la granița cu Finlanda¹². În orice caz, în acest context, România și-a păstrat atractivitatea ca rută de tranzit și ca piață de desfacere. În urma exploziilor recente care au afectat conductele Nordstream 1 și 2¹³, precum și posibila sancționare a companiei ucrainene Naftogaz¹⁴, ar duce la blocarea completă a importurilor de gaze rusești prin centrul și nordul continentului. În aceste condiții, ruta sudică prin Turcia ar rămâne singura disponibilă.

Faptul că România reprezenta o piață de desfacere „în lipsa altor alternative” a fost relevat și prin prisma prețurilor, gazul natural fiind tranzacționat în România la prețuri semnificativ mai reduse față de media europeană, ca urmare a acestui surplus de ofertă (Figura 3). Se poate interpreta și prezența unui fenomen de „dumping” al prețurilor gazelor de import pe teritoriul României, *traderii* folosind la maximum capacitățile Sistemului Național de Transport din România, respectiv încercând să vândă pe teritoriul țării tot ce nu puteau exporta mai departe în Ungaria. Faptul că în luna august, timp de două zile, importurile de gaze pe la Negru Vodă au scăzut aproape la jumătate poate fi pus pe seama diferenței de preț al gazelor dintre România și Austria pe piața pentru ziua următoare (cca. 150 euro/MWh în România vs. 240 euro/MWh în Austria). Putem

⁵ Conform fluxurilor zilnice la nivel național publicate de Transgaz: <https://www.transgaz.ro/ro/clienti/informatii-operationale/fluxuri-fizice-realizate>

⁶ Idem

⁷ Idem

⁸ <https://transparency.entsog.eu/>

⁹ <https://www.bbc.com/news/world-europe-62408993>

¹⁰ <https://www.reuters.com/business/energy/gazprom-says-russian-gas-storage-is-914-full-2022-08-26/>

¹¹ <https://www.theguardian.com/business/2022/aug/01/gazprom-daily-gas-output-in-july-lowest-since-2008-analysis-suggests>

¹² A se vedea: <https://www.bbc.com/news/science-environment-62652133>. Trebuie menționat, totuși, că această știre însă poate ridica unele semne de întrebare atât în ceea ce privește veridicitatea, cât și efectele propriu-zise, având în vedere cantitățile în discuție.

¹³ <https://www.g4media.ro/video-imagini-cu-scurgerile-de-gaze-din-gazoductele-nord-stream-1-si-2-in-marea-baltica.html>

¹⁴ <https://www.reuters.com/business/energy/russias-gazprom-rejects-ukraines-naftogaz-claims-arbitration-2022-09-27/>

presupune faptul că *traderii* au limitat fluxurile, și implicit vânzările în România¹⁵, prețul foarte scăzut din țară diminuându-și atractivitatea.

Este important de precizat că interpretarea datelor citate în paragrafele de mai sus reprezintă strict opinia EPG, părerea noastră fiind că scenariul prezentat reprezintă cea mai plauzibilă interpretare a fluxurilor de gaze naturale din această vară.

Perspectiva sezonului rece 2022 - 2023

În continuare vor fi analizate două scenarii pentru iarna aceasta:

Scenariul 1: Fluxurile de import vor continua în ritmul actual, susținute de producția excedentară a Gazprom și de indisponibilitatea rutelor clasice de export a gazului rusesc către Europa.

Scenariul 2: Întreruperea totală a fluxurilor de import din Rusia, caz în care vom evalua ce alternative are România și în ce măsură cantitatea de gaze depozitată este suficientă.

Pentru ambele scenarii, pornim de la prognoza de consum publicată în raportul din primăvară și având în vedere următoarele elemente:

- Un consum pe perioada iernii moderat, în linie cu cel înregistrat în anii trecuți și cu un vârf de 620 GWh/zi la mijlocul lunii ianuarie 2023, marcat însă de o scădere cu 30% a consumului industrial față de anii trecuți, având în vedere activitatea deja redusă a mai multor actori industriali. Așadar, plecăm de la premisa unui consum total estimat de 67,5 TWh pentru perioada noiembrie-martie, comparativ cu cel de 73 TWh estimat în analiza EPG din primăvară.
- O producție curentă de cca. 251 GWh/zi, în linie cu media înregistrată după demararea producției din perimetrul offshore Midia, totalizând 38 TWh pentru această perioadă.
- Un nivel al extracției a gazelor înmagazinate în depozite de 250 GWh/zi, care ar putea fi teoretic crescut până la 300 GWh/zi, însă doar pentru o perioadă foarte scurtă (câteva zile) și în condiții aproape ideale (depozite pline, fără probleme tehnice), pornind de la un volum total depozitat de 28,7 TWh la 1 noiembrie 2022 (cca. 87% din capacitatea totală a depozitelor din România).

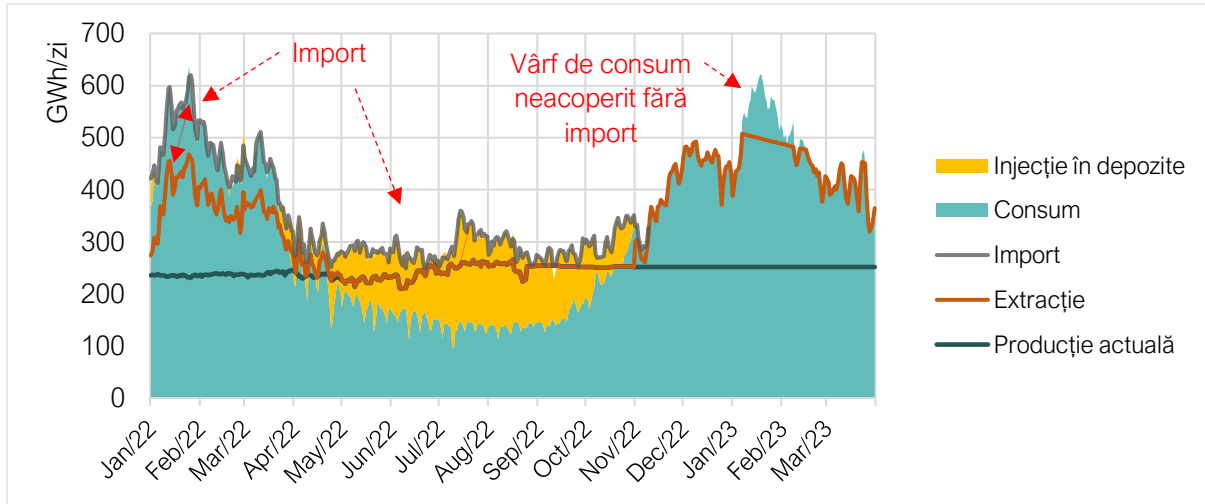
La nivel agregat, în perioada noiembrie-martie rezultă un consum estimat de cca. 67,5 TWh, din care 38 TWh ar fi acoperiți din producția internă curentă, iar 27,2 TWh din extracția din depozite, rezultând 2,3 TWh care trebuie acoperiți din importuri, pentru a evita perioade de deficite sau apelul la reducerea consumului.

Dacă ne uităm în structură, la nivel zilnic, în lipsa importurilor de gaze naturale, producția internă curentă, împreună cu extracția din depozitele de înmagazinare, ar putea asigura un maxim de 550 GWh/zi, cel mai probabil doar pentru o perioadă limitată, nivelul „normal” fiind de cca. 500 GWh/zi. În această situație, modelarea noastră indică un maxim zilnic al necesarului de import de 125 GWh/zi, atins în valul de frig presupus (perioadă aleasă aleatoriu în analiza noastră) a fi la mijlocul lunii ianuarie - Figura 5 ilustrează situația expusă. Reprezentarea este una simplificată, în realitate neexistând o ordine de merit a alocării surselor către destinații. De asemenea, avem o

¹⁵ <https://www.profit.ro/povesti-cu-profit/energie/infografice-traderii-si-nu-gazprom-au-limitat-din-motive-comerciale-livrările-de-gaze-catre-romania-prețul-pe-brm-ajunsese-cu-90-de-euro-sub-cel-din-austria-20829189>

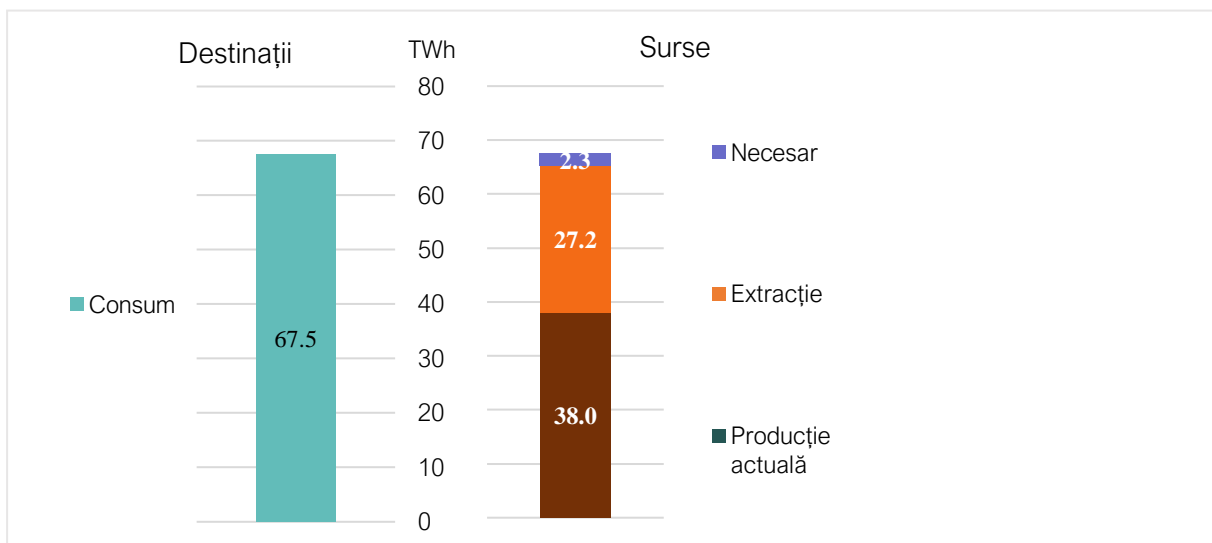
pană ușor descendentă a debitului de extracție din depozite, cauzată de scăderea presiunilor din subteran, pe măsura reducerii treptate a stocurilor.

Figura 4: Evoluția surse vs. destinații în perioada ianuarie 2022 - martie 2023



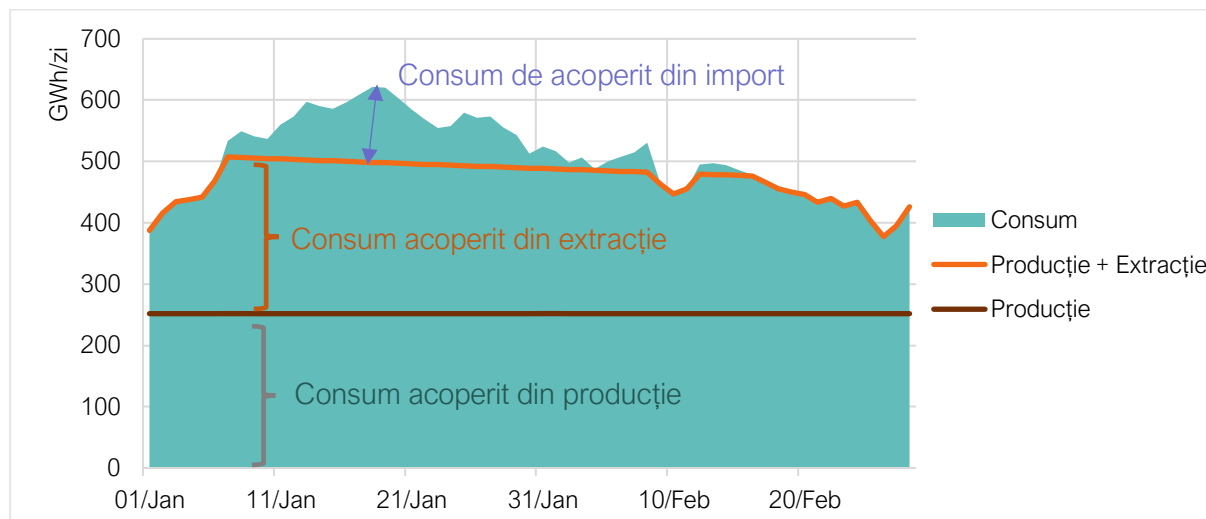
Sursă: Transgaz - Fluxuri fizice realizate (istoric) și estimare EPG (viitor)

Figura 5: Bilanțul surse vs. destinații noiembrie 2022 - martie 2023



Sursă: Estimare EPG

Figura 6: Detaliu din Figura 4 – perioada 1 ianuarie 2023 - 28 februarie 2023



Sursă: Estimare EPG

În **Scenariul 1**, cel al continuării importurilor în ritmul actual, acest necesar de până la 125 GWh/zi ar putea fi acoperit din importuri pe punctele Negru Vodă 1 (cu o capacitate de 155 GWh/zi) și Csanadpalota (capacitate de 77 GWh/zi) și chiar și Ruse-Giurgiu (28 GWh/zi). De precizat însă că acest raționament este valabil doar în condițiile în care cumpărătorii din România ar fi dispuși să plătească un preț al gazului superior celui de livrare pe piața din Ungaria. În caz contrar, nu ar exista niciun motiv pentru ca cineva să importe gaz din Ungaria – dimpotrivă, un preț inferior celui din Ungaria ar încuraja exportul de gaze din România pe la Csanadpalota, ceea ce nu ar face decât să crească necesarul de gaze pe piața românească.

În **Scenariul 2**, cel al sistării complete a importurilor de gaze rusești, cei 2,3 TWh ar trebui acoperiți din surse alternative de import, întrucât producția internă și depozitele subterane nu ar fi suficiente. După cum arătam în primăvară, sursele alternative importului de gaze rusești în România sunt limitate. Acestea ar trebui să intre în țară fie din Ungaria (care are acces mai departe la hub-ul CEGH de la Baumgarten), fie din Bulgaria (beneficiind de gazul sosit prin Coridorul Sudic din Azerbaidjan, cu precădere în cazul deschiderii interconectorului IGB pe 1 octombrie¹⁶, precum și de GNL-ul importat prin Grecia). Cu toate acestea, ultima perioadă a adus în atenție câteva informații îngrijorătoare privind eventuala disponibilitate a acestor rute:

- În Ungaria, guvernul a declarat o "stare de urgență în sectorul energetic" pe data de 13 iulie 2022¹⁷, fiind interzise exporturile de gaze naturale începând cu luna august. Efectul asupra României nu este încă unul clar, întrucât de la momentul anunțării acestei măsuri fluxurile de gaze naturale la graniță au fost doar dinspre România înspre Ungaria, impulsionate de prețul mai redus plătit pe piața spot din România pentru gazul sosit din Sud. Cu toate acestea, măsura adoptată pune sub semnul întrebării disponibilitatea unor surse de import pe ruta Ungaria-România în iarna care se apropie. Pe de altă parte, pe 31 august, Guvernul Ungariei a anunțat semnarea unui nou acord cu Gazprom, pentru

¹⁶ <https://financialintelligence.ro/virgil-popescu-la-rigc-pe-1-octombrie-suntem-invitati-la-finalizarea-lucrarilor-la-interconectorul-grecia-bulgaria-care-practic-operationalizeaza-coridorul-vertical-si-possibilitatea-unei-noi-surse/>

¹⁷ <https://www.euractiv.com/section/energy/news/eu-solidarity-tested-as-hungary-bans-gas-exports-in-emergency-move/>

livrări considerabil mai mari în lunile septembrie și octombrie¹⁸, astfel că scenariul reducerii sau interzicerii exporturilor devine mai puțin probabil în viitorul apropiat;

- În Bulgaria, începerea operării interconectorului Grecia-Bulgaria (IGB) s-a dovedit anevoiasă¹⁹, iar aprovizionarea cu gaze naturale pentru consumul curent al vecinilor de la sud de Dunăre este ea însăși o problemă, astfel că și această rută de import este una incertă, în lipsa volumelor semnificative tranzitate zilele acestea pe ruta Rusia-Turkstream-Turcia-Bulgaria-România.

O discuție separată este cea pe marginea OUG 119/2022, adoptată de Guvernul României în data de 1 septembrie 2022. Acest act legislativ a fost adoptat pentru a completa și modifica OUG 27/2022, în special în ceea ce privește ajustarea schemei de plafonare a prețurilor plătite de populație și persoane juridice pentru energie electrică și gaze naturale. Printre prevederile acestui OUG se regăsește și o "contribuție la Fondul de tranziție energetică", calculată în esență drept diferența dintre prețul mediu de achiziție și cel mediu de vânzare din fiecare lună de livrare pentru actorii din piața angro de gaze naturale, fiind permisă doar o marjă de 2% din prețul mediu de achiziție. Întrucât această contribuție este aplicabilă tuturor actorilor activi pe piața angro din România (inclusiv *traderii*), rămâne de văzut în ce măsură importul de gaz de orice origine și vânzarea sa în România va mai prezenta interes pentru actorii transnaționali, sau dacă, mai degrabă, *traderii* vor evita să mai aducă gaze în România tocmai pentru a nu fi nevoiți să raporteze propriile prețuri de achiziție (cel mai probabil achiziția lor fiind în afara teritoriului românesc), iar ulterior să fie nevoiți să plătească contribuția în cauză, în condițiile în care cantitățile respective pot fi vândute fie în statele vecine - Bulgaria, Ungaria sau Serbia - state cu regimuri fiscale nu la fel de restrictive, și deci cu marje mai mari. Pentru mai multe detalii puteți accesa [analiza EPG](#) privind OUG 119/2022.

În orice caz, un aspect important care reiese din analiza prezentă este faptul că, în pregătirea sezonului rece nu este suficientă "umplerea depozitelor subterane de gaze naturale" (subiect reluat cu fiecare ocazie de decidenții politici), existând o probabilitate considerabilă ca gazele înmagazinate, chiar și cu depozitele pline 100%, să nu fie suficiente, în special în perioadele extrem de friguroase, care se traduc prin vârfuri de consum.

Concret, atunci când se evaluează dacă România este sau nu pregătită pentru iarnă din punct de vedere al acoperirii consumului de gaze naturale, considerăm esențială distincția dintre:

- calculul agregat la nivelul întregului sezon rece, similar bilanțului din Figura 4, în care cifrele pot părea satisfăcătoare, mai ales în Scenariul 1, grație diversității surselor

și

- calculul la nivel zilnic în cazul unui val de frig de câteva zile, ca în Figura 5, în care fiecare zi este analizată separat. Pentru astfel de situații, mai ales în Scenariul 2, și cu precădere spre finalul iernii (februarie-martie), când depozitele nu mai pot asigura debitul maxim, pot apărea incertitudini cu privire la existența surselor de gaze naturale suficiente.

Pentru a înțelege și mai bine importanța celui de-al doilea calcul, putem face referire și la proiectul *Planului de dezvoltare a Sistemului Național de Transport al gazelor naturale pentru perioada*

¹⁸ <https://www.hotnews.ro/stiri-international-25763993-ungaria-acord-gazprom-pentru-cresterea-masiva-achizițiilor-gaze-timp-incearca-scape-dependenta-energetica-rusia-dupa-invazia-ucraina.htm>

¹⁹ <https://www.profit.ro/povesti-cu-profit/energie/principala-alternativa-la-gazul-rusesc-interconectorul-de-gaze-grecia-bulgaria-ar-putea-sa-nu-devina-functional-la-timp-bataie-pe-gazul-azer-20811762>

2022-2031, elaborat de Transgaz și pus recent în dezbatere de ANRE²⁰. Acest document oferă o trecere în revistă foarte utilă a „vârfurilor” de frig din ultimii 13 ani, prezentând atât consumul maxim la nivelul unei singure zile, cât și perioada de 14 zile consecutive cu cel mai ridicat consum. După cum se poate observa în Tabelul 1, în anii precedenți au existat unele maxime zilnice mult peste vârful de consum din scenariul nostru (620 GWh/zi), scenariu care însă ia în considerare o reducere semnificativă de consum determinată de întreruperea activității mai multor mari consumatori, în special industriali.

Tabel 1: Maxim zilnic de consum și 14 zile consum maxim

Maxim zilnic de consum și 14 zile consum maxim				
An	Consum maxim 1 zi (GWh)	Data	Consum maxim 14 zile (GWh)	Perioada
2009	745,5	22 decembrie	9.708,5	11 - 24 decembrie
2010	710,4	31 decembrie	9.480,6	22 ian. - 4 februarie
2011	732,7	01 februarie	9.858,7	24 ian. - 6 februarie
2012	773,2	01 februarie	10.278,3	30 ian. - 11 februarie
2013	721,0	10 ianuarie	9.209,1	7 - 20 ianuarie
2014	734,9	31 ianuarie	9.677,7	25 ian. - 7 februarie
2015	647,5	09 ianuarie	8.393,3	1 - 14 ianuarie
2016	728,5	22 ianuarie	8.874,6	15 - 28 ianuarie
2017	751,1	09 ianuarie	10.145,2	7 - 20 ianuarie
2018	718,1	01 martie	9.061,0	20 februarie - 5 martie
2019	709,9	08 ianuarie	9.344,9	4 - 17 ianuarie
2020	690,8	08 ianuarie	8.864,4	7 - 20 ianuarie
2021	690,8	19 ianuarie	8.648,3	9 - 22 ianuarie

Sursă: ANRE/Transgaz – Proiectul PDSNT 2022 - 2031

În aceste condiții, în situația indisponibilității importurilor în zilele de frig, singura alternativă ar rămâne activarea *Planului de Urgență* în aprovizionarea cu gaze naturale²¹, care prevede asigurarea continuității în furnizarea de gaze naturale către clienții protejați (casnici, centrale termice și servicii esențiale) și reducerea proporțională, la nevoie, a alimentării cu gaze către consumatorii neprotejați – industriali și alte persoane juridice. Conform Planului, aprobat anul acesta prin HG 715/2022, până la data de 1 octombrie 2022 ar trebui stabilită o listă, discutată

²⁰ <https://www.anre.ro/ro/gaze-naturale/legislatie/documente-in-discutie-gn/planuri-de-investitii/planul-de-dezvoltare-a-sistemului-national-de-transport-al-gazelor-naturale-pentru-perioada-2022-2031&page=1>

²¹ <https://legislatie.just.ro/Public/DetaliiDocumentAfis/255961>

de operatorii de sistem (distribuitori) și furnizori, cuprinzând consumatorii neprotejați, care ar putea avea alimentarea limitată sau întreruptă în caz de nevoie.

Având în vedere scenariile disponibile la această dată, lista respectivă devine deosebit de importantă, iar actorii instituționali ar trebui să acorde o atenție deosebită planurilor aplicabile în situația indisponibilității surselor de import în sezonul rece. Acest fapt este cu atât mai important cu cât mediul privat, îndeosebi marii consumatori industriali, au nevoie să știe în ce condiții ar putea avea alimentarea cu gaze naturale întreruptă, o astfel de măsură având automat costuri semnificative (întreruperea activității, șomaj tehnic, posibil chiar avarii tehnice la instalații etc.). Tocmai din aceste motive ar trebui ca autoritățile să clarifice și ordinea de prioritate aplicabilă în caz de urgență, respectiv căror consumatori "neprotejați" li se va reduce alimentarea cu gaze naturale – la acest moment, Planul de Urgență prevede o reducere proporțională a tuturor clienților finali neprotejați din țară (de la mari consumatori industriali la mici buticuri de cartier), ceea ce pare inaplicabil tehnic, mai ales în termen de câteva ore.

Merită amintit faptul că, din nefericire, în România la acest moment nu există un cadru legislativ aplicabil privind "consumatorii întreruptibili". Este vorba de situațiile în care unii consumatori (îndeosebi industriali, mici sau mari) ar putea decide ei înșiși să reducă sau chiar să închidă consumul, în schimbul unei bonificații prestabilite. Un astfel de cadru ar fi o alternativă preferabilă, bazată pe un mecanism comercial, asemănător ofertării din piața de echilibrare de la energie electrică, și care să preceadă activării situației limită din Planul de Urgență, când teoretic toți consumatorii neprotejați (industriali și nu numai) ar avea alimentarea cu gaze naturale limitată independent de voința lor și fără vreo compensație. Stabilirea unui mecanism competitiv pentru consumatorii întreruptibili ar fi, de asemenea, o variantă cu costuri financiare și sociale mult mai mici (fiind vorba de reducerea țintită a alimentării anumitor consumatori, în schimbul unei sume prestabilite, sau a unor scutiri de tarife sau îndatoriri fiscale) decât cea a reducerii proporționale a tuturor consumatorilor neprotejați (aceasta din urmă fiind o variantă dificilă din punct de vedere tehnic și care are potențialul de a genera contestații în instanță pentru daunele provocate prin limitarea sau sistarea activității). Mai mult, un astfel de mecanism de întreruptibilitate voluntară ar putea funcționa și în afara perioadelor de criză, ca o primă variantă de „demand response” la nivel național, cu un impact semnificativ pentru reducerea prețurilor angro pentru gazele naturale.

Concluzii

Securitatea aprovizionării cu gaze naturale a României pentru iarna 2022-2023 va depinde, ca de fiecare dată, de disponibilitatea surselor din import. Situația indisponibilității importului de gaze rusești, de exemplu ca politică de retorsiune a Gazprom după adoptarea unei măsuri privind plafonarea prețului gazelor importate sau a altui pachet de sancțiuni, va genera un deficit de surse care riscă să nu fie compensat în România de producție și depozite pe tot parcursul sezonului rece. Mai mult, sistarea livrărilor de gaze rusești în regiune are potențialul de a bloca și sursele alternative de aprovizionare (teoretic) disponibile României (mai ales dacă statele vecine vor decide să blocheze exporturile, în ciuda obligației de solidaritate existentă la nivel european), ceea ce va atrage după sine automat activarea Planului de Urgență și chiar a măsurilor de limitare a consumatorilor neprotejați, fapt nemaîntâlnit până acum în România.

Mai trebuie menționat faptul că un scenariu extrem (cu importuri rusești blocate și surse alternative indisponibile) va atrage automat și cereri de aprovizionare cel puțin din partea Bulgariei (care, spre deosebire de România, nu beneficiază de producție proprie), ceea ce va genera o dilemă politică cu răspuns foarte dificil: va prioritiza România alimentarea propriilor consumatori industriali, sau va decide să permită livrări de gaze către consumatorii protejați din Bulgaria, în virtutea obligației de solidaritate existente la nivel european?

Astfel, pentru iarna 2022-2023, poate mai mult ca niciodată, se impune o pregătire judicioasă privind scenariul activării Planului de Urgență, stabilirea listei de consumatori care ar putea avea alimentarea limitată în caz de criză și sub ce formă (inclusiv din punct de vedere tehnic), precum și finalizarea *Acordurilor de Solidaritate cu Ungaria și Bulgaria*, care ar trebui să stabilească în ce condiții ar avea loc fluxurile transfrontaliere în situații de criză de aprovizionare. În plus, ar trebui regândite măsurile din OUG 119/2022 care pot descuraja tranzacțiile de importuri de gaze pe teritoriul României. Nu în ultimul rând, una dintre cele mai viabile măsuri pentru reducerea controlată a consumului de gaze este dezvoltarea și implementarea unui mecanism comercial competitiv pentru compensarea financiară a consumatorilor întreruptibili care își reduc voluntar consumul.