EPG

OPȚIUNILE ROMÂNIEI PENTRU ELIMINAREA DEPENDENȚEI DE IMPORTURI DE GAZE NATURALE DIN FEDERAȚIA RUSĂ

Perspective pentru 2023, 2030 și 2050

RAPORT | București | 01.04.2022

Opțiunile României pentru eliminarea dependenței de importuri de gaze naturale din Federația Rusă

Studiu de:

Energy Policy Group (EPG)
Str. Termopile 1, Sector 2, București
www.enpg.ro, office@enpg.ro

Autori:

Mihnea Cătuți, Luciana Miu, Radu Dudău, Mihai Bălan și Constantin Postoiu

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), Opțiunile României pentru eliminarea dependenței de importuri de gaze naturale din Federația Rusă: Perspective pentru 2023, 2030 și 2050

Sumar executiv

Șocul geopolitic cauzat de invazia militară a Ucrainei de către Federația Rusă zguduie nu doar sistemul european de securitate, ci și securitatea energetică a Uniunii Europene, care își acoperă nu mai puțin de 40% din consumul de gaze naturale prin importuri din Rusia. Între statele est-europene puternic dependente de importurile de gaze rusești, România are o situație relativ privilegiată, fiind un producător semnificativ de gaze. Cu toate acestea, ponderea importurilor din consumul total a crescut în ultimii ani, depășind 20% în 2021. În plus, producția autohtonă a observat un declin constant după 1990. La actuala producție anuală, cu o rată anuală subunitară de înlocuire a rezervelor, rezervele dovedite de gaze ale României se vor epuiza în 10-12 ani.

În Declarația de la Versailles liderii europeni au afirmat necesitatea eliminării importurilor de hidrocarburi din Federația Rusă. Prin planul REPowerEU, Comisia Europeană a propus măsuri concrete prin care UE să devină independentă de importurile de gaze naturale din Rusia până în 2027. De asemenea, Comisia avansat o propunere privind obligativitatea înmagazinării de 80% din capacitatea totală a depozitelor până în noiembrie 2022, echivalentă în România cu 26,4 TWh.

Aceste propuneri răspund riscului de sistare a importurilor din Federația Rusă, fie ca replică a Rusiei la sancțiunile europene, fie ca extindere a sancțiunilor impuse de UE. Scenariul pesimist al unei stopări complete a exporturilor de gaze din Rusia către UE este o posibilitate distinctă, făcând necesară înțelegerea impactului asupra României. Cu toate acestea, scenariul mai probabil este cel în care contractele pe termen lung ale Gazprom vor continua să fie onorate. Acest scenariu include planificarea unei eliminări treptate a importurilor în România în următorii ani.

Studiul EPG prezintă rezultatele unor calcule și exerciții de modelare care răspund la trei întrebări:

I. Care ar fi implicațiile sistării importurilor de gaze naturale din Federația Rusă pentru următoarea iarnă? Cum și-ar asigura România stocurile minime obligatorii?
II. Cum putem elimina complet importurile de gaze naturale până la finalul deceniului?
III. Care va fi rolul gazelor într-o economie neutră din punct de vedere climatic în 2050?

Planificarea strategiei României trebuie să se bazeze în principal pe reducerea consumului și mai puțin pe diversificarea surselor de producție și import de gaze. Pe lângă contextul geopolitic nefavorabil din Marea Neagră, o eventuală demarare a producției din apele de mari adâncimi ar necesita 5-6 ani prealabili de dezvoltare. Excepție face zăcământul de apă mică Midia, care ar putea deveni operațional în următoarele luni, dar volumul scontat al producției anuale este insuficient. Surse alternative de import pot deveni disponibile în cantități limitate prin conectarea la Coridorul Sudic (TANAP-TAP) și accesul la importuri de gaz natural lichefiat ale altor state.

În această situație, imperativul de termen scurt al siguranței livrărilor de gaze trebuie armonizat cu politicile energetice și climatice ale UE, care presupun reducerea consumului de combustibili fosili, inclusiv de gaze naturale. Consumul de energie României a scăzut deja cu peste 50% față de 1990, ajungând la un total de 113 TWh în 2020. Consumul casnic, în special pentru încălzirea locuințelor, este singurul care a înregistrat o creștere, ajungând la 41 TWh în 2020.

Pe termen scurt, o analiză a bilanțului fluxurilor zilnice din perioada aprilie 2022 – martie 2023, orientată asupra capacității României de a-și îndeplini obligațiile de înmagazinare și de a traversa iarna fără importuri de gaze din Federația Rusă, indică un potențial deficit de 16,5 TWh (luând în considerare unele surse alternative de import și începerea producției din zăcământul Midia). Reduceri suplimentare de consum ar putea fi obținute prin:

- Scăderea temperaturii ambientale cu 1°C sau 2°C în locuințele cu centrale individuale pe gaz și în clădirile comerciale și publice ar duce la economisiri între 2,26 și 4,41 TWh/an;
- Utilizarea păcurii ca măsură excepțională în 5 CET-uri timp de 4 săptămâni ar genera economii de gaze de maxim 0,5 TWh/an.

Deficitul rămas ar trebui acoperit fie prin importuri suplimentare, fie prin întreruperea furnizării către consumatorii industriali întreruptibili. Estimările prezentate se bazează pe un consum industrial normal, neluând în calcul sistările temporare a activității marilor consumatori, ca urmare a crizei prețurilor energiei.

Pe termen mediu, o serie de măsuri ar putea duce la reducerea consumului de gaze cu 46,6 TWh/an în 2030, comparativ cu importuri de 23 TWh în 2020. Măsurile ar genera o reducere a cheltuielilor pentru achiziționarea gazelor și certificatelor de CO_2 de €4,43 miliarde pe an în 2030:

- Înlocuirea producției de hidrogen obținut prin reformarea gazului natural cu hidrogen verde obținut prin electroliză alimentată de surse de energie regenerabile;
- Instalarea a un milion de pompe de căldură, care vor înlocui centrale termice murale;
- Atingerea unei rate de renovare a clădirilor de 2% pe an;
- Înlocuirea capacităților termice pe gaze naturale de producție a energiei electrice ce nu funcționează în cogenerare cu capacități regenerabile.

În total, doar pentru aceste măsuri ar fi necesară instalarea a 6 GW de surse fotovoltaice, 3,1 GW eoliene, 2 GW de instalații de stocare a energiei, 1 milion de pompe de căldură, 1,75 GW de electrolizoare, și renovarea a 450.000 de locuințe care folosesc centrale murale. Costul total de investiție ar fi de aproximativ €31,3 miliarde, dintre care €18 miliarde doar pentru renovarea clădirilor, costuri care pot fi acoperite prin economiile generate cu achiziționarea gazelor.

Pe termen lung, scenariul optim dezvoltat de EPG ca parte a unui exercițiu de modelare în care România atinge neutralitatea climatică indică o reducere a consumului de gaze naturale cu peste 90% (până la 11,7 TWh/an) până în 2050. Utilizarea gazelor ar rămâne nișată în câteva activități industriale (5,9 TWh) și încălzirea unor locuințe (5,62 TWh). Așadar, o strategie bazată pe reducerea consumului de gaze este aliniată cu obiectivele climatice pe termen lung ale UE.

EPG recomandă implementarea a zece măsuri ambițioase, dar fezabile:

1. Lansarea unei campanii de informare pentru reducerea temperaturii ambientale în locuințe, identificarea spațiilor neutilizate și evitarea supra-încălzirii din clădiri publice și comerciale;
2. Actualizare listei consumatorilor întreruptibili de siguranță, pe baza unei centralizări a datelor de consum de gaze a termocentralelor și a producătorilor industriali;
3. Renunțarea la investiții în noi rețele de distribuție a gazului și în termocentrale care nu funcționează în cogenerare de căldură și chiar interzicerea centralelor murale în clădirile noi;
4. Lansarea unui program național pentru instalarea pompelor de căldură;
5. Accelerarea eficientizării energetice a clădirilor în sinergie cu promovarea prosumatorilor;
6. Eliminarea tuturor barierelor legislative și simplificarea procedurilor de avizare a proiectelor regenerabile, precum și extinderea urgentă a rețelelor electrice de transport și distribuție;
7. Prioritizarea hidrogenul produs prin electroliză și folosirea acestuia eminamente în industrie;
8. Retehnologizarea instalațiilor industriale cu activitatea întreruptă temporar;
9. Formarea profesională a specialiștilor energetici și sporirea capacității administrative;
10. Alinierea strategiei de securitate energetică cu tranziția energetică și climatică.

Executive Summary

The geopolitical shock caused by Russia's military invasion of Ukraine is shaking not just the security system, but also the energy security of the European Union, which imports no less than 40% of its natural gas consumption from Russia. Of the Eastern European Member States, most being highly dependent on imports of Russian gas, Romania is in a relatively privileged position, given its status as an important gas producer. Nevertheless, the share of imports in Romania's total natural gas consumption has risen in recent years, passing 20% in 2021. Moreover, Romania's domestic production of natural gas has been in almost constant decline since 1990. At current production rates, with an annual reserve replacement rate lower than one, Romania's proven natural gas reserves will be exhausted in 10-12 years.

In the Versailles Declaration, European leaders affirmed the need to eliminate imports of hydrocarbons from Russia. Through the REPowerEU plan, the European Commission has proposed concrete measures which the EU could implement to become independent from imports of Russian natural gas by 2027. The European Commission has also proposed an obligation on Member States to store the equivalent of 80% of their total natural gas storage capacity by November 2022, which for Romania amounts to 26.4 TWh.

These proposals respond to the risk of Russian gas supplies being shut off, whether in response to the sanctions imposed by the EU, or as an extension of them. The pessimistic scenario of a complete halt of Russian gas exports to the EU is a distinct possibility, which warrants an evaluation of its impact on Romania. Nevertheless, the more likely scenario is one where Gazprom's long-term contracts continue to be fulfilled. This scenario requires the planning of a progressive elimination of imports into Romania over the next years. This EPG study presents the results of several analyses and modelling exercises, aiming to answer three questions:

I. What would the implications of a halt to Russian gas imports be for the upcoming winter? How would Romania meet its minimum storage obligations?
II. How can we fully eliminate natural gas imports by the end of the decade?
III. What will the role of natural gas be in a climate-neutral economy in 2050?

Romania's strategic planning must be primarily based on reducing its consumption and less on diversifying its production and imports of natural gas. Romania's natural gas consumption has already declined by more than 50% since 1990, standing at a total of 113 TWh in 2020. The residential sector is the only sector that witnesses an increase, reaching 41 TWh in 2020.

In the short-term, an analysis of daily gas flows between April 2022 and March 2023, which discusses the ability of Romania to meet its storage obligations and see through the winter without Russian gas imports, finds a potential deficit of 16.5 TWh (which already accounts for some alternative import sources and the start of production at the Midia offshore gas field). Some reductions of this deficit could be obtained by measures to reduce consumption:

- Reducing ambient temperatures by 1°C or 2°C in homes with individual gas-fired boilers and in public and commercial buildings could lead to savings of 2.26 – 4.41 TWh/year;
- Using heavy fuel oil instead of natural gas in five thermal power plants for 4 weeks (as an exceptional measure) would lead to savings of at most 0.5 TWh/year.

The remaining deficit should be covered either by additional imports, or by reducing the consumption of „interruptible" industrial consumers (i.e., those consumers whose supply of natural gas can be stopped in emergency situations). The estimates shown in this study are based

on business-as-usual consumption by industry, not accounting for the fact that some large industrial consumers have already temporarily suspended activity, because of high energy prices.

In the medium-term, a suite of measures could generate cumulative savings of 46.6 TWh/year in 2030, more than total imports that amounted to 23 TWh in 2020. The following measures would generate savings both from the cost of gas supply and from CO_2 allowances, amounting to €4.43 billion per year by 2030:

- Replacing hydrogen produced through steam methane reforming with green hydrogen produced through electrolysis powered by renewable electricity;
- Installing one million heat pumps to replace individual gas-fired boilers;
- Reaching a building renovation rate of 2% per year;
- Replacing gas-fired power production capacities, excluding that in Combined Heat and Power stations (CHPs), with renewable energy capacities.

Just to implement the above measures would require the installation of 6 GW of photovoltaic sources, 3.1 GW of wind, 2 GW of energy storage, 1 million heat pumps and 1.75 GW of electrolysers, as well as the renovation of 450,000 homes using individual gas-fired boilers. The total investment cost is approx. €31.3 billion (of which €18 billion would be allocated to building renovation), which could be covered by the associated savings on gas purchase costs.

Long-term, in the optimal scenario developed by EPG as part of a modelling exercise in which Romania reaches climate neutrality, national gas consumption is reduced by over 90% (11.7 TWh/year) by 2050. Residual natural gas use would be restricted to several industrial uses (5.9 TWh) and heating for a portion of the residential sector (5.62 TWh). Therefore, a strategy based on the reduction of gas consumption is aligned with the long-term climate objectives of the EU.

EPG recommends ten ambitious, but feasible, measures for implementation:

1. Launching an information campaign for reducing ambient temperatures in residential buildings, and identifying empty spaces and over-use of heating in commercial and public buildings;
2. Updating the list of „interruptible" consumers based on a centralisation of consumption data for industrial and energy consumers;
3. Stopping all investments in new gas distribution networks and gas-fired power plants which do not operate as CHPs, and potentially even banning individual gas-fired boilers in new buildings;
4. Launching a national programme for installing heat pumps;
5. Accelerating the rate of improvement of energy efficiency in buildings, in parallel with encouraging and incentivising prosumers;
6. Removing all legislative barriers and simplifying permitting procedures for renewable energy installations and urgently extending power transmission and distribution networks;
7. Prioritising hydrogen produced through electrolysis and its use primarily in industry;
8. Refurbishing industrial installations whose activity is temporarily suspended;
9. Professional training of energy specialists and expanding administrative capacity;
10. Aligning Romania's energy security strategy with the energy and climate transition.

Cuprins

Sumar executiv 3

Executive Summary 5

1. Introducere şi context 9

2. Consumul de gaze naturale în România 12

3. Producția de gaze naturale în România 17

4. Opțiunile României pentru importuri alternative de gaze 21

5. Capacitățile de înmagazinare 26

6. Implicațiile sistării importurilor pe termen scurt (1 an) 28

   Obligația de înmagazinare a gazelor 28

   Scenariul sistării importurilor de gaze din Rusia 29

   Opțiuni de reducere a potențialului deficit de gaze 32

7. Eliminarea completă a importurilor de gaze până în 2030 38

   Hidrogen verde pentru sectorul industrial 39

   Înlocuirea producției de energie electrică din gaze naturale 39

   Instalarea pompelor de căldură pentru încălzirea gospodăriilor 40

8. Rolul gazelor naturale în 2050 43

   Sectorul industrial 44

   Producția energiei electrice 45

   Încălzirea clădirilor şi gătitul 45

9. Recomandări 47

Lista figurilor

Figura 1: Producția și importul de gaze naturale în România (TWh) 10
Figură 2: Evoluția consumului brut de gaze naturale în România (TWh) 12
Figură 3: Mixul energetic din România în 2020 13
Figură 4: Sursele de încălzire a locuințelor din România (2020)..... 14
Figură 5: Numărul localităților conectate la rețeaua de gaze naturale 15
Figură 6: Consumul de gaze naturale pentru energie în industria României (2020)..... 15
Figură 7: Producția de gaze naturale în România (TWh)..... 17
Figură 8: Ponderea importului de gaze naturale în România 18
Figură 9: Punctele de conectare transfrontalieră ale SNT..... 22
Figură 10: Evoluția importurilor de gaze în funcție de țara din care au intrat în România (TWh) 23
Figură 11: Capacitate activă de înmagazinare gaze naturale..... 26
Figură 12: Date privind înmagazinarea în depozitele din România (2018-2022) 29
Figura 13: Fluxurile zilnice de gaze naturale din ianuarie 2022 – martie 2023 31
Figura 14: Cantitățile totale pentru perioada de injecție și perioada de extracție..... 31
Figură 15: Evoluția emisiilor de GES în scenariul de referință și scenariul optim EPG..... 44
Figură 16: Evoluția producției și importurilor de combustibili fosili (TWh) 44

Lista tabelelor

Tabel 1: Conducte de interconectare transfrontalieră 21
Tabel 2: Acoperirea deficitului de gaze în cazul sistării importurilor din Rusia 37
Tabel 3: Măsurile propuse pentru eliminarea importurilor de gaze 41

1. Introducere și context

Șocul geopolitic cauzat de invazia militară a Ucrainei de către Federația Rusă zguduie nu doar sistemul european de securitate, ci și securitatea energetică a Uniunii Europene. Declanșată, nu întâmplător, în mijlocul unei crize a prețurilor gazelor naturale și a energiei electrice pe continentul european, agresiunea militară rusă a mizat, foarte probabil, pe o reacție slabă și lipsită de coeziune a țărilor europene, tocmai pe fondul dependenței foarte ridicate a acestora de importuri rusești de energie și de alte materii prime. Dar, incomparabil mai fermă și mai solidară în reacție decât după anexarea Peninsulei Crimeea în 2014, UE s-a alăturat Statelor Unite și aliaților lor occidentali imediat după declanșarea invaziei militare, pe 24 februarie 2022, în instituirea unor sancțiuni economice de o duritate fără precedent asupra economiei Rusiei, cu efecte extrem de severe din punct de vedere economic și financiar.

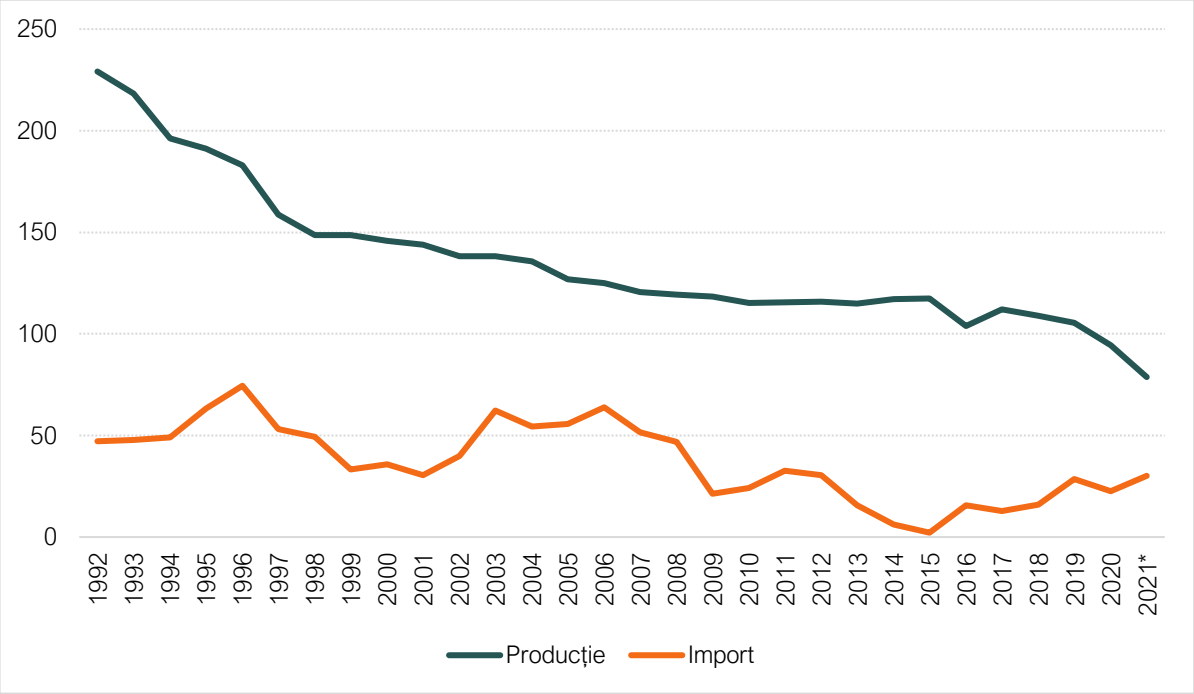
Dar sancțiunile eficace impun costuri foarte serioase și țărilor care le inițiază și susțin. Mai mult, fiind aplicate într-un context internațional inflaționist, de suprasolicitare a lanțurilor globale de aprovizionare și de prețuri galopante ale energiei și materiilor prime, perturbarea generată prin sancțiuni a accentuat vizibil aceste fenomene preexistente, împingând și mai mult în sus prețul combustibililor și al mărfurilor de orice tip.

Rusia este al doilea mare producător de gaze naturale al planetei, după SUA, dar este cel mai mare exportator, în special către Europa. Rusia este, de asemenea, între primii trei mari producători de țiței, după SUA și Arabia Saudită, dar este cel mai mare exportator de petrol crud al planetei (8 milioane barili/zi, mb/z, în 2021). Exporturile de țiței și gaze naturale reprezintă circa jumătate din totalul încasărilor din exporturile rusești. În raportul pe luna martie a.c. al IEA, *Oil Market Report*, este estimat ca serios riscul ca aproximativ 3 mb/z din exporturile rusești de țiței să fie retrase de pe piață, cu consecința unui adevărat șoc global al ofertei.

Pe 9 martie, Statele Unite au decis să extindă sancțiunile la importurile de țiței din Rusia. Decizia a creat imediat incertitudine pe piețele internaționale, deși SUA nu au importat din Rusia mai mult de 8% din consumul zilnic de țiței (media anului 2021). Situația este complet diferită în Uniunea Europeană, care își acoperă nu mai mult de o treime din consumul de gaze naturale prin importuri din Rusia, în cea mai mare parte printr-un sistem de conducte construit prin Ucraina încă din timpul Uniunii Sovietice. În plus, 35% din importurile europene de țiței sunt din Federația Rusă, adică circa jumătate din exporturile zilnice de țiței ale Rusiei. Acesta este motivul pentru care UE nu s-a raliat imediat la decizia americană de a extinde sancțiunile economice în mod direct asupra exporturilor de energie din Rusia.

Țările est-europene sunt și mai vulnerabile la dependența de importurile de gaze rusești decât cele din Europa de Vest, din cauza lipsei cvasi-complete de diversificare a surselor de import. Mai mult, Europa de Sud-Est este lipsită de acces suficient la terminale de gaz natural lichefiat (GNL). Între aceste state, România are o situație relativ privilegiată, fiind un producător semnificativ de gaze, într-o regiune de dependență extrem de ridicată – între 80% și 100% – de gazele din Rusia. Dar chiar și așa, dependența României de importurile de gaze rusești a crescut constant în ultimii ani, depășind 20% în 2021, după cum este indicat în figura de mai jos.

Figura 1: Producția și importul de gaze naturale în România (TWh)



Sursă: INS Tempo online, Buletin Statistic Lunar nr. 10/2021[1]

La 11 martie 2022, liderii europeni au adoptat Declarația de la Versailles[2], acceptând necesitatea eliminării importurilor de hidrocarburi din Federația Rusă cât mai rapid cu putință. Acest obiectiv urmează a fi realizat luând în considerare specificul național din fiecare stat membru și politicile privind mixul energetic. Declarația este pe deplin aliniată planului schițat de Comisia Europeană la data de 8 martie a.c., numit REPowerEU, prin care Europa își propune să devină independentă de importurile de combustibili fosili din Rusia până în 2027 – în primul rând, independentă de gazele ruseşti. REPowerEU susține diversificarea originii importurilor de gaze, inclusiv transportate sub formă de GNL, substituirea parțială a gazelor naturale cu gaze regenerabile în consumul intern și, de asemenea, dezlocuirea în proporție semnificativă a gazelor în sectoarele producerii de energie electrică și încălzirii prin investiții masive în surse regenerabile de încălzire respectiv pompe de căldură.

Secțiunile următoare ale studiului detaliază structura consumului și a producției de gaze naturale în România, propunând măsuri de termen scurt (2023) și mediu (2030) pentru menținerea securității energetice în condițiile eliminării importurilor de gaze ruseşti. Deşi scenariul pesimist al unei stopări complete a exporturilor de gaze din Rusia către UE este o posibilitate distinctă în contextul războiului din Ucraina – ceea ce necesită un plan de măsuri urgente de asigurare a energiei pentru consumatorii protejați (casnici, școli, spitale, etc) și instituirea unei ordini clare a priorităților pentru eventuala întrerupere a furnizării către anumiți consumatori – analiza noastră se bazează pe scenariul mai probabil în care contractele pe termen lung ale Gazprom cu traderii și furnizorii europeni vor continua să fie onorate, cu o diminuare planificată și graduală a cererii de gaze ruseşti până în 2030, în mare măsură potrivit abordării și termenelor propuse în REPowerEU. Studiul face și o analiză a opțiunilor de aprovizionare cu gaze pe termen scurt, până

[1] Pentru anul 2021 sunt disponibile date doar primele zece luni.

[2] https://www.consilium.europa.eu/media/54773/20220311-versailles-declaration-en.pdf

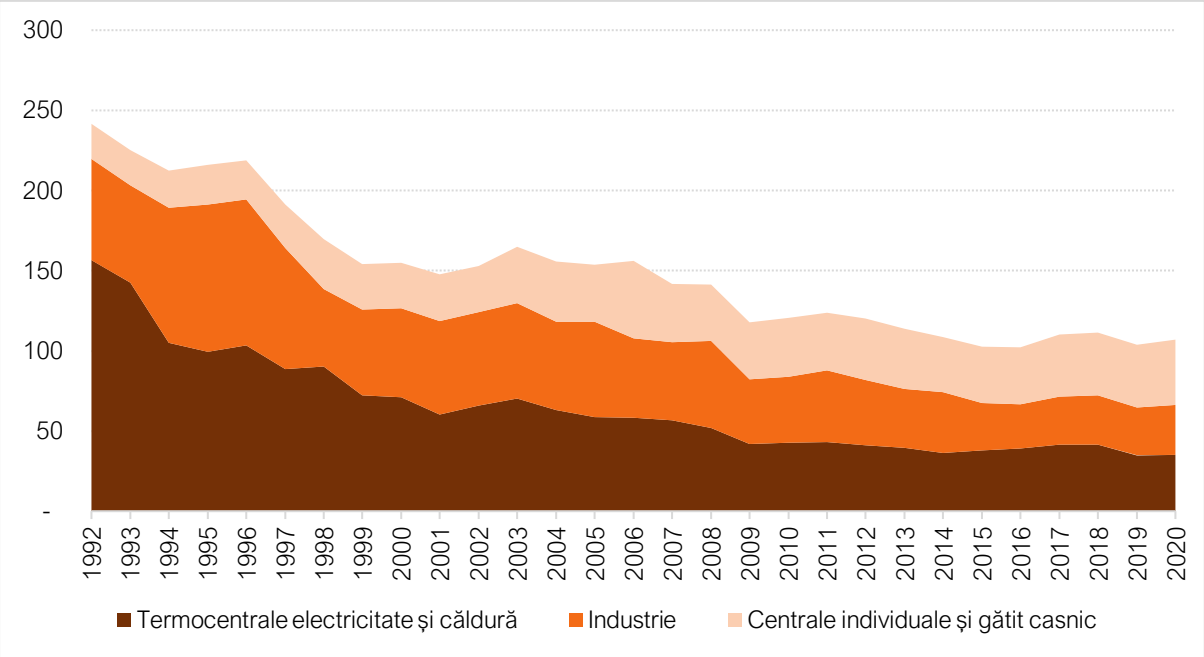
în primăvara anului 2023, inclusiv sub supoziția unei întreruperi complete a furnizărilor de gaze din Federația Rusă (secțiunea 6).

În acest sens, studiul face recomandări clare de politici publice, cu orizonturi de timp bine definite. Având ca punct focal creșterea securității energetice prin reducerea consumului intern de gaze naturale pe termen mediu (până în 2030) în sectoarele în care acestea pot fi substituite în mod economic și sustenabil cu tehnologii curate, mature din punct de vedere comercial, lucrarea evidențiază că, dincolo de orizontul de timp scurt și foarte scurt (1 an), în care imperativului de securitate energetică i se va răspunde prin mobilizarea tuturor resurselor materiale și tehnice disponibile în sectorul energetic, investiția inteligentă în tranziția energetică verde este și cel mai important vector de creștere a securității energetice a Uniunii Europene. Implementarea măsurilor de reducere a consumului de gaze naturale este aliniată cu obiectivele de decarbonare pe termen lung, după cum se poate observa în rezultatele modelării prezentate în secțiunea 8. Nu în ultimul rând, studiul elaborează zece recomandări concrete pentru a diminua riscurile ridicate de dependența României de gazele de import.

2. Consumul de gaze naturale în România

Pentru a înțelege impactului unei sistări pe termen scurt a importurilor de gaze naturale din Federația Rusă[3], dar şi a provocărilor pe termen mediu de eliminare a acestora, trebuie analizat modul în care gazele sunt consumate în România. În 2020[4], consumul total a fost de 113 TWh, conform datelor Eurostat. Figura de mai jos redă evoluția consumului de gaze naturale, pe principalele categorii, remarcându-se o scădere graduală a consumului total începând cu 1990.

Figura 2: Evoluția consumului brut de gaze naturale în România (TWh)



Sursă: Eurostat, Complete energy balances [nrg_bal_c]

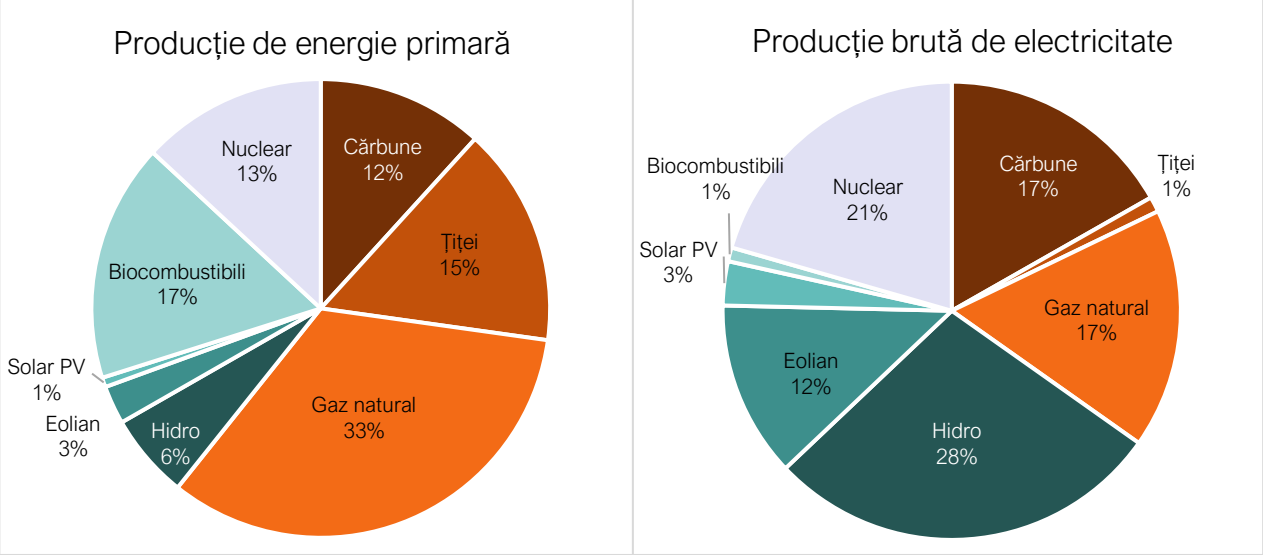
După cum se poate observa în Figura 2, consumul a scăzut semnificativ în ultimele decenii, ajungând la mai puțin de 50% din volumul consumat la începutul anilor 1990. Acest lucru se datorează şi unei reduceri generale a consumului de energie, pe fondul închiderii a numeroase instalații industriale energofage ale regimului comunist. Gazele naturale continuă să aibă o pondere de aproximativ o treime din mixul energetic al României.

Din consumul de 35 TWh de gaze naturale al termocentralelor de mari dimensiuni pentru producerea de energie electrică şi căldură, 11 TWh sunt utilizați în termocentrale care produc doar energie electrică, 3,4 TWh în termocentrale care produc doar căldură şi 16,3 TWh în termocentrale care produc electricitate şi căldură în ciclu combinat.

[3] La 31 martie, Vladimir Putin a semnat un decret prin care, începând cu 1 aprilie a.c., achizițiile de gaze ruseşti de către clienții străini trebuie achitate în ruble. Decizia înseamnă o încălcare clauzelor contractuale privind termenii de plată. O renegociere a contractelor ar reprezenta, în bună parte, o anulare chiar a efectelor sancțiunilor financiar-bancare impuse de Occident. (https://www.spiegel.de/wirtschaft/unternehmen/putin-unterzeichnet-dekret-gas-muss-ab-freitag-in-rubel-bezahlt-werden-a-a7c4e43e-a1bd-4c05-ac31-e681fbc3bb86)

[4] 2020 este folosit ca an de referință în acest studiu deoarece a reprezentat un an de „consum normal", în special deoarece niciun consumator industrial mare de gaze nu îşi sistase încă activitatea. În plus, încă nu există date complete pentru anul 2021 la nivelul de detaliu oferit de cele din 2020.

Figura 3: Mixul energetic din România în 2020



Sursă: Eurostat, Complete energy balances [nrg_bal_c]

În primele 11 luni ale anului 2021, energia electrică a țării a fost produsă în proporție de 17,54% prin arderea gazelor naturale[5]. În 2021, termocentralele cu licență ANRE pe bază de gaze naturale aveau o putere instalată cumulată de 3.204 MW[6]. Cu toate acestea, nu toate termocentralele sunt funcționale.

Conform datelor Transelectrica, la începutul anului 2022 erau disponibile în sistemul energetic național (SEN) capacități cu o putere instalată totală de 2.213 MW[7]. Capacitatea netă instalată de producere a energiei electrice pe bază de gaze naturale era de 1.729 MW, dintre care 709 MW erau unități de cogenerare termică și electrică[8]. Potrivit ANRE, în anul 2020 erau licențiate 15 CET-uri pentru producerea agentului termic livrat prin SACET-uri către 12.411 agenți economici, 2.308 instituții publice și 1.116.576 locuințe (apartamente și case). În primele 11 luni ale anului 2021, o cantitate de 10 TWh de energie termică a fost produsă pentru livrare, din care 7,22 TWh în cogenerare[9].

Se poate observa un trend descendent în consumul de gaze naturale în astfel de termocentrale pe parcursul ultimelor trei decenii, pe fondul reducerii activității industriale energofage, dar și al desființării unor rețele de termoficare centralizată în mai multe orașe. Acest lucru a dus în schimb la o extindere a consumului casnic de gaze naturale, în special pentru încălzirea locuințelor și a apei prin utilizarea centralelor termice și a boilerelor individuale, precum și pentru gătit. De altfel, aceasta este singura categorie majoră de consum care a înregistrat o creștere după 1990, ajungând la 41 TWh pe an în 2020, reprezentând cel mai însemnat segment de consum. Consumul clienților casnici era de 32 TWh în 2020, în timp ce încălzirea clădirilor comerciale și a instituțiilor publice neracordate la SACET-uri generează un consum suplimentar de 9 TWh. Trebuie menționat că utilizarea gazelor naturale în centralele termice murale este mai puțin

[5] Rapoarte lunare ANRE https://www.anre.ro/ro/energie-electrica/rapoarte/rezultate-monitorizare-piata-energie-electrica/20211623651617

[6] https://www.anre.ro/ro/energie-electrica/informatii-de-interes-public/info-licente-autorizari/titulari-licente-exploatarea-comerciala-a-capacitatilor-de-productie

[7] https://www.transelectrica.ro/web/tel/productie

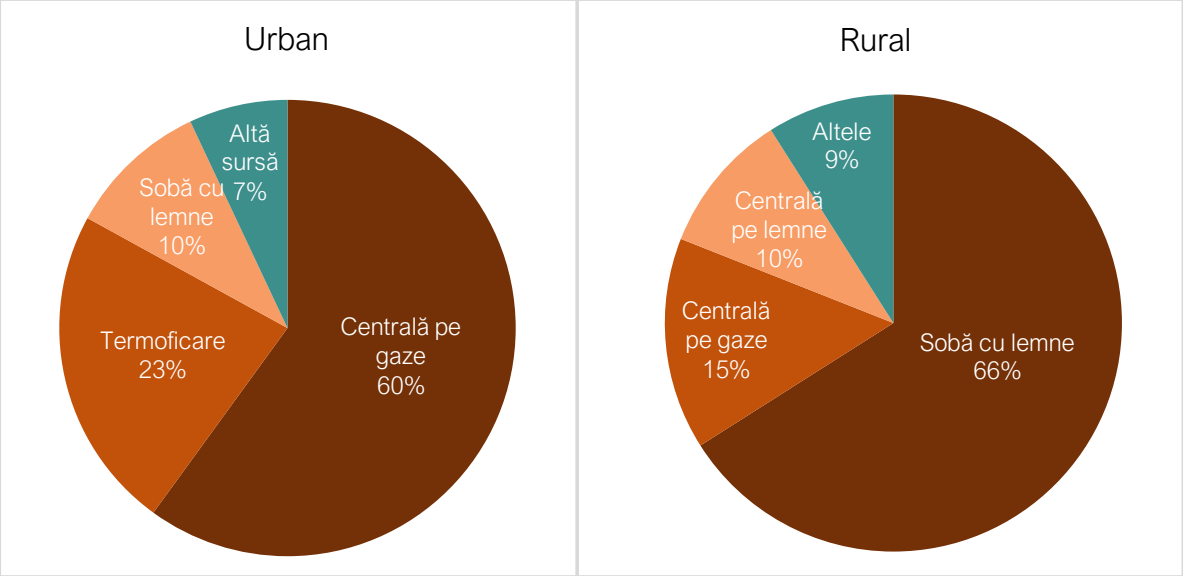
[8] https://www.transelectrica.ro/web/tel/productie

[9] https://www.anre.ro/ro/energie-electrica/rapoarte/rezultate-monitorizare-piata-energie-electrica/20211623651617

eficientă și mai poluantă decât producerea și generarea agentului termic prin intermediul sistemelor centralizate de termoficare.

Potrivit estimărilor, în anul 2020 în România funcționau circa 2,8 mil centrale termice murale pe bază de gaze naturale. Dintre acestea, 2,3 mil se aflau în zona urbană și 0,5 mil în zona rurală. În total, circa 35% din populația țării se încălzea cu acest combustibil. După cum arată un studiu EPG din 2018[10], circa 60% din locuințele din mediul urban folosesc gaze naturale pentru încălzirea spațiului și a apei. În mediul rural încălzirea se face cu preponderent pe bază de biomasă lemnoasă – în principal prin sobe cu randament scăzut. Procentul centralelor cu gaze naturale în zona rurală este mai mic, de aproximativ 15%, dar mai mare decât ponderea centralelor termice ce funcționează cu biomasă (lemne sau peleți).

Figura 4: Sursele de încălzire a locuințelor din România (2020)



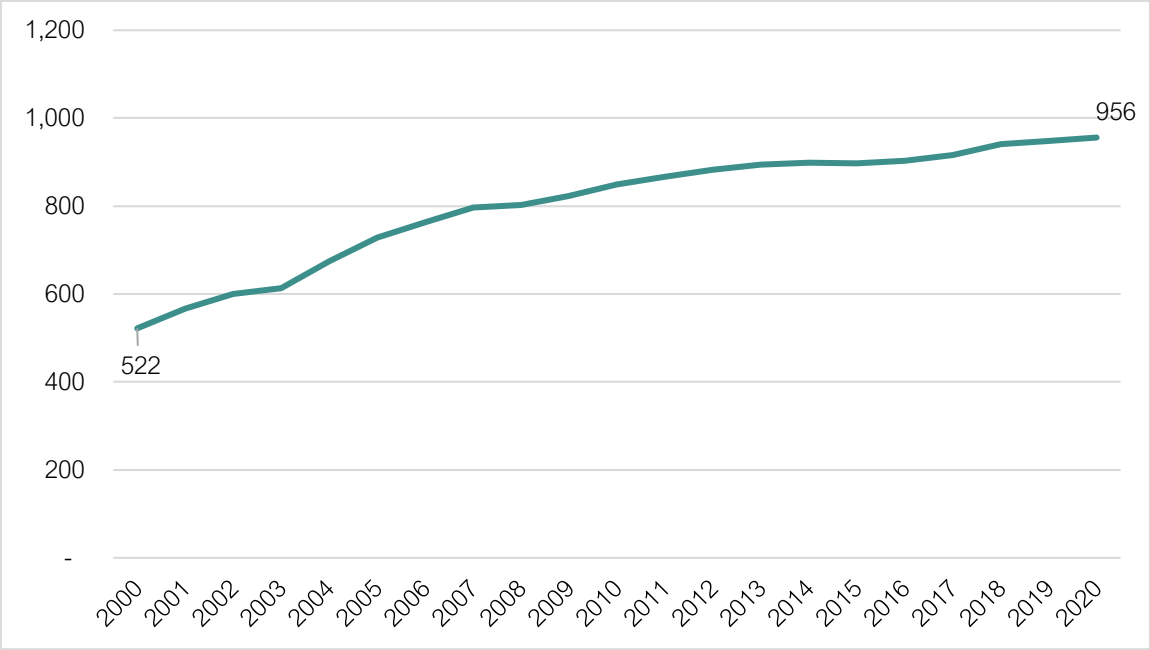
Sursă: estimări EPG pe baza datelor INS

În 2019, din totalul de 3.181 de unități administrativ-teritoriale, doar 948 (adică 30%) erau conectate la rețeaua de gaze. Numărul localităților conectate la gaze a crescut de la 522 în 2000 la 948 în 2019. Cu toate acestea, nivelul de racordarea localităților la rețelele de distribuție de gaze naturale rămâne unul redus. Una dintre investițiile din domeniul energetic propuse în Planul Național de Redresare și Reziliență (PNRR)[11] presupune extinderea rețelei de distribuție de gaze naturale cu cel puțin 1.870 km în regiunea Oltenia. Această rețea ar trebuie să poată transporta și hidrogen, care ar înlocui gazele naturale din această rețea până în anul 2030.

Având în vederea reducerea prognozată a consumului de gaze naturale pe termen lung ca urmare a atingerii obiectivelor climatice ale Uniunii Europene și a valorii ridicate a moleculelor de hidrogen curat, necesare în special în procesele industriale cu emisii de carbon greu de eliminat, această investiție planificată în PNRR prezintă riscuri semnificative. Motivele sunt detaliate suplimentar în secțiunile 8 și 9.

[10] https://www.enpg.ro/wp-content/uploads/2018/07/Iuga-Dudau_Gaze-naturale_final.pdf
[11] https://mfe.gov.ro/pnrr/

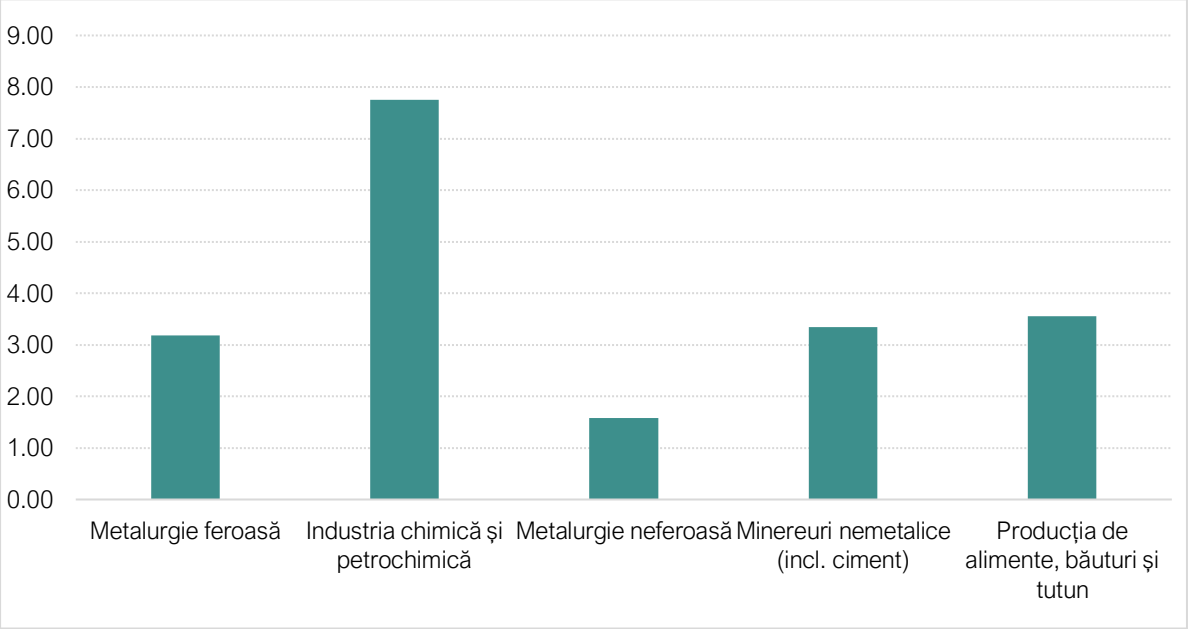
Figura 5: Numărul localităților conectate la rețeaua de gaze naturale



Sursă: INS Tempo online (2000-2019); INS - Activitățile privind utilitatea publică de interes local (2020)

O a treia mare categorie de consum este producția industrială, care a însumat 31 TWh de gaze naturale în anul 2020. Gazele naturale sunt utilizate ca sursă de energie în principal de industria chimică și petrochimică (7,7 TWh), precum și pentru producerea căldurii industriale în industria alimentară (3,5 TWh), în fabricarea altor produse din minerale nemetalice (3,3 TWh) și în siderurgie (3,3 TWh). 5,3 TWh de gaze naturale sunt folosiți drept materie primă, cum ar fi pentru fabricarea compușilor chimici și îngrășămintelor.

Figura 6: Consumul de gaze naturale pentru energie în industria României (2020)



Sursă: Eurostat, Complete energy balances [nrg_bal_c]

România și-a dezvoltat încă din anii 1970 capacități de chimizare a gazelor. Potrivit unui studiu EPG[12], industria petrochimică românească s-a dezvoltat în două direcții principale: pe de o parte, chimia anorganică – în principal sinteza de îngrășăminte chimice, amoniac, azotat, uree, fosfor, potasiu etc, pe bază de gaz metan. Combinatele Azomureș și Slobozia produc și în prezent îngrășăminte chimice. Pe de altă parte, chimia organică, bazată pe o chimizare mai complexă a gazelor naturale: industria metanolului, produs în combinatele de la Victoria și Craiova; producția de acetilenă, la Râșnov și Borzești; industria solvenților organici, pe bază de metan, cu producția de precursor pentru fire și fibre sintetice, dar și pentru medicamente. Combinatul Oltchim Râmnicu Vâlcea produce atât produse anorganice (sodă caustică, acid hidrocloric și peroxizi), cât și compuși macromoleculari (polivinil cloridă, PVC) și produse organice de sinteză (oxo-alcooli și anhidridă ftalică). În 2010, Oltchim a achiziționat activele de petrochimie din cadrul Arpechim, noua entitate primind numele de Divizia Petrochimică Bradu. Activele Oltchim au fost achiziționate de Chimcomplex Borzești.

Prețul gazelor naturale reprezintă aproximativ 70% din costul final al îngrășămintelor chimice. Astfel, producătorii au arătat o sensibilitate sporită la creșterile de preț din ultimul an. Combinatul Azomureş, cel mai important producător de îngrășăminte agricole, a anunțat[13] la finalul anului 2021 oprirea temporară a producției din cauza prețului ridicat la gaze naturale. Și alți producători industriali ce se bazează pe utilizarea gazelor naturale drept materie primă au fost afectați într-un mod similar. Mai recent, Chimcomplex a anunțat[14] reducerea producției atât la platforma Borzești, cât și la Râmnicu Vâlcea.

Cu privire la consumul de gaze naturale în transportul rutier, sub formă de gaz natural comprimat (GNC), acesta rămâne unul marginal, deși tehnologia are perspectiva de a funcționa și pe bază de gaze regenerabile.

Așadar, deși într-un declin de consum în ultimele decenii, gazele naturale continuă să reprezinte o pondere semnificativă a mixului energetic românesc. Cu toate acestea, după cum este explicat în următoarea secțiune, producția națională de gaze naturale s-a confruntat cu reduceri constante în ultimii anii, ceea ce a dus la creșterea treptată a ponderii importurilor.

[12] https://www.enpg.ro/wp-content/uploads/2018/07/Iuga-Dudau_Gaze-naturale_final.pdf

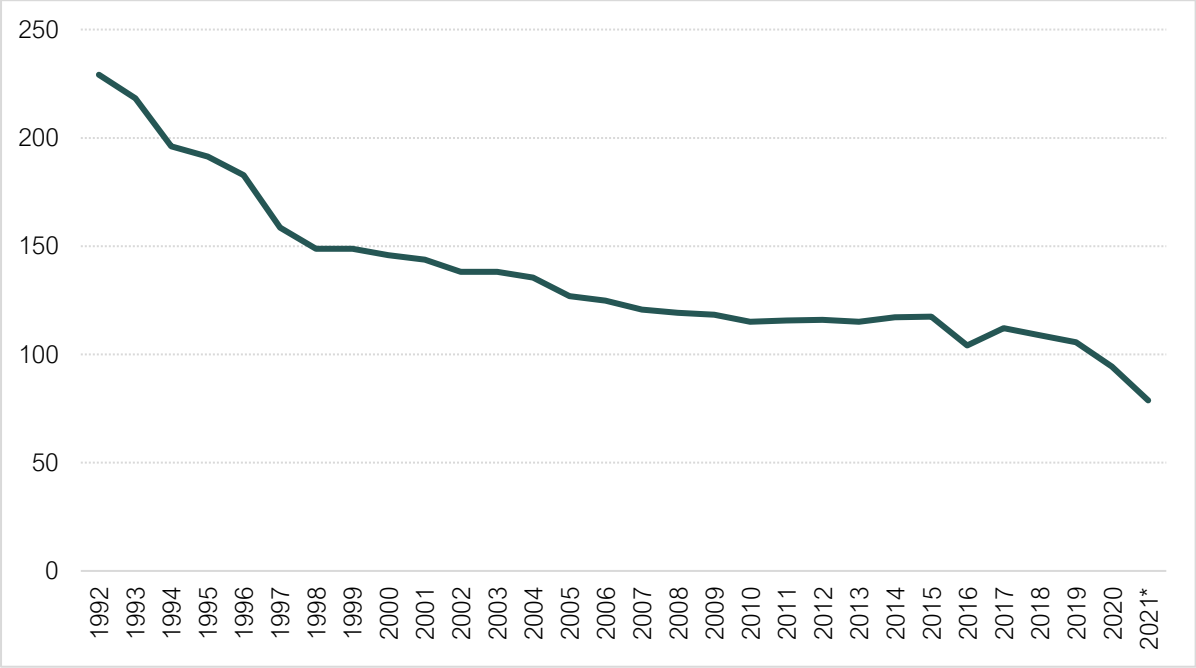
[13] https://www.digi24.ro/stiri/economie/companii/azomures-opreste-productia-de-ingrasaminte-din-cauza-pretului-la-energie-1761285

[14] https://www.energynomics.ro/chimcomplex-reduce-productia-anunta-posibile-disponibilizari/?fbclid=IwAR19ejtS_c1sPnozoX1y6-GrbkuFueKch9I5GTg3zaom9OcsnEnHARg6hCo

3. Producția de gaze naturale în România

După cum indică Figura 7, producția națională de gaze naturale a fost în diminuare aproape continuă în ultimul deceniu. Exprimat în miliarde de metri cubi pe an (mmc/an), vârful de producție al ultimului deceniu a fost atins în 2014, cu 10,2 mmc/an, urmat de o scădere graduală până la 8,7 mmc/an în 2020 (echivalentul a 92 TWh/an), potrivit datelor BP[15]. Acest declin a dus la creșterea ponderii importurilor din consumul total în ultimii ani (vezi Figura 8). Rezervele dovedite de gaze naturale, pe de altă parte, se ridică la circa 100 mmc, în scădere de la 200 mmc în 2000[16]. La actuala producție anuală, cu o rată anuală subunitară de înlocuire a rezervelor, un calcul simplu arată că rezervele dovedite de gaze ale României se vor epuiza în 10-12 ani.

Figura 7: Producția de gaze naturale în România (TWh)



Sursă: INS Tempo online, Buletin Statistic Lunar nr. 10/2021

*Pentru anul 2021 sunt disponibile date doar primele zece luni

Noi descoperiri de rezerve de gaze onshore au avut loc în ultimii ani, de exemplu, la Totea (jud. Gorj), în 2011, de către OMV Petrom sau Caragele (jud. Buzău), în 2016, de către Romgaz. Ambele descoperiri au fost între timp puse în producție, dar contribuția lor nu este suficientă pentru a atinge o rată totală cel puțin unitară de înlocuire a rezervelor de gaze.

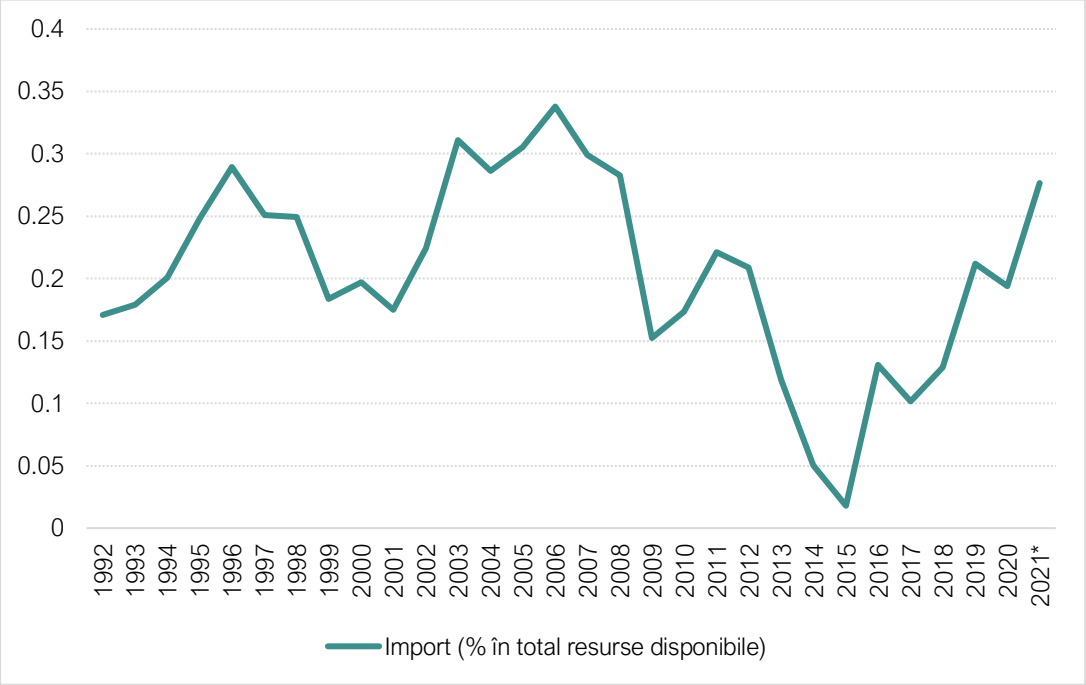
O direcție mult discutată de creștere substanțială a rezervelor de gaze naturale și a producției anuale o reprezintă zăcămintele din apele adânci ale zonei economice exclusive (ZEE) românești din Marea Neagră, din blocul Neptun Deep, descoperite în 2012 de către consorțiul ExxonMobil -OMV Petrom, în mărime estimată de 42-84 mmc. O altă descoperire geologică offshore semnificativă, aflată încă în stadiul de evaluare a rezervelor, este cea din 2015 a companiilor Lukoil, PanAtlantic și Romgaz, cifrele preliminare indicând un volum de aproximativ 30 mmc.

[15] BP (2021), *Statistical Review of World Energy*, 70th edition

[16] Ibid.

Într-adevăr, dezvoltarea și punerea în producție a descoperirilor din Neptun Deep ar permite o creștere semnificativă a producției anuale de gaze în România (5-6 mmc/an) vreme de cel puțin un deceniu, interval pentru care țara noastră ar deveni, probabil, cel mai mare producător de gaze din Uniunea Europeană. Dar chiar și în scenariul optimist al demarării în scurt timp al operațiunilor de dezvoltare, ar fi nevoie de 5-6 ani până la introducerea primelor volume de gaze naturale din offshore-ul de mare adâncime în sistemul național de transport gaze.

Figură 8: Ponderea importului de gaze naturale în România



Sursă: INS Tempo online, Buletin Statistic Lunar nr. 10/2021

Pe de altă parte, scenariul optimist este relativ improbabil, dat fiind că nici până în prezent cadrul legislativ oferit de așa-numita Lege Offshore, adoptată în 2018, nu a oferit investitorilor în sectorul *offshore* de gaze termeni realiști din punct de vedere fiscal și ai stabilității cadrului de reglementare. Desigur, în actualul context de primat al securității energetice, este de așteptat ca poziționările până acum divergente ale decidenților să se alinieze în suficientă măsură pentru redefinirea și adoptarea accelerată a unei forme modificate a Legii Offshore – deși pertractările din ultimii doi ani la nivelul guvernului și al parlamentului lasă loc unui posibil nou eșec, ceea ce ar pune capăt definitiv proiectului național al gazelor din Marea Neagră. Dar dacă în 2018 contextul geopolitic era încă unul gestionabil, în prezent riscul geopolitic a crescut extrem de mult.

Într-adevăr, este greu de conceput un deznodământ realist al războiului din Ucraina în care vecinătatea teritorială maritimă a zonei economice exclusive (ZEE) românești cu cea ucraineană nu ar fi dominată de o Rusie ostilă Uniunii Europene și proiectelor de extracție de hidrocarburi *offshore* dezvoltate într-un stat membru al UE. EPG a estimat încă din 2014[17], într-o analiză a riscului de securitate energetică în bazinul Mării Negre după anexarea ilegală a Peninsulei Crimeea de către Federația Rusă, că riscul geopolitic la adresa activităților petroliere în ZEE

[17] http://www.pachiu.com/criza-din-ucraina-o-analiza-din-perspectiva-regimului-de-securitate-energetica-in-bazinul-m-rii-negre/

românească devenise neneglijabil, atât cu privire la comportamentul juridic al Rusiei față de obligațiile decurgând din tratatele de vecinătate semnate de Ucraina, cât și cu privire la posibilitatea unui joc geopolitic al Rusiei bazat pe *hard power*, cu scop de intimidare și descurajare a operațiunilor petroliere. În prezent, estimăm că un astfel de risc a devenit apreciabil mai serios decât în 2014.

Prin urmare, chiar dacă exploatarea zăcămintelor de gaze din apele adânci ale Mării Negre rămâne, prin beneficiile economice și sociale și de securitate energetică pe care le poate aduce, un proiect energetic prioritar pentru România, incertitudinea ridicată cu care se confruntă cere ca planificarea de securitate energetică pentru următorii ani să nu depindă în mod esențial de reușita acestui proiect.

Desigur, Marea Neagră poate deveni chiar din acest an o sursă de producție suplimentară de gaze naturale, din zăcământul de apă mică Midia, dezvoltat și operat de compania Black Sea Oil and Gas (BSOG). Conform datelor companiei, volumul scontat al producției anuale a BSOG va fi de 1 mmc/an, astfel că dacă producția ar începe chiar în această vară, 0,5 mmc vor putea fi produse chiar în acest an, ceea ce ar reprezenta, în contextul actual, o contribuție remarcabilă de securitate energetică. Dar BSOG, ca și ceilalți operatori din *offshore*, condiționează punerea în producție de actualizarea Legii Offshore în sensul discutat mai sus.

În ceea ce privește posibilele resurse de gaze naturale din argile gazeifere, cunoscute drept „gaze de șist", cercetările geologice sunt încă neconcludente. În 2015, Agenția pentru Informații în Energie a Statelor Unite (EIA)[18] estima că România deține resurse considerabile de gaze de șist – nu mai puțin de 1.400 mmc, ceea ce ar plasa-o pe locul al treilea în Europa.

În 2012, compania americană Chevron a obținut patru licențe de explorare a gazelor de șist (una în Moldova și alte trei în Dobrogea), MOL a obținut trei licențe în nord-vestul țării, iar Sterling Resources împreună cu TransAtlantic Petroleum au obținut o licență în sudul României. Ulterior, compania națională Romgaz a anunțat utilizarea tehnologiei fracturării hidraulice încă din anii 1990, precum și identificarea unor resurse de gaze de șist în 5 din 20 de sonde de explorare din Transilvania. Cu toate acestea, pe fondul unor proteste publice intense și a unor abordări politice inconsecvente, inclusiv instituirea unui moratoriu de către guvernul Ponta în 2012 privind exploatarea gazelor de șist, Chevron a renunțat la activitățile din România, după obținerea de date geologice preliminare neconcludente din sonda forată în 2014 la Siliștea-Pungești (jud. Vaslui), la adâncimi de peste 3000 m. Pentru viitor, o evaluare riguroasă a acestei potențiale resurse naturale necesită atât reanalizarea fondului geologic existent de carote mecanice, cât și derularea unor programe de cercetare noi, cu foraje de explorare, și studii geologice specifice.

Alte modalități și tehnologii de creștere a producției naționale de gaze presupun aplicarea de tehnologii de mărire a gradului de recuperare din zăcămintele existente, dar și foraje la adâncimi de peste 3.000 m în zăcămintele *onshore*, respectiv peste 1.000 m *offshore*. Dar acestea necesită investiții susținute din partea companiilor petroliere, precum și un timp suficient pentru operațiunile de redezvoltare, pe care nici cadrul intern de reglementare, nici politicile UE nu le avantajează.

---

18 https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/Eastern_Europe_BULGARIA_ROMANIA_UKRAINE_2013.pdf

În această situație, guvernul trebuie să dezvolte un plan multianual de acțiune pentru securitate energetică, în care imperativul de termen scurt al siguranței livrărilor de energie să fie armonizat, pe termen mediu și lung, cu politicile energetice și climatice ale Uniunii Europene – în fond, prin implementarea versiunii naționale a REPowerEU.

Din acest punct de vedere, argumentele acestui studiu sunt ca securitatea energetică a următorului deceniu trebuie clădită pe reducerea consumului de gaze naturale în economia românească, cel puțin pentru a anula dependența de importuri, concomitent cu investiții în tehnologiile energetice fără emisii de gaze cu efect de seră. Puternic favorizate de Pactul Verde European, acestea reprezintă cel mai potrivit mijloc de a dobândi securitate energetică, eliminând dependența de importurile atât de costisitoare, de incerte și de poluante de combustibili fosili.

4. Opțiunile României pentru importuri alternative de gaze

Potrivit datelor operatorului sistemului național de transport gaze naturale (SNT), Transgaz S.A.[19], importul/exportul de gaze naturale în și din România se realizează prin șapte puncte de interconectare transfrontalieră a SNT cu rețelele statelor vecine, potrivit tabelului și hărții de mai jos.

Tabel 1: Conducte de interconectare transfrontalieră

Țara	Conducta de interconectare	Capacitatea tehnică totală
Ucraina	Orlovka (UA) - Isaccea (RO) LLC LLC GAS TSO UA → Transgaz	6,85 mmc/an capacitate import la Pmin=35 bar
	Tekovo (UA) - Medieşu Aurit (RO) LLC GAS TSO UA → UA Transgaz	4,01 mmc/an capacitate import la Pmin=47 bar
	Isaccea 1 (RO) - Orlovka 1 (UA) Transgaz ↔ LLC GAS TSO UA	6,85 mmc/an capacitate import la Pmin=46,5 bar 4,12 mmc/an capacitatea export la Pmin=35,4 bar
Ungaria	Szeged (HU) - Arad (RO) - Csanádpalota (HU) FGSZ ↔ Transgaz	2,63 mmc/an capacitate import la Pmin=40 bar 1,75 mmc/an capacitate export la Pmin=40 bar
Republica Moldova	Iași (RO) - Ungheni (MO) Transgaz ↔ VestMoldtransgaz	0,547 mmc/an capacitate export la Pmin=16,5 bar 0,073 mmc/an capacitate import la Pmin=16,5 bar
Bulgaria	Giurgiu (RO) - Ruse (BG) Transgaz ↔ Bulgartransgaz	1,50 mmc/an capacitate export la Pmin=40 bar 0,92 mmc/an capacitate import la Pmin=30 bar
	Kardam (BG) - Negru Vodă 1 (RO) Transgaz ↔ Bulgartransgaz	6,36 mmc/an capacitate export* la Pmin=31,5 bar 5,27 mmc/an capacitate import la Pmin=45 bar

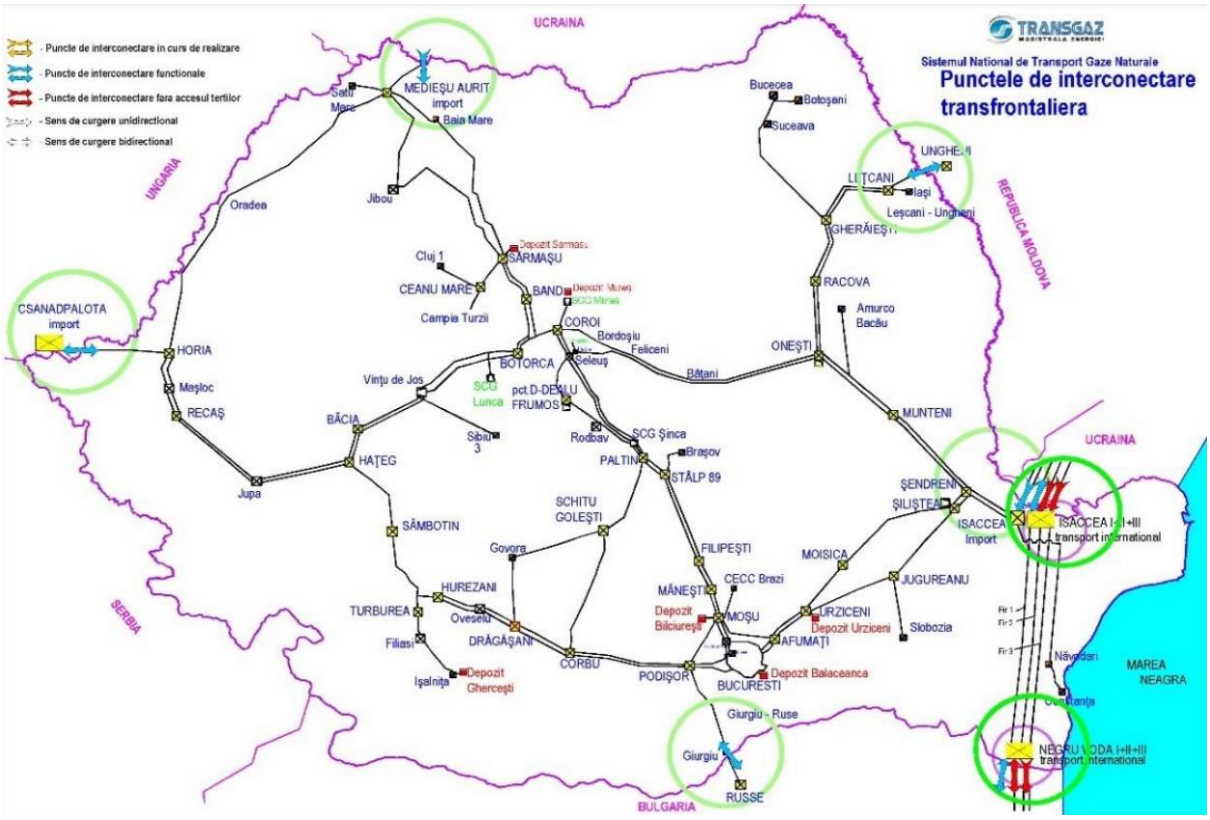
Sursă: Transgaz; capacități valabile la 01.02.2021

*Capacitatea este condiționată de rezervarea de capacitate la punctul de interconectare Isaccea 1 pe direcția UA→RO

Istoric, importurile de gaze naturale ale României au avut originea în principal din Rusia, prin intermediului sistemului ucrainean de tranzit al gazelor, prin punctele de interconectare Isaccea și Medieșu Aurit. Pe măsură ce tensiunile politice dintre Moscova și Kiev s-au intensificat și disputele comerciale legate de tranzitul gazelor rusești către Europa și către Turcia au devenit mai acerbe și mai ample, decizia politică a Rusiei de a elimina complet dependența de conductele ucrainene prin construirea unor gazoducte alternative noi, prin Marea Baltică și prin Marea Neagră, a devenit o realitate.

[19] Transgaz (2021), Planul de dezvoltare a sistemului național de transport gaze naturale 2021-2030, https://www.transgaz.ro/sites/default/files/PDSNT%202021-2030%20-%20FINAL.pdf

Figura 9: Punctele de conectare transfrontalieră ale SNT



Sursă: Transgaz

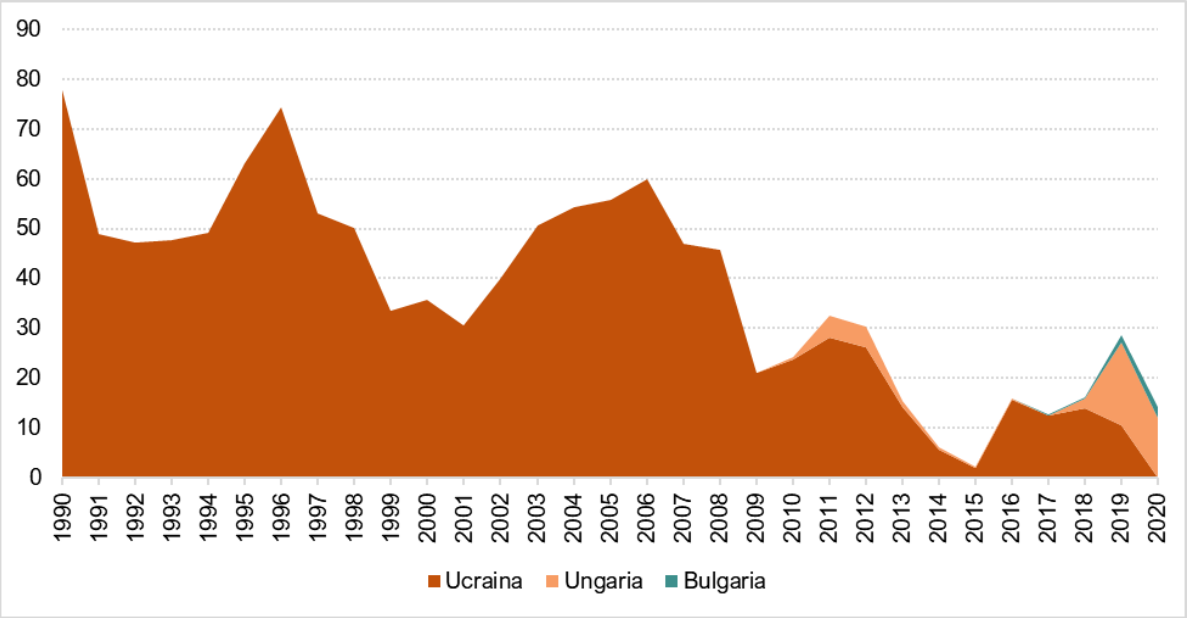
Astfel, la 1 ianuarie 2020 au început livrările de gaze în Bulgaria prin sistemul TurkStream, construit pe sub Marea Neagră din Rusia în Turcia, cu capacitate de 31,5 mmc/an. Jumătate din acest volum este destinat pieței turce și jumătate țărilor Europei de Sud-Est și Centrale. Punerea în funcțiune a TurkStream a fost urmată în scurt timp de diminuarea considerabilă a volumelor de gaze transportate prin sistemul ucrainean trans-balcanic, din care fac parte și cele trei gazoducte paralele ce traversează România de la Isaccea la Negru Vodă, cunoscute drept conductele T1, T2 și T3 (după cum se poate observa în Figura 10). Într-adevăr, TurkStream nu este un sistem de transport al unor surse noi de gaze ruseşti, ci a unor volume redirecționate pentru a ocoli sistemul ucrainean de transport gaze. România a fost, din punct de vedere economic, o victimă colaterală a acestei decizii.

De asemenea, TurkStream a redeschis intempestiv geopolitica regională a gazelor naturale, cu statele din regiune – Bulgaria, Serbia, Ungaria – dezvoltând politici naționale ambițioase de valorificare a noilor volume de gaze ruseşti.

La nord, soluția de ocolire a Ucrainei a fost mult mai discutatul și mai disputatul Nord Stream 2 (NS2), extensie a sistemului deja existent Nord Stream 1, care leagă Rusia direct de Germania pe sub Marea Baltică. NS2 a devenit, în conștiința publică europeană, dar și între decidenții americani, sinonim cu vulnerabilizarea energetică a Europei, în numele unor interese corporative limitate, în fața unei Rusii dispuse să utilizeze comerțul cu energie ca armă geopolitică.

Într-adevăr, încă dinainte ca Rusia să declanşeze iraționala și iresponsabila sa invazie asupra Ucrainei, Berlinul anunțase, sub presiunea comunității trans-atlantice, că NS2 avea să fie prima victimă în cazul unei astfel de agresiuni.

Figura 10: Evoluția importurilor de gaze în funcție de țara din care au intrat în România (TWh)*



Sursă: Eurostat, Imports of natural gas by partner country [nrg_ti_gas]; Transgaz, Fluxuri fizice realizate

*Trebuie menționat că sursa principala tuturor importurilor de gaze prezentate în acest grafic au ca origine Rusia, indiferent de punctul de interconectare prin care acestea au fost livrate în România

Pe plan intern, cea mai notabilă reușită a Transgaz a fost finalizarea fazei I a proiectului BRUA (Bulgaria-România-Ungaria-Austria), constând în construcția unui nou gazoduct între Podișor (jud. Giurgiu) și Recaș (jud. Timiș), precum și a trei noi stații de compresoare. Astfel, capacitatea punctului de interconectare Csanadpalota a fost ridicată la 2,63 mmc/an pentru import, respectiv 1,75 mmc/an pentru export. Într-adevăr, o mare parte a importurilor de gaze în România din ultimii doi ani a avut loc de la vest către est, prin acest punct de interconectare.

Menirea mai amplă a proiectului BRUA, de a juca rolul de verigă cheie într-un culoar sud-est european de transport gaze, care să conecteze Coridorul Sudic de Gaze (i.e. sistemul de conducte ce leagă zăcământul de gaze Shah Deniz din Marea Caspică (Azerbaidjan) de Italia, prin Georgia, Turcia, Grecia, Albania, pe sub Marea Adriatică) de Europa Centrală (i.e. Hub-ul Gazier Central European de la Baumgarten, Austria) nu a fost însă realizată.

În prezent, opțiunile României pentru importuri de gaze naturale care nu provin din Federația Rusă sunt următoarele:

1. Coridorul Sudic, care aduce gaze extrase în zăcământul Shah Deniz din Marea Caspică (Azerbaidjan) către Italia, prin Caucazul de Sud, Turcia, Grecia, Albania și Marea Adriatică.

   O barieră în calea importurilor de către România a unor volume de gaze din Coridorul Sudic o reprezintă lipsa interconectorului de gaze Grecia-Bulgaria (IGB), între Komotini și Stara Zagora, cu capacitate de maximum 5 bcm/an. Deși decizia finală de investiții pentru IGB a fost luată deja în 2015, lipsa de progres în realizarea acestui proiect critic pentru securitatea energetică sud-est europeană este greu de explicat în mod plauzibil. Mai mult, IGB se află pe lista de proiecte de interes comun (PCI) a Uniunii Europene.

Cu toate acestea, chiar și în lipsa IGB, transportul de gaze naturale dintre Grecia spre România – cu surse fie din Coridorul Sudic, fie din terminalul de GNL de la Revithoussa sau terminalul GNL plutitor ce urmează a fi finalizat în 2023 la Alexandroupolis – este posibil prin flux invers (*reverse flow*) în sistemul Trans-Balcanic existent, dată fiind capacitatea de import prin punctul de interconectare (PI) Kardam-Negru Vodă de 5,27 mmc/an. Factorul critic este disponibilitatea volumelor de gaze. Din punct de vedere tehnic, România ar putea importa circa 1 mmc/an din Grecia, cu sau fără IGB – fie direct, fie prin *swap*.

2. Importul de GNL, care reprezintă o alternativă indirectă, dat fiind că România nu a construit până acum un terminal de regazificare a GNL. Totuși, așa cum am indicat mai sus, are posibilitatea de a aduce, prin tranzit, cantități disponibile în urma livrărilor de GNL la terminalele relativ apropiate (Grecia, dar și Turcia, Croația, Polonia etc.). Cantitățile disponibile la aceste terminale variază pe termen scurt, astfel că sunt necesare strategii de achiziție extrem de flexibile, dată fiind volatilitatea și chiar riscul de nelivrare. Totuși, GNL este o opțiune importantă, mai ales în urma recentului anunț privind o suplimentare a aprovizionării Statelor Membre UE cu GNL provenind din Statele Unite[20], prin care s-ar putea „elibera" cantități care altfel ar fi necesare în țările care vor primi livrările de GNL.
3. Ruta Austria-Ungaria, cel mai probabil „traseu" pentru eventuale cantități disponibile în perioada de extracție. Presupunând obligația de înmagazinare la nivelul minim de 80% din capacitățile depozitelor din întreaga UE, precum și un sezon rece 2022-2023 mai blând, este probabilă o disponibilitate crescută de gaze din stoc, mai ales în statele membre cu capacități semnificative: Germania (245 TWh), Italia (197 TWh), Olanda (143 TWh), Franța (128 TWh), Austria (96 TWh), sau chiar și Ungaria (care are o capacitate totală de 67 TWh, peste dublul celei din România, pentru a compensa producția internă mult mai scăzută)[21]. Această disponibilitate ar însemna surse în plus de importat pe ruta amintită.

În orice caz, în vederea asigurării unor cantități de import alternativ, trebuie ținut cont de efectul considerabil pe care absența sau reducerea cantităților de gaze naturale din Federația Rusă l-ar avea în întreaga UE. Cele două țări prin care România mai poate importa gaze sunt Ungaria și Bulgaria, care, asemenea altor țări din regiune, au o dependență de import mai mare decât a României, astfel că vor concura pentru aceste surse alternative, ducând la prețuri ridicate pentru cantitățile disponibile.

Cel mai probabil, în caz de criză de aprovizionare (spre exemplu, în timpul unui val de frig extrem prelungit), vor deveni esențiale Acordurile de Solidaritate cu aceste state vecine[22], potrivit cărora Statele Membre UE semnatare trebuie să „împartă" sursele de care dispun pentru a acoperi cu prioritate consumul clienților protejați – cei care fac parte din categoriile considerate drept esențiale și cărora nu li se poate opri alimentarea: consumatorii casnici, IMM-urile, instituțiile esențiale (de exemplu spitale, școli), centralele termice care funcționează doar cu gaze naturale etc. Potențiala achiziționare la comun a gazelor de către Comisia Europeană ar putea însă

[20] https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/STATEMENT_22_2041

[21] https://agsi.gie.eu/#/

[22] https://www.profit.ro/povesti-cu-profit/energie/romania-pregateste-acorduri-ungaria-bulgaria-intrajutorare-caz-criza-gazelor-marilor-consumatori-industriali-le-putea-taiata-alimentarea-mentinerea-aprovizionarii-clientilor-casnici-sociali-tarile-20642666

garanta unele cote de import și pentru România, în special pentru umplerea depozitelor până în luna noiembrie.

Desigur, introducerea unui mecanism de solidaritate la nivel european de achiziționare colectivă și de distribuție internă coordonată și echitabilă a volumelor achiziționate – inclusiv gestionarea în comun a capacităților de înmagazinare subterană – ar aduce un grad important de predictibilitate și de eficiență în politicile gaziere ale statelor membre. Dar complicațiile birocratice și juridice ale definirii și implementării unui astfel de mecanism, în condițiile în care o serie de state membre influente pot obține termeni individuali mai buni la achiziția de gaze decât termenii colectivi, ridică unele semne de întrebare legate de fezabilitatea unei astfel de opțiuni drept o soluție de termen scurt.

Merită menționat faptul că punctul de interconectare de la Medieșu Aurit (la granița cu Ucraina) nu mai este disponibil din 1 ianuarie 2020. Deși ar putea fi operaționalizat din punct de vedere tehnic, de la acea dată a devenit necesară semnarea unui nou Acord de Interconectare între operatorii de transport și sistem din România și Ucraina, Acord în absența căruia capacitatea punctului respectiv rămâne indisponibilă.

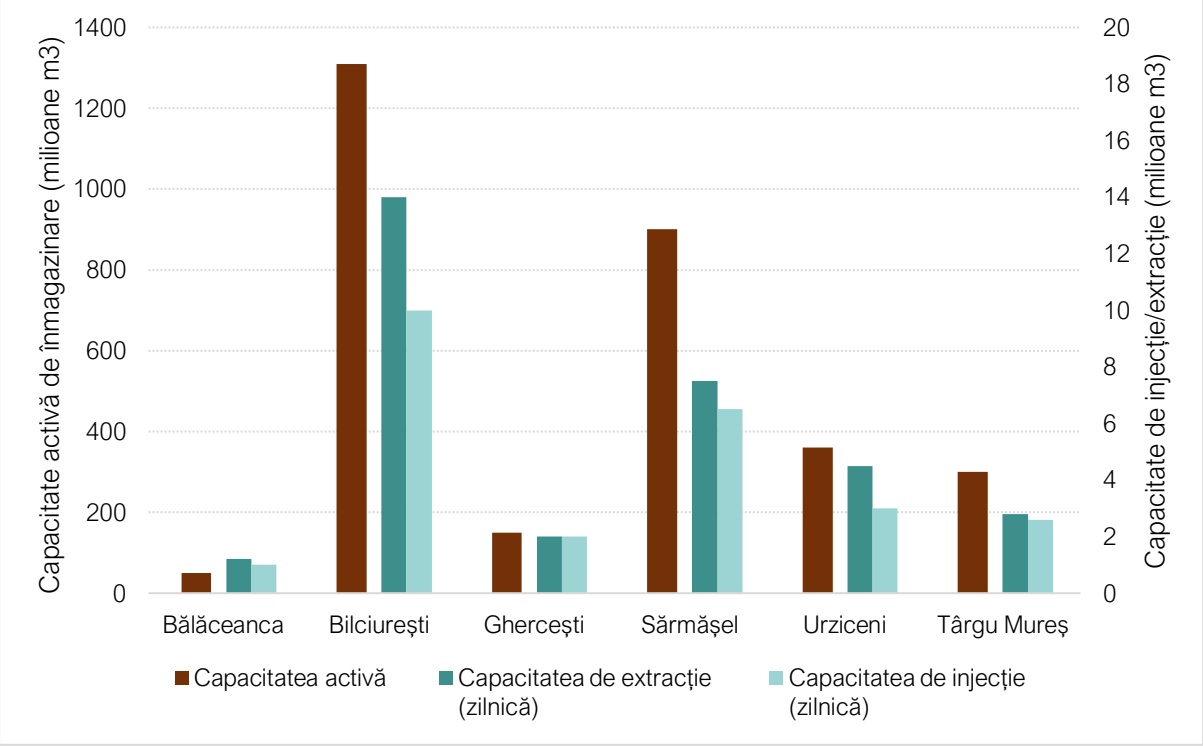
În concluzie, analizând capacitățile tehnice și opțiunile credibile de diversificare a importurilor, conchidem că singura capacitate (în plus față de cele din Tabelul 1) care ar putea fi adăugată în regiune în următoarele 12 luni și de care România ar putea „beneficia", în sensul importurilor, ar fi cea de 1 mmc/an aferentă Interconectorului IGB. Prin aceasta ar urma să ajungă cantități din Coridorul Sudic (TANAP-TAP), prin flux invers, din Grecia. Ulterior, oferta strategică crescută de GNL din partea Statelor Unite ar permite, începând cu 2023, creșterea importurilor în flux sud-nord până la aproximativ 1,5 mmc/an (14,6 TWh) din 2024.

5. Capacitățile de înmagazinare

Capacitățile de înmagazinare ale gazelor naturale evidențiază parțial nivelul de securitate energetică al unei țări, fiind surse importante pentru a asigura acoperirea consumului în perioadele de vârf din sezonul rece, sau în eventualitatea unei crize de producție sau importuri. Umplerea depozitelor în perioade de cerere redusă (vara) asigură o sursă suplimentară de aprovizionare prin extracția gazelor naturale în sezonul rece, care poate fi critică în condițiile ipotetice de *perfect storm* (consum ridicat din cauza unei ierni geroase, producție scăzută și importuri nesigure) – condiții care se manifestau, de altfel, la nivel de UE la în decembrie 2021.[23] În urma invaziei Ucrainei, Comisia Europeană a publicat un comunicat în care a prezentat propuneri pentru obligațiile de umplere a depozitelor de gaze naturale ale statelor membre, cu scopul de a gestiona o eventuală reducere, sau chiar întrerupere, a fluxului de gaze provenind din Federația Rusă. Propunerea legislativă aferentă urmează să fie emisă până în aprilie 2022.[24]

România dispune de o capacitate totală de înmagazinare a gazelor de 3,07 mmc (capacitate activă pe an), echivalentul a 32,5 TWh. 90% din această capacitate este deținută de Depogaz, în cinci depozite cu capacități active între 50 și 1.310 mil m^3 (respectiv 0,55 și 14,2 TWh): Bălăceanca (jud. Ilfov), Bilciurești (jud. Dâmbovița), Gherceşti (jud. Dolj), Sărmășel (jud. Mureș) și Urziceni (jud. Ialomița). Al șaselea depozit, la Târgu-Mureș, este deținut și operat de Depomureș, cu o capacitate de 300 mil m^3 (3,16 TWh).

Figura 11: Capacitate activă de înmagazinare gaze naturale



Sursă: Depogaz, Depomureș

[23] How serious is Europe's natural gas storage shortfall? | Bruegel

[24] European Commission, 2022. RePower EU. resource.html (europa.eu)

Capacitățile zilnice de extracție și injecție ale acestor depozite variază în funcție de capacitatea activă – de la 1,2 mil m^3 (extracție) și 1 mil m^3 (injecție) la Bălăceanca la 14 mil m^3 (extracție) și 10 mil m^3 (injecție) la Bilciurești. În general, în cadrul unui ciclu de înmagazinare a gazelor naturale, injecția are loc în lunile calde (grosier, 1 aprilie – 30 septembrie) iar extracția în perioada mai rece (1 octombrie – 31 martie). În practică, în funcție de starea vremii și disponibilitatea surselor de gaze, perioadele de extracție și injecție se pot extinde. Prin urmare, nu există constrângeri de reglementare cu privire la începutul sau sfârșitul acestor operațiuni, ele depinzând mai mult de situația din piață și de datele meteo.

În 2020, ANRE a aprobat demararea unor proiecte de extindere a depozitelor de la Târgu-Mureș și Sărmășel prin creșterea debitelor de injecție și extracție[25]. Creșterea totală avută în vizor prin aceste proiecte este de 730 mil mc (7,3 TWh), România ajungând astfel la o capacitate activă totală de 3,8 miliarde de m^3 (40,3 TWh). Proiectul se află în fază incipientă, cu termen estimat de finalizare 2026 pentru depozitul de la Sărmășel, și termen estimat de finalizare a fazei 1 (creșterea volumului util de la 300 la 400 mil mc) 2023 pentru Târgu-Mureș[26].

[25] Comunicat 26.05.2020 privind aprobarea demarării unor proiecte de extindere a capacităților de înmagazinare (anre.ro)

[26] Faza 2 a proiectului are în vedere creșterea ulterioară a volumului util la 600 mil m^3 și se poate demara doar după finalizare fazei 1. Sursa: RAPORT DE MEDIU (mmediu.ro)

6. Implicațiile sistării importurilor pe termen scurt (1 an)

O întrebare-cheie este dacă, în eventualitatea unui scenariu extrem de întrerupere a fluxurilor de gaze provenind din Federația Rusă, România și-ar putea asigura pe termen scurt atât consumul intern, cât și un nivel de înmagazinare suficient pentru a limita problemele de aprovizionare pe parcursul sezonului rece (noiembrie-martie).

Obligația de înmagazinare a gazelor

Deși perioadele de extracție și injecție din depozitele de gaze nu sunt reglementate, cantitatea minimă de gaze naturale care trebuie înmagazinată la nivel național este stabilită printr-o obligație de înmagazinare: o reglementare ce le impune furnizorilor de gaze naturale să injecteze în depozite o cantitate echivalentă cu un anumit procentaj din consumul clienților finali din portofoliu, sau din capacitatea tehnic disponibilă a depozitelor. Această obligație este, în sine, o acțiune preventivă: gazele din depozit, deși „încărcate" financiar cu tarifele aferente înmagazinării, pot reprezenta un plus consistent de siguranță în aprovizionare, un *buffer* în caz de lipsă de gaze în piață, sau în caz de prețuri care ajung să fie mult mai mari în sezonul rece.

În România, forma „veche" a obligației de înmagazinare (în vigoare până în iunie 2020) le impunea furnizorilor de gaze să stocheze echivalentul a 25% din consumul de iarnă al clienților finali. Prin OUG 27/2022,[27] această obligație s-a ridicat la 30% din consumul estimat pentru iarna următoare (noiembrie 2022-martie 2023) – presupunând un consum estimat de 73 TWh[28] pentru perioada respectivă, stocul minim ar fi, deci, de 21,9 TWh.

Între timp, Comisia Europeană a propus o obligație de minim 80% din capacitatea totală de înmagazinare a depozitelor din fiecare stat membru până la 1 noiembrie 2022[29], echivalentă în România cu 26,4 TWh. Din datele disponibile public[30], se poate observa că acest nivel a fost chiar depășit în ciclurile de injecție din 2019 (98%) și 2020 (95%) (vezi Figura 12), însă aceste vârfuri au apărut grație unui concurs de împrejurări: un impuls la nivel regional de a înmagazina în 2019, cauzat de incertitudinea continuării fluxurilor prin Ucraina începând de la 1 ianuarie 2020, urmat, de fapt, de păstrarea nivelului așteptat al acestor fluxuri și un sezon rece 2019-2020 lipsit de episoade de ger pronunțat. Din aceste cauze, în depozite a rămas o cantitate mare de gaze, astfel că în 2020 s-a depășit din nou, cu ușurință, nivelul amintit. Ulterior, aceste stocuri au fost depletate: primăvara mai răcoroasă din 2021 a determinat prelungirea perioadei de extracție până la mijlocul lui aprilie, iar creșterea spectaculoasă a prețurilor din a doua jumătate a anului a limitat apetitul pentru achiziție în vederea înmagazinării. În momentul de față, nivelul stocului este asemănător cu cel de acum un an (cca. 6,2 TWh)[31].

[27] OUG 27/2022, publicată în Monitorul Oficial nr. 274 din 22 martie 2022: https://www.monitoruloficial.ro/Monitorul-Oficial--PI--274--2022.html

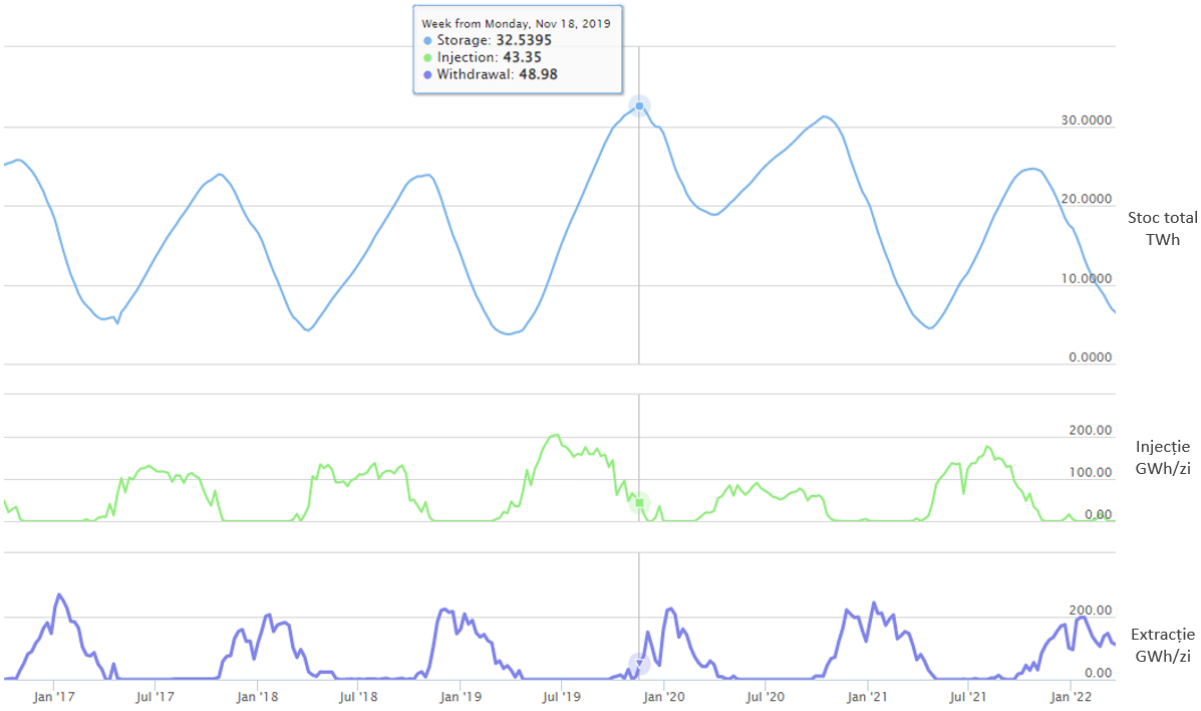
[28] Estimare bazată pe consumurile din ultimele trei ierni, folosind consumurile zilnice de pe site-ul public Transgaz: https://www.transgaz.ro/ro/clienti/informatii-operationale/fluxuri-fizice-realizate

[29] https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_22_1936

[30] https://agsi.gie.eu/#/graphs/RO

[31] Ibid.

Figură 12: Date privind înmagazinarea în depozitele din România (2018-2022)



Sursă: Aggregated Gas Storage Inventory

Scenariul sistării importurilor de gaze din Rusia

În cele ce urmează, vom analiza bilanțul fluxurilor estimate la nivel zilnic și total pentru perioada aprilie 2022 - martie 2023, subliniind capabilitatea României de a-și îndeplini obligațiile de înmagazinare și a traversa iarna 2022-2023 fără importuri de gaze din Federația Rusă, în ipoteza nivelului de stoc propus de Comisia Europeană. După cum am precizat deja, în cazul României, acest nivel ar fi de 26,4 TWh.

De asemenea, presupunem un stoc disponibil de 6 TWh la 1 aprilie 2022, dar și câteva zile de extracție în luna aprilie (în ipoteza unor cu temperaturi moderate, corelate cu nivelul extracției din luna aprilie a anilor trecuți[32]) și un consum de iarnă moderat, în linie cu consumurile înregistrate în anii trecuți[33] (cu un vârf de 650 GWh/zi la mijlocul lunii ianuarie 2023)[34], luând în calcul inclusiv repornirea consumatorilor industriali care și-au întrerupt activitatea în iarna care se încheie.

Nivelul de producție al perimetrelor actuale este presupus a fi într-un ușor declin[35], cu cca. 6% mai mic decât cel din urmă cu 12 luni. Cantitatea zilnică estimată a intra din perimetrele de producție actuale în SNT este, la 1 aprilie 2022, de 235 GWh/zi, ajungând, la 31 martie 2023, la 224 GWh/zi.

[32] Conform datelor de pe site-ul public Transgaz: https://www.transgaz.ro/ro/clienti/informatii-operationale/fluxuri-fizice-realizate

[33] Ibid.

[34] Trebuie menționat că au existat perioade de ger extrem cu consum total prin SNT de peste 700 TWh, însă am preferat un nivel mai redus, presupunând o iarnă asemănătoare cu ultimele două.

[35] Unul din cei doi mari producători de gaze naturale, OMV Petrom, a declarat că estimează pentru 2022 o producție mai mică decât cea din 2021: https://www.economica.net/productia-de-titei-si-gaze-a-petrom-va-scadea-accentuat-si-in-acest-an-profitul-va-fi-aproape-identic-cu-cel-din-2021-investitiile-cresc-masiv_570272.html

Începând de la 1 iulie 2022, am considerat că producția internă va fi suplimentată din perimetrul offshore Midia al Black Sea Oil and Gas (BSOG)[36], ale cărui fluxuri au fost, pentru simplificare, estimate la 20 GWh/zi încă din prima zi (deși cantitățile vor avea, probabil, o perioadă inițială de *ramp-up* de câteva zile): am menținut o abordare conservatoare, maximul tehnic comunicat de BSOG fiind de cca. 29 GWh/zi, corespunzând livrărilor anuale de 1 mmc/an (10,6 TWh/365 zile).

Am estimat un nivel zilnic al extracției care, în primele zile (la început de noiembrie 2022), este de 250 GWh/zi – am ales acest nivel mai „conservator" din dorința de a nu epuiza stocurile disponibile mai devreme de 31 martie 2023; debitul zilnic maxim al depozitelor ajunge până peste 300 GWh/zi, (conform datelor AGSI-GIE pentru Depogaz[37] și Depomureș[38]), însă doar când depozitele sunt 100% pline, când presiunile mari din subteran facilitează un asemenea nivel. De altfel, am încorporat și micșorarea naturală a debitului zilnic realizabil pe durata perioadei de extracție, micșorare cauzată tocmai de scăderea presiunii în urma reducerii stocului.

Nu în ultimul rând, am presupus și existența unor surse alternative de import (10,5 GWh/zi în perioada de injecție și 21 GWh/zi în perioada de extracție), prin rutele de import deja existente. Deși rutele considerate încă disponibile în situația limitării importurilor din Rusia (prin interconectările cu Bulgaria și Ungaria) tranzitează țări cu o dependență de import mai mare decât a României, care ar intra în competiție pentru importul din aceste surse alternative, scenariile alese nu au scopul de a reflecta o extremă a lipsei totale de importuri. Prin analiza calitativă efectuată pentru acest studiu, autorii au presupus că prin interconectările cu Bulgaria (Negru-Vodă I, capacitate 155 MWh/zi[39], și Giurgiu-Ruse, capacitate 27,5 GWh/zi[40]) și Ungaria (Csanadpalota, capacitate 77,5 GWh/zi[41]) ar exista disponibilitate pentru surse alternative de import la debitele menționate mai sus, chiar și în cazul întreruperii furnizării de gaz din Rusia.

Pentru simplificare, „perioada de injecție" se referă la aprilie 2022 - octombrie 2022 (214 zile), iar „perioada de extracție" la noiembrie 2022 - martie 2023 (151 zile).

În graficele de mai jos (Figura 13 și Figura 14), cantitățile reprezentate sunt cele transportate prin SNT, excluzând consumatorii alimentați direct din anumite perimetre de producție, care nu ar fi direct afectați de indisponibilitatea importului. Graficele nu includ nici importurile deja realizate în Q1 2022, însă este subînțeles că ele acoperă necesarul rămas. De asemenea, deși sursele și destinațiile sunt suprapuse pe grafice, nu trebuie dedusă dedicarea surselor pe destinațiile pe care se suprapun vizual – alocarea surselor de diverse proveniențe către diverse destinații depinde de strategia fiecărui participant la piață. Spre exemplu, din graficul de fluxuri zilnice nu trebuie înțeles că, în Q3 2022, importul alternativ a fost alocat exclusiv pe injecție.

Pentru îndeplinirea probabilei obligații de înmagazinare a României de 26,4 TWh, dificultatea evidentă este lipsa cantităților pentru acumularea unui asemenea stoc în perioada de injecție. Cei 9,8 TWh necesari pentru a completa întreg stocul necesar în depozite în timpul verii (Figura 14, stânga) echivalează cu o medie de 46 GWh/zi, simplificând, în fiecare din cele 214 zile ale intervalului aprilie - octombrie 2022, care ar „lipsi" pentru a ajunge la un stoc relativ consistent,

[36] https://www.blackseaog.com/ro/pe-scurt/

[37] https://agsi.gie.eu/#/historical/21X-DEPOGAZ-AGSI/RO

[38] https://agsi.gie.eu/#/historical/21X000000001300T/RO

[39] Conform capacităților afișate pe site-ul public Transgaz: https://www.transgaz.ro/capacitatea-tehnica-rezervata-%C5%9Fi-disponibila-pe-zi-si-istoric

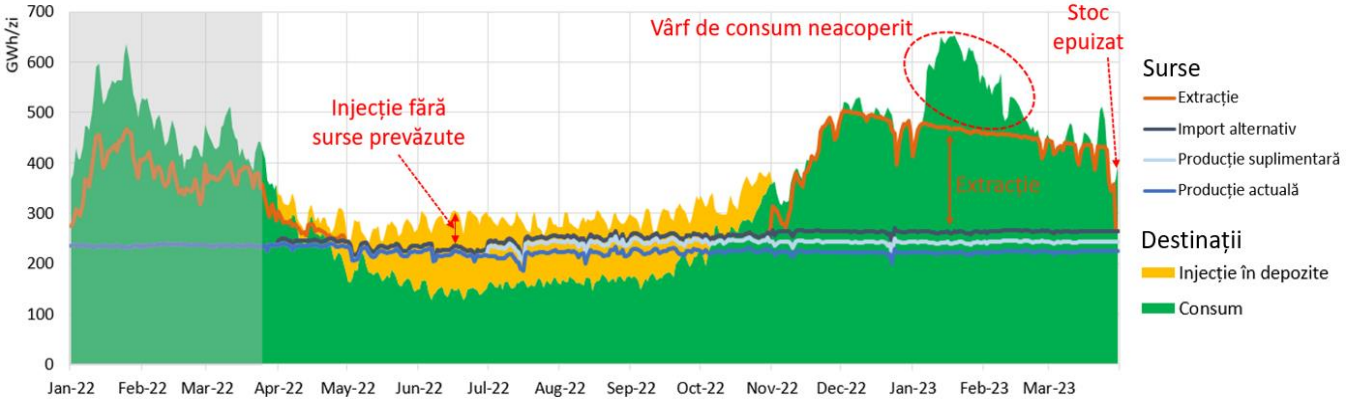
[40] Ibid.

[41] Ibid.

suficient pentru a acoperi o bună parte din consumul de iarnă. Mai mult, fiecare MWh din cei 46 GWh care ar ajunge să fie disponibil în piață, dar nu ar ajunge să fie și injectat, s-ar „reporta" ca necesar de injecție pentru zilele rămase. Într-un astfel de scenariu, dată fiind ținta ambițioasă de înmagazinare (cu 4,5 TWh mai mare decât cea estimată conform obligației ANRE), este indicat un comportament responsabil al participanților la piață, prin care să acumuleze din timp orice MWh disponibil, chiar și la prețuri ridicate, ignorând tentația beneficiilor unui arbitraj pe termen scurt, în favoarea siguranței în aprovizionare în iarna următoare.

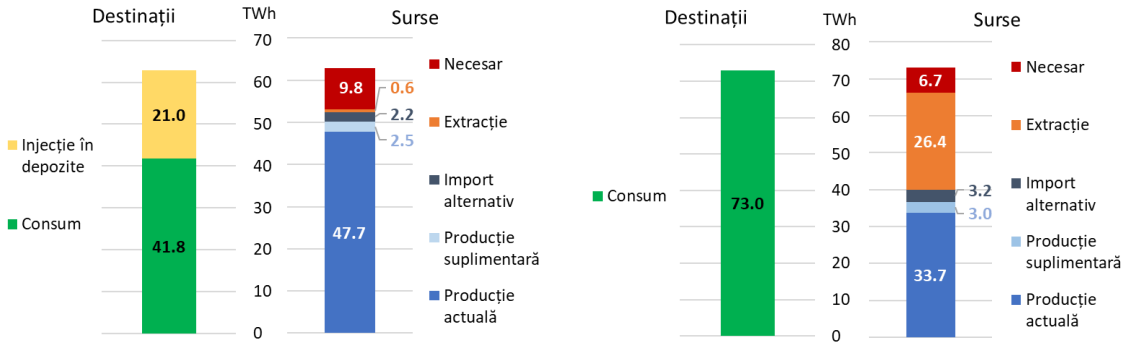
În sezonul rece (Figura 14, dreapta), deficitul de 6,7 TWh este provocat, în principal, de consumul rămas neacoperit, mai ales în vârful de frig din ianuarie. Deși extracția începe cu un debit de 250 GWh/zi, atât declinul natural al ratei maxime de extracție (pe măsura golirii depozitelor), cât și evitarea supra-extracției (pentru a nu epuiza timpuriu stocurile) împiedică acoperirea întregului consum la nivel zilnic în aceste două săptămâni. Un al doilea risc ar fi oprirea depozitelor din lipsă de stoc: într-adevăr, chiar și cu un debit zilnic maxim inițial de 250 GWh/zi, cei 26,4 TWh înmagazinați pot ajunge să fie epuizați înainte de finalul lunii martie. Prin urmare, se impune o întrebuințare judicioasă a stocului, pentru ca epuizarea lui să fie evitată, sau măcar amânată cât mai mult:

Figura 13: Fluxurile zilnice de gaze naturale din ianuarie 2022 – martie 2023



Sursă: Scenariu EPG, pornind de la istoricul zilnic

Figura 14: Cantitățile totale pentru perioada de injecție și perioada de extracție



aprilie 2022 – octombrie 2022 noiembrie 2022 – martie 2023

Sursă: valori agregate ale scenariului EPG din Figura 13, pornind de la istoricul zilnic

Notă: stocul la 1 noiembrie este de 6 TWh (1 aprilie) – 0,6 TWh (extracția din aprilie) + 21 TWh (injecția totală) = 26,4 TWh

Opțiuni de reducere a potențialului deficit de gaze

Scenariul de mai sus arată că României îi pot lipsi cca. 16,5 TWh de gaze naturale din import pentru perioada aprilie 2022 – martie 2023, un nivel în linie cu necesarul anual de import din anii anteriori[42]. Opțiunile pentru reducerea deficitului se rezumă fie la accesarea unor noi surse de gaze (producție autohtonă sau importuri), fie la reducerea consumului pe termen scurt.

Cu privire la opțiune a producției suplimentare (adițională față de cea presupusă prin perimetrul offshore Midia), potențiale opțiuni ar fi începerea sau creșterea producției din câmpuri onshore noi (spre exemplu, zăcământul deținut de Romgaz la Caragele în județul Buzău, cu rezerve estimate[43] de cca. 30 mmc), sau prin încurajarea investițiilor pe termen scurt în mărirea ratei de producție, sau redeschiderea perimetrelor onshore mai vechi – o opțiune mai puțin viabilă pe termen lung, însă potențial benefică, în contextul dat. Cu toate acestea, după cum este explicat în secțiunea 3, perspectivele extinderii producției autohtone pe termen scurt la o rată mai mare decât cea scăderii producției din ultimii ani nu sunt realiste.

O altă opțiune este importul din noi surse alternative, după cum am detaliat în secțiunea 4. După cum a fost argumentat, o strategie de reducere a riscurilor unui potențial deficit trebuie să se bazeze inclusiv pe diminuarea consumului, mai ales în jurul vârfurilor observate în Figura 13, dar și în perioada de injecție. În acest scop, „Planul de urgență pentru securitatea aprovizionării cu gaze naturale în România", pus zilele acestea în dezbatere de Ministerul Energiei[44], trebuie să prevadă măsuri de reducere a consumului la un nivel mai apropiat, sau egal, cu cel al surselor disponibile. Se disting trei mari categorii de măsuri în acest sens, discutate mai jos.

Reducerea consumului de gaze pentru încălzire

Agenția Internațională a Energiei (IEA) a sugerat deja că reducerea temperaturii ambientale din case poate contribui la evitarea consumului excesiv de gaze, estimând că reducerea cu 1°C are duce la economisiri de 10 mmc (echivalentul a 106 TWh) pentru întreaga Uniunea Europeană.[45] Recent, Ministrul Economiei din Germania a cerut publicului german să economisească energie acolo unde este posibil[46]. În cazul României, se poate estima grosier un potențial de reducere a consumului de gaze din centralele de apartament, cauzat de reducerea temperaturii ambientale de către consumatori. Nu aplicăm aceste estimări și la consumul de gaze pentru producerea agentului termic livrat prin sistemele de termoficare, date fiind problemele deja existente legate de furnizarea adecvată a căldurii prin aceste sisteme.

Clădiri rezidențiale

În 2020, erau 2,8 milioane de clădiri rezidențiale încălzite cu gaz prin centrale murale, majoritatea în zonele urbane. Presupunând că numai locuințele în zona urbană își permit scăderea temperaturii ambiente cu 1°C (2,3 milioane) și excluzând procentul de locuințe aflate în risc de

[42] Conform rapoartelor lunare ANRE: https://www.anre.ro/ro/gaze-naturale/rapoarte/rapoarte-piata-gaze-naturale

[43] https://www.forbes.ro/ministrul-energiei-romgaz-va-incepe-investitiile-la-zacamantul-de-la-caragele-din-buzau-probabil-in-2023-240156

[44] http://energie.gov.ro/transparenta-si-integritate/transparenta-decizionala-2/

[45] A 10-Point Plan to Reduce the European Union's Reliance on Russian Natural Gas (sharepoint.com)

[46] BBC News, 2022. Germany and Austria take step towards gas rationing - BBC News

sărăcie energetică[47] (10%[48]), se ajunge la 2,07 milioane de locuințe cu un consum total de gaze de aprox. 27 TWh pe an in 2020 (consum mediu de aprox. 13.000 kWh). Un raport al Comisiei Europene (2012) estimează un potențial de reducere al consumului de energie pentru România de 7% (pentru reducere de 1°C) și 14% (pentru reducere de 2°C), conducând la o economisire potențială de 1,9, respectiv 3,8 TWh.

Clădiri comerciale și publice

Fondul de clădiri comerciale și publice număra în 2020 aprox. 242.000 de clădiri (aprox. 5% din totalul fondului de clădiri), cu un spațiu total de 62 milioane m^2.[49] Dintre clădirile publice, un procentaj relativ mic sunt alimentate din sisteme de termoficare (2.308 din 76.813) – presupunem că procentajul este neglijabil și se aplică și la clădirile comerciale. În total, clădirile comerciale și publice cu centrale individuale au consumat 9 TWh de gaze naturale în 2020.

Dintre instituțiile publice, suprafețele cele mai extinse sunt ale instituțiilor educaționale (17,5 milioane m^2, 18.000 de clădiri, 28,2% din suprafața totală a clădirilor publice și comerciale). Presupunem că fondul de clădiri din sistemul de sănătate nu își poate modifica temperatura ambientală – de asemenea, numai 1% din acest fond de clădiri fusese renovat până în 2020[50]. Cele 7.500 de clădiri administrative ale României contribuie 13,5% din suprafața totală a clădirilor nerezidențiale. Dacă aplicăm aceleași economisiri potențiale pentru clădirile publice ca pentru cele rezidențiale, economisirile de gaze ar ajunge la 0,26 TWh pentru reducerea temperaturii centrale 1°C, și 0,52 TWh pentru reducerea temperaturii cu 2°C.

Dintre clădirile comerciale, magazinele sunt cele mai extinse după suprafață (20,83 milioane m^2, 33,6% din suprafața totală a clădirilor publice și comerciale). Întreprinderile comerciale tind să ia deciziile privind consumul de energie bazat pe factori economici[51], dar anumite comportamente pot fi încurajate pentru a reduce pierderile de căldură sau aer condiționat, de exemplu închiderea ușilor la magazine. Pentru campania *Close the Door* din Marea Britanie (2010) au fost identificate economisiri de consum de energie pentru două magazine, prin închiderea ușilor externe. Aceste economisiri au fost echivalente cu 5,4 MWh pe an per ușă externă, în medie economisiri de aprox. 20%[52]. Dacă se presupune că numai 10% din magazinele României își țin o singură ușă deschisă în timpul iernii și verii, închiderea lor ar duce la economisiri de aproximativ 51 GWh/an sau 0,05 TWh/an (considerând un factor de corecție pentru procentul economisit, pentru a reflecta potențialul mai mic de economisire în țări precum România, cu climă continentală mai severă decât Marea Britanie).

Spații goale în clădiri nerezidențiale

În România, există un număr relativ mare de spații rezidențiale și publice neutilizate, deși nu sunt date în acest sens. În 2016, se estima că peste 8,8 milioane de unități locative erau goale (17% din totalul de apartamente din acel an)[53], dar decizia de a încălzi aceste unități goale deja nu este

[47] Definit aici drept gospodăriile care nu se pot încălzi adecvat, conform EU-SILC.
[48] Eurostat - Data Explorer (europa.eu)
[49] 60096d5354394459864321.pdf (mdlpa.ro)
[50] http://dezvoltaredurabila.gov.ro/web/2021/05/21/strategia-nationala-de-renovare-pe-termen-lung/
[51] Behavioural Climate Change Mitigation Options (europa.eu)
[52] Microsoft Word - Interim Report.docx (closethedoor.org.uk)
[53] Economica.net - Câte locuințe din România stau goale - Economica.net

una economică, și probabil reducerea consumului de gaze în aceste spații nu ar genera economisiri semnificative.

Pe de altă parte, spațiile comerciale goale, sau cele care rămân goale o perioadă de timp fără întreruperea căldurii, ar putea genera economisiri de gaze naturale dacă furnizarea ar fi oprită. Potrivit unui studiu din 2014[54], centrele comerciale din România consumau aprox. 0,4 TWh pentru încălzire prin gaze naturale, petrol sau cărbune, bazat pe datele accesibile pentru 81 de centre. Dacă aceste spații sunt încălzite constant în timpul iernii (date în acest sens nu există), oprirea căldurii timp de 8 ore pe zi (când centrele nu sunt deschise) ar economisi în jur de 0,06 TWh/iarnă. Cu toate acestea, în lipsa datelor acest potențial este dificil de stimat cu exactitate.

Utilizarea combustibililor alternativi în anumite termocentrale

La începutul anului 2022, capacitatea netă instalată de producere a energiei electrice pe bază de gaze naturale era de 1.729 MW[55]. În primele 11 luni ale anului 2021, o cantitate de 10 TWh de energie termică a fost produsă pentru livrare, din care 7,22 TWh în cogenerare[56]. Conform unui raportul IEA[57], o soluție rapidă (deși nesustenabilă pe termen lungă) pentru a reduce consumul de gaze este trecerea pe cărbune (sau păcură) la centralele pe gaze care au această capabilitate, sau pornirea centralelor pe cărbune neoperaționale.

Conform versiunii în vigoare a „Planului de urgență pentru securitatea aprovizionării cu gaze naturale în România”[58], cinci centrale electrice de termoficare (CET) sunt etichetate drept „consumatori întreruptibili de siguranță” – mai precis, cărora le-ar putea fi oprită furnizarea gazelor în cazul unei crize de aprovizionare. Acestea sunt Electrocentrale București (Elcen), Electrocentrale Constanța, Electrocentrale Galați (momentan sistat), Colterm Timisoara și Termoficare Oradea. Potrivit Planului, toate aceste centrale au capabilitatea de a trece de pe gaz natural pe păcură drept combustibil[59]. De exemplu, centralele Elcen CET Sud, Progresu și Grozăvești din București funcționează deja cel puțin parțial pe păcură în instalațiile de bază și de vârf. Grosier, presupunând că CET-urile întreruptibile generează energie electrică și termică cu aceeași eficiență ca restul CET-urilor, trecerea completă de pe gaze naturale pe păcură a consumatorilor întreruptibili de siguranță ar putea economisi un sfert din gazul utilizat în prezent pentru energia electrică și termică din țară. În cifre absolute, aceasta ar însemna o reducere a consumului de gaz cu 7.8 TWh pe an.

Cu toate acestea, folosirea păcurii sau a cărbunelui (în cazul Centralei Timișoara Sud de la Colterm) în loc de gaz natural este mai mult o soluție de avarie și nu poate fi aplicată pe întreg anul, ci maxim câteva săptămâni la rând, și nu la întreaga capacitate a termocentralelor. De exemplu, la CET Progresu (Elcen), în ianuarie 2021 a fost pus în funcțiune un cazan de apă fierbinte funcționând exclusiv pe păcură, din cauza unei avarii la instalațiile principale[60].

---

[54] (PDF) Shopping malls features in EU-28 and Norway. Report elaborated under the FP7 project CommONEnergy: Re-conceptualising shopping malls from consumerism to energy conservation (researchgate.net)

[55] https://www.transelectrica.ro/web/tel/productie

[56] https://www.anre.ro/ro/energie-electrica/rapoarte/rezultate-monitorizare-piata-energie-electrica/20211623651617

[57] https://www.iea.org/reports/a-10-point-plan-to-reduce-the-european-unions-reliance-on-russian-natural-gas

[58] Planului de Urgență, aprobat prin HG 32/2019: https://legislatie.just.ro/Public/DetaliiDocumentAfis/211616

[59] Ibid, Anexa II B.

[60] Poluare controlată. ELCEN a pornit instalațiile pe păcură de la C.E.T. Progresu - Buletin de București

Dacă presupunem o înlocuire mai realistă a capacității pe gaze cu păcură de 80%, și funcționare timp de 4 săptămâni pe an, economisirile ajung doar la 0,48 TWh/an. În orice caz, lista de CET-uri capabile de a trece pe combustibili, alcătuită în 2019, trebuie urgent actualizată pentru a confirma capacitățile electrice cărora li s-ar putea întrerupe furnizarea de gaze naturale în eventualitatea unei crize, și deficitul de aprovizionare pe care l-ar putea acoperi.

Opțiunea de a opri funcționarea centralelor pe gaze naturale și a reporni centralele sistate cu capabilitatea de a opera pe cărbune sau păcură este un demers dificil pentru România, având în vedere stadiul actual al multor dintre aceste centrale sistate. Spre exemplu, CET Galați (capacitate 375 MW instalată), poate utiliza păcura drept combustibil, însă activele companiei (Electrocentrale Galați) vor fi licitate începând din mai 2022, iar repornirea centralei va dura trei luni cel puțin[61]. De asemenea, pentru o eventuală repornire, unele grupuri energetice din cadrul Complexului Energetic Oltenia ar trebui să își reînnoiască avizele de mediu și tehnice[62], iar unele centrale sunt în nevoie serioasă de retehnologizare pentru a putea funcționa. Din aceste motive, o astfel de opțiune nu este luată în considerare în acest raport

Reducerea consumului marilor consumatori industriali

O altă opțiune pentru reducerea unui potențial deficit de gaze este reducerea sau întreruperea furnizării de gaze către anumiți consumatori. Aceasta s-ar putea întâmpla pe baza acordurilor de întreruptibilitate voluntară încheiate în prealabil, prin care în schimbul unei compensații, anumiți consumatori și-ar reduce/întrerupe consumul în caz de necesitate, la notificarea operatorului de transport. În ultimă instanță, acoperirea deficitului s-ar putea realiza prin reducerea fluxurilor către clienții neprotejați, care trebuie să fie identificați ca atare și informați cu privire la măsurile care îi pot viza.

În 2020, consumatorii industriali ai României au consumat 25,9 TWh de gaze naturale pentru energia necesară proceselor industriale și 5,3 TWh de gaze naturale folosite drept materie primă. Se disting mari consumatori din industria produselor chimice, metalurgiei (feroase și neferoase), produselor minerale non-metalice (inclusiv ciment) și produselor alimentare, băuturilor și tutunului (vezi Capitolul 2 al acestui studiu). Dintre acești mari consumatori, unii au fost desemnați drept consumatori industriali întreruptibili de siguranță – cei care operau în 2021 sunt Dacia Mioveni și Azomureș[63]. Azomureș, care în mod normal consumă aprox. 9,26 TWh pe an și-a suspendat producția în 2021 din cauza prețurilor gazului natural[64], nefiind clar când își va reîncepe producția. Dacia Mioveni și-a suspendat activitatea, timp de 33 de zile (nu consecutive) la data ultimei raportări (24 septembrie 2021) – nu din cauza prețurilor gazelor, ci a problemelor de aprovizionare cu semiconductori[65].

[61] Electrocentrale Galați, care poate produce dublul energiei necesare Combinatului, scoasă la vânzare pentru 23 milioane de euro - Viața Liberă Galați (viata-libera.ro)

[62] Spre exemplu, avizele eliberate de către Inspecția de Stat pentru Controlul Cazanelor, Recipientelor sub Presiune și Instalațiilor de Ridicat.

[63] Electrocentrale Galați, pe lista neagră a Guvernului. În caz de criză pe piața gazelor, alimentarea îi poate fi oprită | adevarul.ro

[64] Azomures. Press release | Azomures.com

[65] Romanian carmaker Dacia suspends production again for lack of semiconductors | Romania Insider (romania-insider.com)

Alți consumatori industriali de gaze care nu fac parte din lista consumatorilor întreruptibili de siguranță sunt Alro Slatina, Ford, Alum, Chimcomplex, Liberty Steel și producătorii de ciment precum HeidelbergCement, Holcim și CRH. Unii dintre aceștia simt deja impactul creșterii prețului energiei. ALRO Slatina a început, în ianuarie 2022, procesul de închidere a 60% din producția de aluminiu, afectând și producția de la Alum Tulcea[66,67]. Având în vedere proiectele de autogenerare propuse de firmă, este un moment oportun pentru a investiga producția internă de energie din surse regenerabile[68].

În martie 2022, Chimcomplex a anunțat reducerea producției atât la platforma Borzești, cât și la Râmnicu Vâlcea. Compania alege să își concentreze atenția pe fabricarea produselor pentru care este necesar un consum redus de energie, minimizându-și dependența de gaz[69]. Nu există date public accesibile pe consumul de gaze al acestor consumatori.

Închiderea sau reducerea producției industriale a României nu este o soluție sustenabilă pentru a reduce consumul de gaze, dar pentru orice strategie de reducere a dependenței de gazele din Rusia, trebuie avut în vizor impactul prețurilor energiei asupra marilor consumatori. Pe de o parte, reducerea activității acestor consumatori trebuie cuantificată în TWh de consum de gaze naturale evitat, iar termenul de suspendare sau reducere a producției clarificat, pentru a estima corect necesarul de gaze naturale pentru industrie pe termen scurt. Măsuri precum închiderea sau reducerea temporară a activității, de exemplu pe durata perioadei de injecție, trebuie analizate cu atenție și implementate cu termeni foarte clari, mai ales având în vedere potențialele alternative pentru materii prime (de exemplu, hidrogenul verde pentru producerea de îngrășăminte chimice).

Pe de altă parte, este posibil ca pentru acești mari consumatori să fie cu atât mai necesară intensificarea importului de gaze din alte țări (excluzând Rusia) pentru a diminua cât mai mult impactul economic și social cauzat de creșterea prețurilor energiei. De asemenea, în eventualitatea unui deficit de gaze naturale afectând producătorii industriali, va fi necesar un plan de gestionare tip „alertă timpurie" pentru a controla impactul asupra acestor producători, precum cel anunțat recent de Germania și Austria[70].

În concluzie, în lipsa ipotetică a importurilor de gaze naturale din Rusia, asigurarea consumului de gaze și a unui stoc minim de siguranță de 80% din capacităților de înmagazinare va fi o provocare pentru România pe termen scurt, generând un necesar de 26,4 TWh la nivel național. Conform asumpțiilor scenariului prezentat în acest capitol, acest necesar poate fi acoperit în anul 2022-2023, în parte, de începerea iminentă a producției din zăcământul Midia (5,5 TWh/an) și de importuri alternative prin rutele de import existente din Ungaria și Bulgaria (5,4 TWh/an).

Deficitul de gaze rămas chiar și cu aceste surse noi sau alternative de producție și import, nu este unul neglijabil, ajungând la 16,5 TWh (Tabel 2). Unele măsuri de reducere a consumului pot avea un impact imediat pentru acoperirea parțială a acestui deficit. Economiile realizate prin implementarea soluțiilor de avarie în centralele pe gaze naturale (trecerea pe păcură), împreună

[66] Alro se plânge că trebuie să închidă producția din cauza prețului energiei, iar compania este controlată de miliardarul rus Vitali Matchitski. De ce nu aduce energie din Rusia, țară care beneficiază de toate creșterile prețurilor? (zf.ro)

[67] Alro intră în criză sub presiunea prețurilor la energie. Lider de sindicat: „Deja am început procesul de închidere. În primă fază vom diminua producția cu 60%." Conducerea încă nu are un comentariu (zf.ro)

[68] Getica reia furnizarea energiei către Alro | Focus Energetic (focus-energetic.ro)

[69] Chimcomplex reduce producția, anunță posibile disponibilizări - energynomics.ro

[70] BBC News, 2022. Germany and Austria take step towards gas rationing - BBC News

cu posibile realizări de economii prin reducerea cererii de încălzire în clădiri, generează în total economisiri de 2,7-4,9 TWh, lăsând 11,6-13,7 TWh de deficit. Acest deficit final ar putea fi acoperit sau din surse suplimentare de import (conform secțiunii 4, acestea ar putea fi puțin probabile), sau din reducerile sau închiderile voluntare ale marilor consumatori industriali, pe baza unor acorduri de întreruptibilitate.

Tabel 2: Acoperirea deficitului de gaze în cazul sistării importurilor din Rusia

Parametri	Volum de gaze (TWh/an)
Necesar de gaze în scenariul sistării importurilor din Rusia	26,4
Surse adiționale de producție internă	5,5
Surse alternative de import	5,4
Economisiri din activarea combustibililor alternativi	0,48
Economisiri din reducerea consumului pentru încălzire	2,26 – 4,41
Deficit rămas de acoperit din surse alternative suplimentare și reducerea consumului industrial	11,61 – 13,76

Sursă: estimări EPG

Este posibil ca unii dintre acești producători să decidă unilateral întreruperea sau reducerea producției, din cauza prețurilor ridicate ale gazelor naturale. Scăderea deja existentă a producției industriale, și implicit a consumului industrial de gaze, ar putea acoperi deficitul rămas de 11,6-13,8 TWh/an (doar Azomureș consumă aproximativ 9,6 TWh/an), însă bazarea securității energetice pe această scădere sau pe existența marilor consumatori întreruptibili de siguranță nu este o soluție sustenabilă. Nu în ultimul rând, repornirea centralelor electrice sau de cogenerare pe cărbune pentru a acoperi deficitul de electricitate din gaze naturale nu este aplicabilă, dat fiind nevoile de retehnologizare și refacere a avizelor necesare funcționării acestor centrale.

7. Eliminarea completă a importurilor de gaze până în 2030

Pe termen mediu, cea mai sigură metodă de eliminare a dependenței de importuri de hidrocarburi provenit din Federația Rusă este reducerea consumului de combustibili fosili în întreaga economie, inclusiv a gazului natural. Chiar și în cazul diversificării surselor, ultimele luni au demonstrat riscurile și vulnerabilitățile unei expuneri la volatilitatea prețurilor și disponibilității volumelor de gaze naturale de import. Eliminarea treptată a utilizării combustibililor fosili este un obiectiv aliniat cu planurile climatice ale Uniunii Europene, care presupun atât reducerea consumului de energie primară, cât și tranziția către surse de energie cu emisii reduse de GES.

Măsurile adoptate în următorii ai trebuie să fie deja alinate cu traiectoriile de emisii care ating neutralitatea climatică în 2050. Planul REPowerEU, propus de Comisia Europeană[71], oferă o serie de măsuri care ar trebui implementate până în 2030 pentru înlocuirea totală a importurilor de gaze naturale din Federația Rusă. Și acest document se bazează pe premisa că cea mai sigură metodă de reducere a dependenței de importuri de gaze și de protecție împotriva șocurilor de preț este accelerarea tranziției verzi pentru înlocuirea combustibililor fosili. Acest plan se adaugă la măsurile propuse în pachetul legislativ Fit for 55, implementarea căruia ar duce deja la reducerea consumului de gaz cu 30% până în 2030.

Astfel, REPowerEU prevede o triplare a capacităților de energie regenerabilă instalate la nivelul UE până în 2030, însemnând că țintele prevăzute în pachetul Fit for 55 devin un punct obligatoriu de plecare, la care se adaugă încă 80 GW de regenerabile pentru producere hidrogenului curat. Pentru România, ar însemna o țintă de regenerabile de 38%, care se traduce într-o capacitate totală de energie regenerabila de aproximativ 14 GW în 2030, împărțită în mod egal între capacități solare și eoliene[72]. REPowerEU mai prevede dublarea obiectivului la nivelul UE pentru producția biometanului, care ar ajunge 35 mmc/an pană în 2030[73], precum și o suplimentare a producției de hidrogen regenerabil cu 15 mt/an (în plus față de cei 5,6 mt/an deja planificați), care ar reduce consumul de gaze naturale cu încă 25-50 bcm.

În această secțiune EPG propune o serie de măsuri aliniate cu planurile europene, care ar duce la o reducere a consumului de gaze naturale în România cu 46,6 TWh pe an în 2030, comparativ cu un volum de importuri de 23 TWh în 2020. Astfel, consumul României s-ar putea reduce cu peste 40% în următorii 8 ani, acoperind atât importurile curente cât și ritmul natural de depletare a exploatărilor curente. La un preț de €90/MWh[74] ar rezulta într-o reducere a cheltuielilor pentru achiziționarea gazelor naturale și a certificatelor de CO_2 de €4,43 miliarde pe an în 2030 (dintre doar €237 milioane ar fi economisiți din reducerea necesarului de certificate de CO_2).

[71] https://energy.ec.europa.eu/repowereu-joint-european-action-more-affordable-secure-and-sustainable-energy_en

[72] https://nkro22cl16pbxzrpzy39bezk-wpengine.netdna-ssl.com/wp-content/uploads/2021/10/Aurora-EU-ETS-Report-Preserving-competitive-European-Industry-Power-Prices.pdf

[73] Cu toate acesta, este dificil de crezut că aceste cantități de biometan ar putea fi produse într-un mod sustenabil. În prezent în UE sunt produși în total aproximativ 2 bcm, jumătate din care provin din digestoare anaerobe care utilizează culturi agricole dedicate. Cu toate acestea, după cum arată un studiu ICCT, doar biometanul produs din deșeuri și reziduuri animale și agricole are emisii GES aproape zero sau chiar negative. Biometanul produs din alte surse nu poate fi considerat neutru din punct de vedere climatic. Astfel, după cum arată același studiu, cel mult 15 mmc/an de biometan sustenabil ar putea fi produși în UE până în 2030, nu 35 conform propunerii Comisiei Europene. Având în vedere acest considerent și faptul că în România nu se produc cantități semnificative de biogaz sau biometan în prezent, acesta nu este luat în calcul drept o soluție înainte de anul 2030 în acest raport.

[74] Prețurile actuale ale gazelor naturale tranzacționate pe TTF sunt de peste €100/MWh.

Hidrogen verde pentru sectorul industrial

Una dintre cele mai eficiente căi de reducere a consumului de gaz natural în sectorul industrial constă în înlocuirea producției de hidrogen obținut prin reformarea gazului natural cu hidrogen verde, obținut prin electroliză alimentată de surse de energie regenerabilă. În momentul de față nu luăm în considerare aplicațiile industriale unde gazul natural este utilizat în mod direct, dar pe termen lung (după 2030), este nevoie de înlocuirea acestuia prin electrificare directă unde este posibil, respectiv hidrogen, amoniac și metanol obținute din surse regenerabile.

Conform estimărilor dintr-un studiu EPG[75], care arată că România are un potențial foarte bun pentru producerea hidrogenului curat la costuri mici pe baza disponibilității potențialului regenerabil, consumul anual de hidrogen în industrie la nivel național este de 184.500 tone, acesta fiind produs în totalitate în momentul de față din gaz natural. Pentru a produce aceeași cantitate de hidrogen verde, este nevoie de instalarea unei capacități de electroliză de 1.750 MW, cu un consum anual de energie electrică de 8,85 TWh. Considerând ca aceasta energie va fi produsă în mod egal din surse solare și eoliene, rezultă necesitatea unor capacități dedicate de 2,8 GW solar, respectiv 1,4 GW eolian, considerând factorii de capacitate medii pentru România. Necesarul de investiție pentru electrolizoare este de aproximativ €656 milioane de euro, luând în calcul tehnologia de tip PEM (Proton Exchange Membrane) și un CAPEX de €350/kW.

Planul Național Integrat pentru Energie și Schimbări Climatice (PNIESC) aprobat în 2021 nu prevede instalarea de capacități regenerabile pentru electrificarea sectorului industrial, așadar capacitatea de 4,2 GW din surse solare și eoliene este necesar a fi adițională celor 6,9 GW prevăzuți a fi construiți până în 2030 la nivel național. Totalul de 11,1 GW de capacități solare și eoliene necesar a fi instalate până în 2030 este în linie cu recomandarea Comisiei Europene care menționează că doar pentru a atinge țintele prevăzute în pachetul Fit for 55, România va trebui să instaleze 5,5 GW de capacități solare, respectiv 4 GW de capacități eoliene onshore, la care se adaugă capacități adiționale pentru producerea de hidrogen verde.

Înlocuirea producției de energie electrică din gaze naturale

În sectorul de generare a energiei electrice reducerea dependenței de gazele din Rusia se poate face prin creșterea nivelului de ambiție și accelerarea investițiilor în capacități regenerabile de producere a energiei. Astfel, având în vedere instrumentele de finanțare de care beneficiază, precum și interesul capitalului privat, România trebuie să își propună devansarea unei părți a investițiilor planificate pentru finalul decadei, iar pentru aceasta este nevoie de propunerea și construirea rapidă de noi linii de transport a energiei, precum și de simplificarea proceselor de autorizare a proiectelor pentru a pune în valoare avantajul surselor regenerabile de a avea cel mai rapid timp de instalare.

Energia nucleară poate avea o contribuție semnificativă pe termen lung, dar rolul acesteia nu poate să crească până în 2030, atât unitățile modulare de tip SMR anunțate, cât și eventualele unități 3 și 4 intrând în sistem ulterior. Din contra, faptul că unitatea 1 va fi retrasă pentru lucrări de retehnologizare pentru doi ani începând cu 2026 creează o vulnerabilitate la nivel securității

[75] https://www.enpg.ro/wp-content/uploads/2021/12/Clean-Hydrogen-in-Romania-Study-1.pdf

energetice pentru această perioadă, reprezentând încă un argument pentru devansarea instalării de noi capacități regenerabile.

Accelerarea investițiilor în energia eoliană offshore reprezintă, de asemenea, o soluție pentru reducerea consumului de gaz natural, în special în alte sectoare cum ar fi industria și încălzirea. Durata medie de realizarea a proiectelor este de șapte ani în acest domeniu, ceea ce, considerând un grad de ambiție ridicat în ceea ce privește planificarea spațiului maritim și realizarea infrastructurii portuare și de transport a energiei, face fezabilă contribuția energiei eoliene offshore spre finalul decadei.

Energia produsă de noile capacități regenerabile poate înlocui energia electrică produsă de capacitățile termice pe gaz natural ce nu funcționează în cogenerare, în special în momentele în care acestea funcționează în bandă, ceea ce ar permite limitarea drastică a consumului de gaz natural în acest sector în perioadele în care nu este nevoie de generare căldură, între lunile aprilie și octombrie, și implicit stocarea acestuia.

În momentul de față termocentralele ce produc doar energie electrică au un consum anual de 11 TWh de gaz pentru o producție anuală de 6,6 GWh. Considerând factorii de capacitate medii pentru România, aceste centrale pot fi înlocuite de capacitate solară instalată de 2,1 GW și una eoliană de 1,1 GW, considerând egal aportul acestora.

Pentru a adresa variabilitatea producției de energie din surse regenerabile și a contribui la flexibilitatea și reziliența sistemului energetic, este necesară instalarea de capacități de stocare distribuite - baterii. În cadrul studiului am luat în calcul instalarea de capacități de stocare a energiei cu o putere instalată echivalenta cu 20% din totalul capacităților regenerabile noi prevăzute în PNIESC plus cei 3,2 GW necesari a fi instalați adițional pentru înlocuire termocentralelor pe gaz fără cogenerare[76]. În total, ar fi necesare investiții în instalații de stocare totalizând 2 GW, cu o capacitate de înmagazinare de 4 GWh, similare cu cele prevăzute în PNRR. Luând în calcul un CAPEX de €300/kWh[77], investiția necesară în capacități de stocare este de aproximativ €1,2 miliarde.

Instalarea pompelor de căldură pentru încălzirea gospodăriilor

Unul dintre sectoarele unde se poate reduce consumul de gaz fosil în mod semnificativ este cel de încălzire a clădirilor rezidențiale prin centrale murale, unde în momentul de față se consumă 41 TWh de gaz. Electrificarea acestui sector reprezintă nu numai cea mai eficientă soluție de reducere a emisiilor de gaze cu efect de seră, dar și pentru reducerea consumului de gaz, iar acest lucru se poate realiza prin adopția la scară largă a pompelor de căldură, împreună cu măsuri de eficientizare energetică a clădirilor.

Măsura propusă în acest studiu constă în instalarea a un milion de pompe de căldură, care vor înlocui 1 milion de centrale termice individuale ce folosesc în acest moment gaz fosil. Din acestea, 700.000 ar fi de tip aer-aer cu o eficiență medie de 250%, mai ieftine și mai ușor de instalat, pretabile și pentru apartamente din zonele urbane. Restul de 300.000 de pompe de căldură ar fi

[76] În planificarea utilizării instrumentelor de finanțare generoase de care dispune sectorul energetic din România, autoritățile iau în considerare instalarea capacităților de stocare într-un procent de 20% din capacitățile regenerabile noi, o parte din acestea fiind deja prevăzute prin PNRR.

[77] https://www.nrel.gov/docs/fy21osti/79236.pdf

de tip sol-apă/aer, mai eficiente (350%), dar care necesită operațiuni de foraj la diferite adâncimi. Acestea pot fi utilizate atât urban și extraurban, în special pentru locuințe mono-familiale. Necesarul de electricitate pentru alimentarea acestor pompe de căldură este de 3,6 TWh și ar proveni în mod egal din surse regenerabile solare și eoliene. Astfel, capacitatea necesar a fi instalată de surse regenerabile pentru alimentarea celor un milion de pompe de căldură este 1,15 GW solar și 0,6 GW eolian.

Eficiența economică a utilizării pompelor de căldură crește în cazul instalării acestora în clădiri eficiente din punct de vedere energetic. Astfel, am luat în calcul și reducerea consumului de energie realizat prin eficientizarea energetică a 450.000 locuințe ce utilizează centrale termice individuale, practic jumătate din clădirile care ar trebui renovate până în 2030 daca luăm în considerare o rată de renovare de 2% pe an. Câștigul de eficiență considerat este de 50%.

Astfel, prin înlocuirea centralelor murale cu un milion de pompe de căldură alimentate de electricitate obținută din surse regenerabile și eficientizarea energetică a 450.000 locuințe, se poate disloca un consum de 10.1 TWh de gaz fosil. Costul total al instalării pompelor de căldură este de €4,2 miliarde, la care se adaugă aproximativ €1,1 miliarde pentru capacitățile regenerabile necesare și €18,8 miliarde pentru lucrările de eficientizare energetică[78].

Tabel 3: Măsurile propuse pentru eliminarea importurilor de gaze

Măsură	TWh gaz înlocuiți anual	Investiție totală (EUR)	Cost/TWh gaze înlocuite (EUR)
Înlocuirea termocentralelor pe gaz fără cogenerare cu surse regenerabile și capacități de stocare	11	3.432.696.673	312.063.334
Pompe de căldură (inclusiv capacități regenerabile)	14,60	5.452.144.481	373.434.553
Eficiență energetică		18.816.000.000	
Înlocuirea hidrogenului fosil din industrie cu hidrogen verde	21	3.642.333.931	173.444.473

Sursă: calcule EPG

Cumulând cele trei măsuri propuse, pentru reducerea consumului de gaz cu 46,6 TWh pe an până în 2030, ar fi necesară instalarea a 6 GW de capacități PV, 3,1 GW de capacități eoliene, 1,2 GW de capacități de stocare, un milion de pompe de căldură, 1,75 GW de electrolizoare PEM și o rată de renovare a clădirilor de 2% pe an. Costul total de investiție ar fi de aproximativ €31,3

[78] Calculat pe baza formulei utilizate într-un studiu precedent al EPG disponibil aici: https://www.enpg.ro/the-sustainable-transition-of-gorj-county/

miliarde, dintre care €18 miliarde doar pentru renovarea a 450 de mii de locuințe încălzite în acest moment cu centrale murale pe gaze naturale. Pentru capacitățile de generare de energie electrică din surse regenerabile ar fi necesare aproximativ €6,4 miliarde.

Este evident că aceste costuri de investiție pot fi acoperite doar din economiile de utilizare a gazelor naturale (în valoare de €4,43 miliarde pe an în 2030) care ar fi realizate dacă măsurile propuse ar fi implementate.

Cele trei măsuri propuse în acest studiu trebuie implementate în paralel pentru a atinge reducerea dependenței de importurile de gaz natural din Federația Rusă. Deși sunt investiții cu profiluri diferite, dificil de echivalat, din punct de vedere economic, al costului de investiții necesar evitării unui TWh de gaz importat, cea mai eficientă este investiția în înlocuirea hidrogenului fosil din industrie cu hidrogen verde, urmată de cea în înlocuirea termocentralelor pe gaz fără cogenerare cu surse regenerabile și capacități de stocare. Cea mai costisitoare din acest punct de vedere este investiția în pompe de căldură și eficiență energetică, dar acest lucru se datorează în special costului ridicat al lucrărilor de renovare și trebuie luat în considerare faptul că beneficiile acestora depășesc strict reducerea dependenței de gaz importat, ducând și la îmbunătățirea drastică a calității condițiilor de locuire și la stimularea activității economice.

8. Rolul gazelor naturale în 2050

România și-a asumat oficial o reducere a emisiilor de GES cu 43.9% până în 2030 în sectoarele acoperite de schema ETS de comercializare a certificatelor de emisii de gaze cu efect de seră (producerea energiei electrice, marii consumatori industriali și transportul aviatic intracomunitar) și cu 2% pentru activitățile acoperite de regulamentul privind partajarea eforturilor (transporturile, clădirile și unele instalații industriale mai mici), comparativ cu 2005. Aceste ținte au fost stabilite ca parte a eforturilor europene de a reduce emisiile cu 40% până la finalul acestui deceniu. Trebuie menționat că actuala țintă a fost agreată înaintea lansării Pactului Verde European, care a dus obiectivele de emisii la un alt nivel. Legea Uniunii Europene a Climei adoptată în anul 2020, presupune atingerea neutralității din punct de vedere al emisiilor de GES până în 2050. Astfel, emisiile care nu vor putea fi complet eliminate vor trebui compensate cu capcane de carbon până la mijlocul secolului. Acest obiectiv va presupune eliminarea aproape completă a utilizării combustibililor fosili și electrificarea economiei, bazată pe generarea de energie electrică din surse fără emisii de carbon.

Pentru a înțelege mai concret ce presupune acest proces pentru România, această secțiune prezintă rezultatele unui exercițiu de modelare efectuat pe mai multe scenarii de decarbonare în care România ar atinge neutralitatea climatică până în 2050. Modelarea a fost realizată folosind instrumentul X-Calc (numit de asemenea *2050 Pathways Explorer*)[79], dezvoltat de CLIMACT (Belgia) și calibrat și adaptat pentru România de către EPG. Modelul este comprehensiv și dinamic, efectuând simulări simulate pentru toate statele Uniunii Europene pe baza unor conexiuni complexe între diferite sectoare și diferiți vectori energetici. Sunt luate în calcul inclusiv alegerile comportamentale individuale, stilul de viață, evoluțiile demografice, inovarea tehnologică, prognozele economice, prețurile produselor și diferite niveluri de ambiție pentru sectoarele industrie, transport, clădiri, agricultură și utilizarea terenurilor.

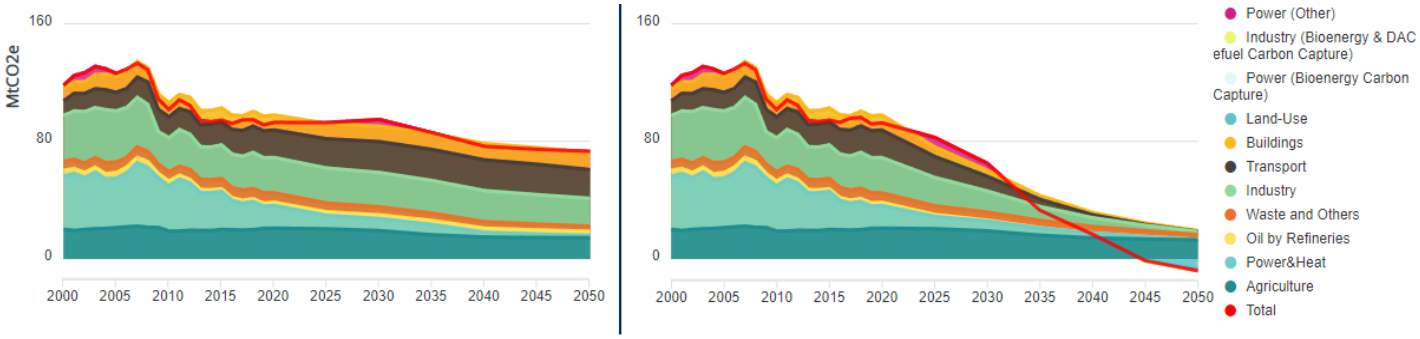
Cu ajutorul acestui instrument, EPG a dezvoltat trei scenarii de decarbonare până în 2050 care ating neutralitatea climatică și sunt astfel compatibile cu atingerea obiectivului Acordului de la Paris de limitare a încălzirii temperaturilor medii globale la 1,5°C[80]. În această secțiune va fi prezentat scenariul optim recomandat de EPG, care îmbină asumpții ambițioase dar fezabile atât cu privire la schimbări generale de comportament în rândul populației (dietă, *pattern*-uri de mobilitate, dimensiunea spațiului locuibil, gestionarea deșeurilor, etc.), cât și legate de progrese tehnologice (energie regenerabilă, electroliză, captarea carbonului, electromobilitate, etc.).

După cum se poate observa în graficele următoare, scenariul EPG ar atinge neutralitatea din punct de vedere ale emisiilor de GES, comparativ cu un scenariu *business-as-usual*, care ar duce doar la reduceri moderate de emisii în următoarele decenii.

[79] Vezi: www.pathwaysexplorer.org

[80] Un studiu extensiv va fi publicat în curând de EPG, oferind detalii suplimentare despre fiecare scenariu analizat.

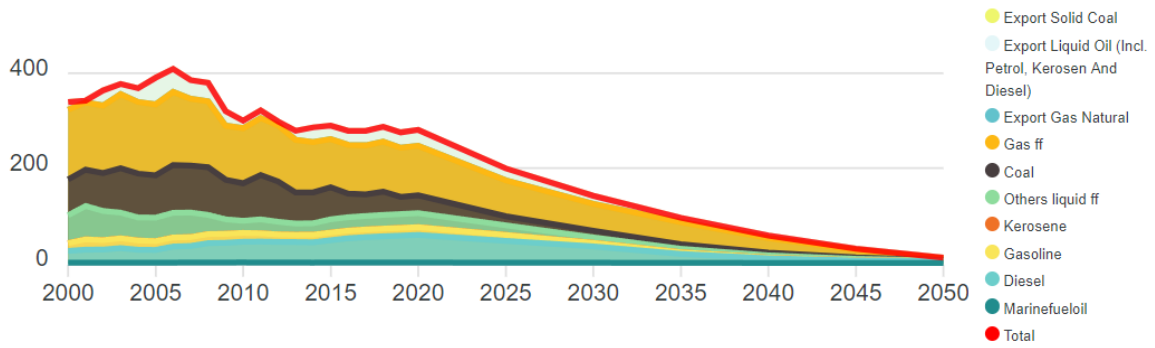
Figura 15: Evoluția emisiilor de GES în scenariul de referință (stânga) și scenariul optim EPG (dreapta)



Sursă: Climact, 2050 Pathways Explorer, calcule EPG

Așadar, ar fi necesară reducerea emisiilor rezultate din producerea energiei cu 36 $MtCO_2e$ și cu încă 20 $MtCO_2e$. în sectorul industrial (față de 41 respectiv 22 $MtCO_2e$ în anul 2015). Emisiile aferente sectorului clădirilor ar trebui reduse la mai puțin de 2 $MtCO_2e$, față de 9,4 $MtCO_2e$ în 2015. În contextul acestui raport, este important de înțeles ce înseamnă aceste reduceri pentru utilizarea gazelor naturale în sectoarele discutate până acum. În general, consumul de gaze naturale s-ar reduce cu peste 90%, utilizarea acestuia rămânând marginală în câteva activități industriale și pentru încălzirea unor locuințe, conform rezultatelor modelării. Următoarele secțiuni explică transformările prevăzute de scenariul optim EPG pentru atingerea neutralității climatice până în 2050.

Figura 16: Evoluția producției și importurilor de combustibili fosili (TWh)



Sursă: Climact, 2050 Pathways Explorer, calcule EPG

Sectorul industrial

Scenariul optim EPG presupune în primul rând reducerea consumului final de energie în sectorul industrial cu peste 50%, prin diferite intervenții de eficientizare a proceselor industriale și a utilizării materialelor. De exemplu, creșterea de eficiență în utilizarea materialelor ar fi de 50% în cazul cimentului și de 16% în cea a oțelului. Alte măsuri includ electrificarea producerii căldurii industriale, utilizarea hidrogenului verde și o utilizare limitată a biomasei sustenabile. Aceste soluții ar duce la reducerea semnificativă a emisiilor cauzate de utilizarea energiei în sectorul industrial.

Astfel, cele mai însemnate emisii ar rămâne în industriile cu emisii de proces, cum ar fi cea a cimentului și industria chimică. În aceste cazuri emisiile de dioxid de carbon sunt o parte integrală a procesării materiilor prime și nu pot fi evitate atât timp cât respectivul material continuă să fie produs. Pentru a reduce și aceste emisii, scenariul optim EPG presupune de asemenea captarea a 85% din emisiile de gaze cu efect de seră în industriile producătoare de var, olefine și ciment prin utilizarea tehnologiilor de captare și stocare a dioxidului de carbon (CCS). Atunci când captarea carbonului ar fi realizată pe instalații industriale care utilizează biomasă sustenabilă (BECCS) ar duce la emisii negative de -0,29 $MtCO_2e$.

În total, în acest scenariu industria românească ar mai consuma în 2050 nu mai mult de 5,9 TWh de gaz natural și 1,33 TWh de biometan, față de 31 TWh în prezent.

Producția energiei electrice

În toate scenariile compatibile cu neutralitatea climatică, principalul vector al decarbonării ar fi electrificarea directă a consumatorilor finali. Din acest motiv, în scenariul optim EPG, consumul de energie electrică ar crește cu 40% până în 2050. Această energie electrică adițională este necesară pentru electrificarea transportului, a unor procese industriale, precum și a încălzirii spațiilor de locuit prin utilizarea pompelor de căldură.

Pentru a atinge acest consum, dar și pentru decarbonarea producției curente de energie electrică, scenariul presupune extinderi semnificative ale capacităților de energie regenerabilă în România. Ar fi necesare capacități de 21,8 GW de panouri fotovoltaice, 17,2 GW de turbine eoliene onshore și 15 GW de turbine eoliene offshore. Capacitatea hidroelectrică ar rămâne constantă și ar mai fi dezvoltați 0,7 GW geotermal. Astfel, 90% din capacitatea totală instalată ar fi energie regenerabilă. Capacitatea instalată de energie nucleară ar crește cu 50% față de nivelul actual.

Din punct de vedere al combustibililor fosili, scenariul presupune eliminarea cărbunelui din mixul energetic și încetarea utilizării gazelor naturale pentru producerea energiei electrice, deși câteva mici capacități ar rămâne disponibile în caz de urgență. Surse de stocaj și flexibilitate precum baterii, centrale hidroelectrice cu acumulare prin pompare, electrolizoare și pile de combustie ar trebui instalate pentru asigurarea adecvanței sistemului și pentru înmagazinarea energiei electrice.

În scenariul optim EPG, sistemele de încălzirea centralizată s-ar extinde ușor, livrând agent termic către 18% din locuințe în 2050. Cu toate acestea, agentul termic nu ar mai fi produs prin arderea combustibililor fosili în termocentrale în cogenerare, ci printr-o combinație de pompe de căldură, utilizarea biomasei sustenabile și a deșeurilor, precum și a energiei geotermale acolo unde este disponibilă.

Încălzirea clădirilor și gătitul

În acest sector, scenariul optim EPG presupune reducerea consumului final cu energie cu peste 25%, deși media spațiului locuit per capita ar crește cu 40% până în 2050. Acest lucru se poate realiza doar prin renovarea aprofundată a clădirilor existente și prin respectarea unor standarde

riguroase de construcție a noilor clădiri. 60% din necesarul de încălzire ar fi realizat prin pompe de căldură, iar unele locuințe ar continua să fie încălzite prin utilizarea biomasei sustenabile.

Combinația de eficientizare energetică și electrificare ar duce la reducerea utilizării gazelor naturale pentru încălzire și gătit până la doar 5,62 TWh. Acest consum ar putea fi redus până la 1,13 TWh în cazul unor schimbări comportamentale mai profunde și a unei rate de renovare a clădirilor de 3% pe an.

În aceste condiții, extinderile planificate ale rețelelor de distribuție de gaze naturale devin problematice, riscând generarea unor investiții care nu vor fi amortizate. De asemenea, există riscul creării unor consumatori captivi, pentru care decarbonarea ar deveni mai dificilă dacă aceștia ar fi branșați la rețeaua de gaze în anii următori.

Decarbonarea transporturilor s-ar baza în principal pe electrificare, iar mașinile cu combustie internă nu ar mai fi produse după anul 2040, ducând la o eliminare treptată a acestora pe măsură ce sunt scoase din uz. Gazul natural ar avea un rol marginal, asigurând 0,18 TWh din necesarul de energie, comparativ cu 11,4 TWh energie electrică.

Așadar, consumul de gaze naturale în economia românească s-ar reduce la doar 11,7 TWh în scenariul optim EPG, o scădere de aproape 90% față de consumul curent. Trebuie menționat că acesta reprezintă un scenariu moderat dar suficient pentru atingerea neutralității climatice până în 2050. Scenariile mai ambițioase legate de progresul tehnologic și modificarea comportamentului oamenilor reduc consumul de gaze pană la mai puțin de 2,5 TWh pe an în 2050. Astfel, consumul de gaze naturale ar putea fi aproape complet eliminat în unele scenarii în care România își atinge obiectivele climatice. În aceste condiții, măsurile propuse în acest raport pentru reducerea consumului de gaze naturale pe termen scurt și mediu sunt conforme cu planurile UE de decarbonare și ar constitui niște pași importanți în eliminarea combustibililor fosili din economia românească pe termen lung.

9. Recomandări

Pe baza rezultatelor analizei prezentate în acest raport, EPG recomandă implementarea a zece măsuri ambițioase, dar fezabile:

1. Lansarea unei campanii de informare și de încurajare a reducerii temperaturii ambientale în clădirile rezidențiale, cât și o implementare a unor standarde de consum în clădirile publice pentru reducerea consumului de gaze naturale a consumatorilor casnici. Pentru clădirile publice ar putea fi introduse standarde de consum. În contextul prețurilor ridicate ale energiei, preconizate să continue pentru următorii 2-3 ani, astfel de schimbări comportamentale pot avea un impact real asupra facturilor consumatorilor casnici. Cu toate acestea, o investigație mai detaliată este necesară pentru a cuantifica mai precis potențialul de economisire a căldurii din clădiri rezidențiale și nerezidențiale, inclusiv prin identificarea spațiilor goale sau parțial ocupate care sunt încălzite ineficient.
2. Mai buna coordonare și producerea datelor relevante pentru estimarea consumului de gaze și a potențialului de economisire, la o rezoluție ridicată. Este necesară actualizarea listei consumatorilor întreruptibili de siguranță, pe baza unei centralizări a datelor de consum de gaze, și o defalcare mai amănunțită a consumului rezidențial de gaze naturale pentru încălzire. Rezistența României la șocuri energetice este legată parțial de un nivel ridicat de informare și o bază de date centrală accesibilă, care să permită navigarea opțiunilor pentru redresare în termen de urgență.
3. Renunțarea la investițiile în noi rețele de distribuție a gazului natural și în termocentrale care nu funcționează în cogenerare de căldură pentru sectorul industrial și cel de încălzire, în contextul reducerii dependenței naționale de importuri de gaz și de eliminare a utilizării combustibililor fosili pe termen lung. Extinderile planificate riscă generarea unor consumatori captivi, expunându-i la prețurile ridicate ale gazelor și îngreunând decarbonarea ulterioară a consumului lor de energie. Costurile adiționale pentru amortizarea investițiilor operatorilor rețelelor de distribuție vor pune presiuni suplimentare pentru creșterea tarifelor de distribuție, care vor fi suportate de un număr din ce în ce mai mic de consumatori casnici, pe măsură ce încălzirea clădirilor rezidențiale este electrificată. O măsură mai ambițioasă ar presupune chiar interzicerea instalării centralelor murale și boilerelor pe gaze în clădirile noi.
4. Lansarea unui program național pentru instalarea pompelor de căldură, în special pentru înlocuirea centralelor murale și boilerelor pe gaze. Această măsură facilitează decarbonarea încălzirii locuințelor, care ar trebui realizată în special prin electrificare. Pe lângă eliminarea emisiilor directe, eficiența ridicată a pompelor de căldură moderne, care poate ajunge chiar la 350%, poate reduce semnificativ consumul de energie primară pentru încălzirea locuințelor. Datorită acestui randament ridicat, care compensează pierderile de conversie a energiei, o pompă de căldură poate duce la o reducere a consumului de gaz chiar și atunci când gazul este utilizat pentru generarea electricității care o alimentează, comparativ cu încălzirea folosind centrale murale. Bineînțeles, pompele de căldură ar trebui să utilizeze energie regenerabilă, însă demararea unui astfel de program nu trebuie să aștepte decarbonarea prealabilă a mixului electric. Autoritățile ar trebui să ofere suport financiar direct gospodăriilor pentru compensarea costurilor mai mari ale instalației și să asigure prețuri echitabile pe piața cu amănuntul, inclusiv pe consumatorii mai mari de 300 kWh/lună. Ar trebui de asemenea sprijinită întărirea rețelelor de distribuție pentru a face față vârfurilor

de consum mai ridicate cauzate de utilizarea pompelor de căldură. Un program similar ar putea fi gândit pentru instalarea pompelor de căldură în procesele industriale unde este necesară generarea de căldură cu temperaturi scăzute, care momentan se face prin utilizarea combustibililor fosili.

5. Accelerarea ritmului de renovare a clădirilor pentru atingerea unei rate medii anuale de cel puțin 2% pe an până în 2030, prin programe de eficientizare energetică și identificarea sinergiilor cu programele existente de instalare a panourilor fotovoltaice pentru prosumatori. O opțiune ar fi crearea obligației ca fiecare clădire nouă sau renovată să instaleze și panouri fotovoltaice. Investițiile în renovarea aprofundată a clădirilor duc nu doar la economii majore de consum de energie primară în clădiri, dar și la îmbunătățirea drastică a calității condițiilor de locuire și la stimularea activității economice. De asemenea, au un aport semnificativ din punct de vedere al locurilor de muncă și, prin efectele pozitive de sănătate publică, pot inclusiv contribui la reducerea costurilor de sănătate pentru locuitori. În plus, toate clădirile noi ar trebui construite la standarde nZEB, pentru reducerea necesarului suplimentar de energie.

6. Eliminarea barierelor legislative și simplificarea procedurilor de avizare a proiectelor regenerabile pentru accelerarea investițiilor necesare pentru reducerea dependenței de importuri de combustibili fosili și decarbonarea mixului energetic. Ar trebui accelerate planurile de dezvoltare a energiei eoliene offshore pentru instalarea primelor parcuri până în 2030. Prin profilul de producție mai constant și cu un factor de capacitate mai mare decât al celorlalte surse regenerabile onshore, energia eoliană offshore este o sursa de energie ce poate fi folosită eficient pentru electrificarea sectorului de încălzire, în sinergie cu pompele de căldură. Proiectele comune *cross-border* cu Bulgaria și Turcia în acest sector pot, de asemenea, reprezenta o soluție ce va contribui la consolidarea securității energetice a acestor state. Pentru susținerea dezvoltării masive a energiei regenerabile, este necesară și extinderea urgentă a rețelelor de transport și distribuție a energiei electrice. Beneficiile economice și sociale pot fi înmulțite prin dezvoltarea lanțului valoric la nivel național al surselor regenerabile de energie, pompelor de căldură, electrolizoarelor și al eficienței energetice, prin dezvoltarea capacităților de producție a acestor tehnologii, de instalare și operare, dar și prin dezvoltarea resursei umane necesare.

7. Prioritizarea producției hidrogenul verde în viitoarea strategie națională pentru hidrogen. În actualele condiții de piață, hidrogenul produs prin electroliză cu energie regenerabilă este deja mai ieftin decât folosirea hidrogenului provenit din gaz natural cu captarea și stocarea emisiilor de CO_2. Ar trebui de asemenea clarificat în acest document car sunt utilizările optime a hidrogenului în contextul decarbonării. Hidrogenul este o moleculă valoroasă și greu de obținut, producția căruia care presupune pierderi energetice de conversie. Atunci când un proces poate fi electrificat direct utilizând energie regenerabilă (cum ar fi pentru generarea căldurii sub 1.000°C), acest lucru ar duce la un câștig de eficiență comparativ cu opțiunea convertirii energiei electrice în hidrogen și utilizarea ulterioară a acestuia. Din aceste considerente, hidrogenul ar trebui folosit eminamente în acele procese industriale care nu au alternative pentru decarbonare și care în prezent folosesc gaz natural. Transformarea hidrogenului verde în amoniac și metanol poate substitui gazul ca materie primă în industria chimică și producătoare de fertilizanți. Utilizarea hidrogenului verde pentru încălzirea directă a locuințelor sau pentru generarea energiei electrice ar trebui evitată, deoarece ar duce la

penalități semnificative de eficiență și ar priva sectoare cu puține alternative de volumele necesare pentru propriul consum de hidrogen. Electrolizoarele pot fi amplasate inclusiv în proximitatea punctelor de consum, eliminând necesitatea transportării acestuia pe distanțe mari și construirea infrastructurii aferente, cel puțin pentru următorul deceniu.

8. Prioritizarea retehnologizării instalațiilor industriale cu activitatea întreruptă temporar din cauza prețurilor ridicate în special ale gazelor naturale, pentru a facilita trecerea către surse de energie curată și tehnologii cu emisii reduse gaze cu efect de seră. Sistarea activității unor actori industriali oferă o oportunitate unică pentru investiții în transformarea profundă a producției industriale, oricum necesară în contextul tranziției energetice. Sunt preferabile conversiile direct către tehnologiile care elimină aproape complet emisiile de GES, pentru evitarea unei duble tranziții, în special acolo unde există deja alternative tehnologice. Spre exemplu, pentru producția căldurii industriale la temperaturi scăzute utilizarea combustibililor fosili poate fi înlocuită prin utilizarea arcelor electrice și pompelor de căldură industriale. Astfel de investiții nu se pot realiza decât printr-un un cadru de asistență dedicat din partea autorităților publice, inclusiv prin utilizarea ajutorului de stat pentru compensarea costurilor de investiție, precum și pentru compensarea pierderilor generate de sistarea producție pe perioada retehnologizării. Cea mai eficientă metodă de asistare a companiilor industriale e implementarea unui scheme de contracte pentru diferența pentru prețul carbonului (CCfD). Acestea funcționează într-un mod similar cu contractele pentru diferență (CfD) pentru energie electrică, doar că prețul de exercitare este stabilit în funcție valoarea certificatelor de CO_2, la un nivel care asigură amortizarea investiției pe o perioadă predefinită, reducând astfel riscul investițional. Decarbonarea industrială prin electrificare se bazează și pe accesul la energie electrică ieftină, care ar putea fi înlesnit prin stimularea contractelor de tip *Power Purchase Agreement* (PPA), direct cu dezvoltatorii de proiecte regenerabile.

9. Dezvoltarea urgentă a unor planuri naționale de formare profesională a specialiștilor necesari pentru implementarea măsurilor prezentate și pentru facilitarea tranziției climatice în România, în special prin instruirea unor noi auditori energetici, constructori, ingineri și instalatori. Este de asemenea imperioasă implementarea unor măsuri pentru sporirea capacității administrative, necesară pentru elaborarea de planuri și strategii, pentru atragerea de finanțări și pregătirea de proiecte și pentru dezvoltarea unei bune relații cu mediul de afaceri și societatea civilă. În acest moment, României îi lipsesc atât resursele umane, cât și capacitatea instituțională pentru implementarea unor planuri ambițioase de decarbonare.

10. Alinierea strategiei de securitate energetică cu tranziția energetică și climatică. După cum a arătat acest studiu, securitatea energetică a următorului deceniu trebuie clădită pe reducerea consumului de gaze naturale în economia românească, cel puțin pentru a anula dependența de importuri, concomitent cu investiții în tehnologiile energetice fără emisii de gaze cu efect de seră. Puternic favorizate de Pactul Verde European, acestea reprezintă cel mai potrivit mijloc de a dobândi securitate energetică, eliminând dependența de importurile atât de costisitoare, de incerte și de poluante de combustibili fosili. Așadar, condițiile actuale excepționale necesită mobilizarea tuturor resurselor materiale și tehnice disponibile pentru investiții inteligente în tranziția energetică. Alinierea trebuie realizată inclusiv la nivel strategic, având în vedere ca documentele strategice ale României din domeniul energiei și climei încă nu reflectă cele mai recente obiective europene. În acest sens, autoritățile trebuie să

actualizeze strategiile energetice relevante, inclusiv PNIESC, având o bază de pornire minimă țintele stabilite prin pachetul Fit for 55 și REPowerEU. Această aliniere trebuie realizată nu doar pentru sectorul energiei, ci și pentru producția industrială, încălzirea și răcirea clădirilor, transporturile, agricultura, silvicultura și gestionarea terenurilor. Autoritățile trebuie să publice o strategie de decarbonare pe termen lung care să confirme necesitatea eliminării treptate a utilizării combustibililor fosili în întreaga economie românească.