

5 MITURI DESPRE GAZ

care duc România în derivă energetică



Autor: Otilia Nuțu, Expert Forum

Grafica: Lavinia Vereș

Octombrie, 2022

Dreptul de proprietate intelectuală și finanțare

Această analiză a fost redactată de către Expert Forum la solicitarea Greenpeace România, organizația care a comandat analiza, a monitorizat-o și finanțat-o și care deține drepturile de proprietate intelectuală asupra ei.

Contribuția financiară a Fundației Greenpeace România pentru realizarea acestei analize se bazează pe politica de strângere de fonduri care este axată pe donațiile individuale ale cetățenilor și pe acordarea de sprijin financiar din partea fundațiilor private care împărtășesc valorile Greenpeace.

Greenpeace nu solicită și nu acceptă finanțări de la guverne, corporații, partide politice sau organizații interguvernamentale.

Expert Forum

București, str. Semilunei, nr. 7, ap. 1, cod postal 020797 | 021 211 7400

office@expertforum.ro | www.expertforum.ro



Greenpeace România

București, Strada Louis Blanc, nr. 16, cod postal 011751 | 031 435 5743

info.romania@greenpeace.org | www.greenpeace.ro

GREENPEACE

Cuprins

- 4 Rezumat executiv / Executive summary

- 12 Introducere

- 21 **Mitul 1.** Cărbunele trebuie înlocuit cu gaze pentru că energia verde este intermitentă

- 28 **Mitul 2.** Gazele sprijină decarbonarea în energie electrică și încălzire, fiind doar un combustibil de tranziție

- 33 **Mitul 3.** Gazele naturale oferă mai multă securitate energetică decât energia regenerabilă

- 37 **Mitul 4.** Energia electrică pe gaze este mai ieftină decât cea produsă din surse regenerabile

- 43 **Mitul 5.** Energia electrică pe gaze generează mai multe locuri de muncă decât cea regenerabilă

- 46 Concluzii și recomandări

- 49 Anexa: Alocări de bani publici pentru creșterea consumului de gaze

Rezumat executiv

România și-a făcut în ultimii ani o adevărată misiune națională din creșterea consumului de gaze naturale, pe termen mediu și lung. Nici multiplele crize cu care ne confruntăm nu par să reprezinte un semnal de alarmă pentru decidenți. Asta, deși Uniunea Europeană (UE) este în plină criză a gazului încă din vara lui 2021, iar războiul din Ucraina face inacceptabilă continuarea importurilor de gaze rusești în aceleași condiții ca până acum. În UE, pe lângă ținta de reducere a consumului de gaze cu 30%, până în 2030, care exista deja în pachetul Fit-for-55 din iulie 2021, în REPowerEU din mai 2022, s-a introdus o țintă de reducere suplimentară de încă 35 de miliarde de metri cubi pe an pentru o decuplare mai rapidă de dependența de Rusia. În România, în domeniul energiei, singurul plan aflat realmente pe agenda publică a Guvernului constă în extinderea rețelelor de gaze naturale către noi consumatori (casnici), nebranșați și în creșterea capacităților de energie electrică, în primul rând pe gaze naturale. Putem spune că pentru acest plan de creștere a consumului de gaze există realmente consens politic, la nivel central și local și se caută activ orice sursă de finanțare disponibilă.

Acest lucru se întâmplă pentru că nu există cu adevărat, la nivelul guvernării, o viziune de ansamblu a sectorului energetic din România: unde suntem și unde ne dorim să ajungem. La Bruxelles și în majoritatea statelor europene se înțelege faptul că tranziția energetică este o adevărată revoluție tehnologică, de digitalizare și descentralizare, una care ne va schimba complet modul în care producem și consumăm orice tip de energie. UE reconsideră integral modul în care vom consuma energie, pentru transport, uz casnic, industrie, pentru a trece de la combustibili fosili la energie curată până în 2050, ceea ce înseamnă orientarea producției de energie și infrastructura încă de pe acum în această direcție.

În acest timp, România n-a ținut pasul nici cu restructurările profunde din ultimii 30 de ani. În România, aproape toate marile proiecte din domeniul energiei promovate și azi de Ministerul Energiei sau de companiile de stat din energie sunt gândite înainte de 1989, fără înțelegerea reală a modului în care s-a schimbat cererea între timp. Se preferă investițiile în capacități mari, localizate în locul celor vechi, cu intenția de a le înlocui cu unele echivalente. Cu toate acestea, dacă ne referim strict la profilul de consum de energie în România până în anul 2022, observăm că s-a schimbat profund. Nu au fost adaptate simultan și planurile pe partea de producție sau infrastructură, mereu întârziate, iar decalajul între nevoi și infrastructură riscă să se accelereze până

în 2050. Nu mai există consumul industrial de acum 30 de ani localizat în câteva puncte de pe hartă, în schimb a explodat consumul casnic de energie electrică, mai ales în zonele urbane care se dezvoltă. Consumatorii casnici își doresc energie la standarde înalte de calitate, se folosesc electrocasnice mult mai sofisticate decât în urmă cu 30 de ani, au apărut mașinile electrice, iar unii consumatori își doresc și chiar pot să-și producă singuri energia sau în asocieri cu alții.

Așadar, pentru a face saltul în modernitate alături de celelalte state membre UE până în 2050, trebuie depășite și întârzierile de până acum. Constrângerea nu este una financiară, România are mereu la dispoziție mai mulți bani europeni decât poate folosi, ci de claritate a politicilor publice. Este nevoie de o asumare clară, de competență și de voință politică.

Unul dintre motivele pentru care România nu iese din logica proiectelor vechi, inadecvate lumii de azi și cu atât mai mult celei în care vom trăi în 2050, este faptul că în spațiul public și în gândirea decidenților persistă câteva idei greșite și rupte de context. De pildă, în planul creșterii consumului de gaze, justificările sună astfel:

1 Cărbunele trebuie înlocuit cu gaze, pentru că energia verde este intermitentă.

E adevărat că multe forme de energie regenerabilă sunt intermitente, dar restructurarea sistemului energetic, în sensul avut în vedere pentru 2050, poate face față în cu totul alt mod intermitențelor decât o poate face actualul sistem.

2 Gazele sprijină decarbonarea sectorului energetic și al termoficării, fiind doar un combustibil de tranziție.

În realitate, investițiile de azi în gaze riscă să crească pe termen lung dependența de combustibili fosili, pentru că durata de viață a acestor investiții depășește cu mult anul 2050.

3 Gazele naturale oferă mai multă securitate energetică decât energia regenerabilă.

Chiar dacă energia regenerabilă este într-adevăr vulnerabilă la schimbări climatice, în prezent dependența Europei de gazele de import e o amenințare mult mai serioasă.

4 Energia electrică pe gaze este mai ieftină decât cea produsă din surse regenerabile.

În realitate, ca investiție într-o capacitate nouă, tehnologiile regenerabile au devenit mult mai ieftine și mai eficiente decât chiar acum 10 ani și mult mai competitive decât cele „clasice” (fără să ținem cont de costurile mari ale combustibilului și emisiilor din 2021-2022). În același timp, costurile marginale – factorul care determină o unitate de energie electrică sau alta să intre pe piață pentru a acoperi cererea unui moment dat – sunt mult mai mici pentru regenerabile decât pentru toate celelalte tehnologii.

5 Energia electrică pe gaze generează mai multe locuri de muncă decât cea regenerabilă.

Chiar dacă e dificilă o comparație directă, energia regenerabilă aducând și o restructurare de ansamblu a sectorului energetic, aceasta creează chiar și azi mai multe locuri de muncă pentru un MWh produs decât energia pe gaze.

Aplicând acest plan de creștere a consumului de gaze – fără a avea o imagine de ansamblu a viitorului dorit pentru sectorul energiei – România se vulnerabilizează de două ori. Economia devine și mai dependentă de combustibilii fosili, cel puțin până spre 2050, în plus va crește și nevoia de gaze de import. Asta, deoarece producția internă scade, gazul din Marea Neagră se va mai lăsa așteptat și chiar dacă va fi folosit, acesta acoperă doar o parte din nevoia de import de azi.

Recomandări

Reconsiderarea de urgență a planurilor de creștere a consumului de gaze prin extinderea rețelelor și instalarea de capacități de energie electrică pe gaze.

Pur și simplu, prețurile gazului vor rămâne probabil prea mari în următorii 5-10 ani pentru ca gospodăriile din mediul rural să se branșeze la noile rețele, iar gazul din Marea Neagră, chiar dacă va intra integral în piață, abia poate reduce importurile pentru următorii 10-15 ani la consumul de azi. Investițiile în infrastructura de gaze au durate de viață foarte lungi, 50-60 de ani pentru rețele și 30 de ani pentru centralele electrice. Întrucât România nu are strategie pe hidrogen, nu se pune problema să fie construite doar cu speranța că va exista suficient hidrogen în piață cât să poată fi folosite și după 2030-2035.

Pentru a obține realmente un beneficiu pentru consumatorii casnici din mediul rural, sumele care se investesc în rețelele de gaze, de pildă cei 13 miliarde RON alocați din programul Anghel Saligny, ar trebui redirecționați pentru **anveloparea clădirilor din mediul rural și, eventual, schimbarea sobelor actuale cu centrale pe biomasa mai eficiente**, acolo unde este cazul. Eficiența energetică în clădiri ar crește substanțial calitatea locuirii în mediul rural, mai curând decât rețele de gaze la care e foarte posibil să nu se branșeze tocmai consumatorii care nu își permit facturile mari la gazele naturale. Sobe sau centralele pe biomasă ar putea fi înlocuite ulterior cu alte surse de încălzire, în funcție de resursele disponibile. În unele locuri se pot justifica pompe de căldură cu energie regenerabilă, în altele nu, este nevoie de o analiză a potențialului, care se poate face și ulterior, nu trebuie neapărat condiționată anveloparea termică de înlocuirea sursei în același timp. Proiectele de anvelopare a clădirilor nu sunt complexe din punct de vedere tehnic, chiar dacă aceste clădiri sunt mai puțin standardizate decât blocurile. Măsurile care ar putea fi luate din bani publici includ, așadar: renovarea termică a clădirilor, modernizarea rețelelor de energie electrică, investiții în sisteme centralizate de încălzire / răcire în marile aglomerări urbane și înlocuirea surselor de încălzire cu energie „verde” (de pildă, panouri solare, pompe de căldură cu energie regenerabilă, energie geotermală, în sisteme centralizate).

Accelerarea investițiilor în energia electrică din surse regenerabile nu necesită neapărat scheme suplimentare de sprijin față de ce există deja în PNRR sau alocări suplimentare de bani de la buget. Încă de câțiva ani există interes privat semnificativ în investiții în energia regenerabilă chiar fără sprijin, dacă se înlătură actualele bariere în calea investițiilor. Aceste bariere constau în dificultatea încheierii contractelor în mod liber pe piață, instabilitatea legislativă, durata autorizațiilor necesare și problema accesului la rețea. Principalele investiții pe care trebuie să se concentreze statul, prin sume de bani disponibile în Programele Operaționale, PNRR, Fondul de Modernizare sau în reglementările de tarif sunt investițiile în creșterea capacității, digitalizarea și modernizarea rețelelor de transport și de distribuție a energiei electrice.

În raportul de față, încercăm să structurăm principalele erori de judecată sau „mituri” vehiculate în ultima vreme, care împiedică decidenții și publicul interesat de sectorul energiei în ansamblu să ia deciziile corecte și, mai ales, să stabilească rolul pe care ar trebui să îl joace gazele în România în viitor.

Executive Summary

In recent years, Romania has made it its national mission to increase its consumption of natural gas in the medium and long term. Not even the multiple crises we are facing seem to be a wake-up call for decision-makers. This is despite the fact that the European Union (EU) has been facing a gas crisis ever since the summer of 2021 and the war in Ukraine makes it unacceptable to continue importing Russian gas under the same conditions as before. In the EU, in addition to the target of cutting down gas consumption by 30% before 2030, which already existed in the Fit-for-55 package in July 2021, in May 2022 an additional target was introduced as part of the REPowerEU programme – a further reduction of 35 billion cubic metres per year – for a faster decoupling from dependence on Russia. In Romania, in the field of energy, the only plan that can really be found on the Government's public agenda is to extend the natural gas grids to new, previously unconnected (domestic) consumers, and to increase its electricity-generating capacity, primarily based on natural gas. We can say that there is a real political consensus, at central and local level, for this plan of increasing gas consumption and every available source of funding is being actively sought.

This is because there is no real governmental vision of the energy sector in Romania, on where we are and where we want to get. In Brussels and in most European countries, it is understood that the energy transition is a true revolution in terms of technology, digitalisation and decentralisation, one that will completely change the way we generate and consume any kind of energy. The EU is completely rethinking the way we consume energy, for transportation, households, industry, in order to switch from fossil fuels to clean energy by 2050, which means directing energy generation and the infrastructure in this direction, starting now.

Meanwhile, Romania has not kept pace with the far-reaching overhaul initiatives of the past 30 years. In Romania, almost all the big energy projects promoted at present by the Ministry of Energy or by state-owned energy companies had been designed before 1989, without a real understanding of how demand has changed in the meantime. Investments in large, localised production capacities are preferred to replacing old capacities with equivalent ones. However, if we strictly look at the energy consumption profile in Romania by 2022, we can see that it has undergone some deep changes. Plans for generation or infrastructure have not been adapted at the same time, and have kept being delayed, while the gap between needs and

EN

infrastructure risks widening by 2050. The industrial consumption of 30 years ago, concentrated around a few spots on the map, is no longer there; however, it had been replaced by an abrupt increase in domestic electricity consumption, especially in growing urban areas. Household consumers want high quality energy standards, more and more sophisticated household appliances are in use today than 30 years ago, electric cars have appeared and some consumers are willing and even able to produce their own energy, on their own or in association with others.

Therefore, in order to make the leap into modernity together with the other EU Member States by 2050, the gaps we have had so far need to be covered. The constraint is not a financial one – Romania always has more European funds available than it can use – but that has to do with the clarity of public policies. Clear ownership, competence and political will are needed.

One of the reasons why Romania has not been able to shift away from the mindset of older projects, which are inadequate for today's world and even more so for the world we will live in by 2050, is the fact that some wrong and out-of-context ideas still persist in the public discourse and in the thinking of decision-makers. For example, in the plan for increasing gas consumption, the justifications go along these lines:

1 Coal must be replaced by gas, because green energy is intermittent.

While it is true that many forms of renewable energy are intermittent, the restructuring of the energy system in the sense envisaged for 2050 can cope with intermittency in a completely different manner from the current system.

2 Gas supports the decarbonisation of the power and heating sectors and is merely a transition fuel.

In reality, today's investments in gas risk increasing long-term dependence on fossil fuels, because the lifetime of these investments goes well beyond 2050.

3 Natural gas provides more energy security than renewable energy.

While renewable energy is indeed vulnerable to climate change, Europe's dependence on imported gas is today a much more serious threat.

EN

4 Gas-fired electricity is cheaper than that generated by renewables.

Actually, in terms of investment in new capacities, renewable technologies have become much cheaper and more efficient than even 10 years ago and much more competitive than "conventional" ones (leaving aside the high fuel and emissions costs of 2021-2022). At the same time, marginal costs – the factor that determines whether one facility of power generation or another enters the market to meet demand at any given moment – are much lower for renewables than for all other technologies.

5 Gas-fired electricity creates more jobs than renewable energy.

Although a direct comparison is rather difficult to make, as renewable energy also brings about an overall restructuring of the energy sector, even today it still creates more jobs per each generated MWh than gas-fired power.

By implementing this plan to increase gas consumption – without having an overall picture of the desired future for its energy sector – Romania makes itself twice vulnerable. The economy will become even more dependent on fossil fuels, at least until 2050, and the need for imported gas will increase. This is because domestic production is declining, we will still have to wait for the Black Sea gas, and even if it is used, it only covers part of today's import needs.

Recommendations

Urgently reconsidering the plans to increase gas consumption by expanding grids and installing gas-fired electricity generation capacities.

Over the next 5-10 years, gas prices are likely to remain too high for rural households to connect to the new grids, and the Black Sea gas, even if all of it enters the market, can barely reduce imports for the next 10-15 years, calculated at the present consumption level. Investments in gas infrastructure have very long lifetimes: 50-60 years for grids and 30 years for power plants. As Romania has no hydrogen strategy, there is no question of building them just in the hope that there will be enough hydrogen on the market to be used after 2030-2035.

EN

In order to truly benefit rural households, the amounts that are being invested in gas grids, such as the 13 bn RON allocated from the Anghel Saligny programme, should be redirected towards **the renovation of rural building envelopes and, possibly, towards the replacement of existing stoves with more efficient biomass plants,** where appropriate. Energy efficiency in buildings would substantially improve the quality of rural habitation, rather than gas grids, which consumers who cannot afford high natural gas bills are unlikely to connect to. Biomass-based stoves or plants could be replaced by other heating sources at a later stage, depending on the resources available. In some places, renewable energy heat pumps can be more justified than in others, an analysis of the potential is needed, which can also be done afterwards. Furthermore, the envelope thermal insulation does not need to be conditioned on the replacement of the heat source at the same time. Envelope thermal insulation projects for buildings are not technically complex, even if these buildings are less standardised than blocks of flats. Measures that could be taken with public funds therefore include: thermal renovation of buildings, modernisation of electricity grids, investment in centralised heating/cooling systems in large urban areas and replacement of heating sources with "green" energy (e.g. solar panels, renewable energy heat pumps, geothermal energy in centralised systems).

Accelerating investment in renewable electricity does not necessarily require further support schemes in addition to what is provided in NRRP or additional budget allocations. There has still been significant private interest in investing in renewable energy for some years even without support, if the current barriers to investments are removed. These barriers consist in the following: signing contracts freely on the market is rather difficult, the regulatory framework is marked by instability, permitting takes a long time and the access to the grid is not without problems. The main investments that the state should focus on, through funds available in the Operational Programmes, the NRRP, the Modernisation Fund or in tariff regulations, are investments in capacity increase, digitalisation and modernisation of the electricity transmission and distribution grid.

In this report, we are trying to structure the main misconceptions or "myths" that have been circulating lately, myths that prevent decision-makers and the public interested in the energy sector as a whole from making the right decisions and, above all, from determining the role that gas should play in Romania in the future.

Introducere

În ultimii ani, problema schimbărilor climatice devine din ce în ce mai urgentă și este conștientizată de tot mai mulți decidenți la nivel internațional. Există deja consens științific că, dacă prin activitățile umane care produc gaze cu efect de seră temperatura medie a planetei va depăși cu peste 1,5 grade Celsius nivelul din perioada preindustrială, impactul asupra planetei și a umanității va fi dramatic, inechitabil și, posibil, ireversibil¹. Prin Acordul de la Paris din 2015, primul tratat internațional climatic care conține angajamente legale ferme, semnatarii s-au angajat să ia măsuri prin care să limiteze încălzirea globală la sub 2 grade (preferabil 1,5) prin măsuri de reducere a emisiilor de gaze cu efect de seră și de adaptare la schimbările climatice. Se depun eforturi substanțiale pentru reducerea emisiilor de dioxid de carbon, dar, mai recent și a celor de metan – a se vedea Global Methane Pledge adoptat la COP 26 în 2021². Metanul a fost multă vreme neglijat de politicile climatice, deși este un gaz cu efect de seră de 80 de ori mai puternic pe termen scurt decât dioxidul de carbon. Acest lucru s-a întâmplat deoarece emisiile de metan, de regulă fugitive și care nu rezultată dintr-un proces controlat, sunt mult mai dificil de măsurat și de redus.

UE a depus dintotdeauna eforturi să-și asume un rol de leadership global în politicile climatice. Pe de-o parte încearcă să fie un model global prin politicile interne ambițioase pentru a arăta și altor țări că se poate. Pe de altă parte, negociază puternic și adoptă măsuri concrete care să încurajeze reducerea emisiilor chiar și acolo unde UE nu are pârghii, în state terțe - de exemplu, impunând standarde sau costuri pentru emisii pentru importurile din aceste țări sau oferind stimulente financiare pentru reducerea emisiilor.

Dacă vreme de mulți ani politicile europene de reducere a emisiilor au fost destul de ezitante în practică (de pildă, costurile emisiilor de CO₂ au fost ani de zile prea mici în mecanismul EU ETS, schema necesitând ajustări succesive), odată cu noul Green Deal din 2020 și Fit-for-55 din 2021 lucrurile s-au schimbat substanțial. UE are și o strategie de reducere a emisiilor de metan adoptată în 2020 și a propus un nou regulament la sfârșitul lui 2021 pentru reducerea emisiilor de metan din sectorul de petrol și gaze, pe tot lanțul de la producție la consum – regulament care probabil va fi mult mai strict când se va adopta în forma finală în 2023³. În plus, războiul din Ucraina a impus din primăvara anului 2022 o reajustare a politicii energetice europene pentru o decuplare rapidă de resursele rusești de energie,

1. <https://unfccc.int/topics/science/workstreams/cooperation-with-the-ipcc/ipcc-special-report-on-global-warming-of-15-degc>

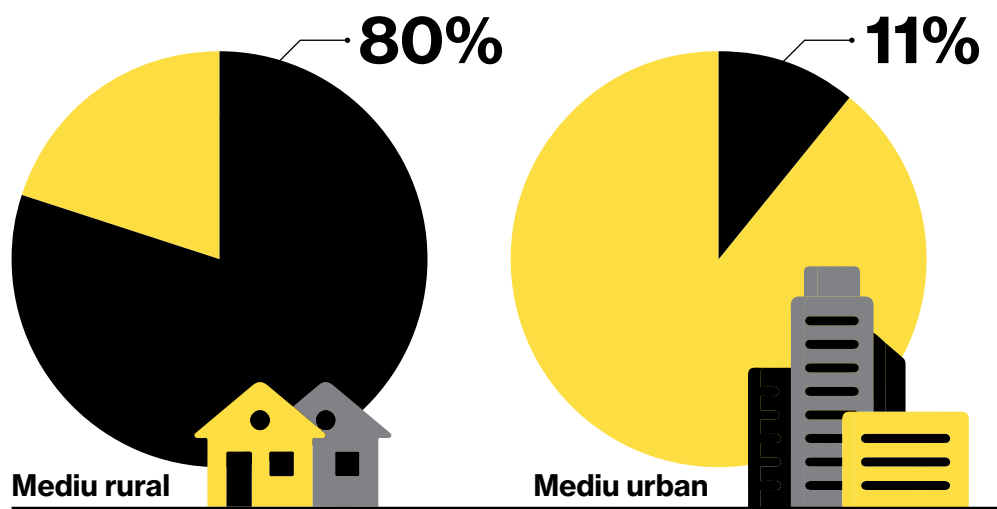
2. <https://www.globalmethanepledge.org/>

3. Mai multe detalii în https://2celsius.org/wp-content/uploads/2022/05/Raport-2Celsius_EN.pdf

dintre care gazul este cel mai dificil de abordat. Per ansamblu, în anii următori ne putem aștepta la o creștere a costurilor emisiilor de metan; la politici de reducere brutală a consumului de gaze, în special de import; și la o încurajare temporară a extracției de gaze în interiorul UE, dar pentru acoperirea unui consum actual care trebuie redus de urgență din rațiuni de securitate a aprovizionării și de reducere a emisiilor, în niciun caz pentru creșterea acestuia.

În acest timp, de trei-patru ani, guvernele succesive ale României au susținut puternic ideea extinderii rețelelor de gaze naturale. Măsura e foarte populară sau cel puțin era până să crească prețul gazului în 2021. Atunci gazul era relativ ieftin și mult mai ușor de folosit ca sursă de încălzire decât sobele vechi, ineficiente, pentru care trebuie să tai lemne, să controlezi tot timpul focul și să cureți periodic coșurile. Un studiu contractat de industria de petrol și gaze în 2019⁴ articulează cu date argumentele pentru extinderea rețelelor, pe care le-au susținut apoi public decidenții. Conform studiului, 80% din locuințele din mediul rural și cca 11% din locuințele din urban sunt încălzite ineficient cu sobe neperformante. Dacă în cazul consumatorilor urbani trecerea la încălzire pe gaze e una firească și care se va întâmpla oricum, în situația celor din rural e nevoie de „politici proactive pentru ca acest lucru să se întâmple”. Adică, e nevoie de un program național de adus gazele la sate. Trebuie reținut însă că la momentul acestui studiu, gazul era mult mai ieftin. La nivelul anului 2019 încălzirea cu gaze ar fi urmat să coste cu doar 10% mai mult decât cea pe lemne, iar chestiunile de sărăcie energetică și măsurile de eficiență energetică necesare laolaltă cu branșarea la gaze și recomandate în studiu au fost uitate. Dar cum decarbonăm mai târziu rețelele de gaze? Din proiectele pe care România le depune pentru finanțări europene se înțelege că mai târziu aceste rețele vor putea trece rapid și fără probleme la hidrogen.

Încălzire ineficientă cu sobe neperformante



4. Oportunitatea gazelor naturale în sectorul rezidențial din România, FPPG, 2019. <https://www.fppg.ro/opportunitatea-gazelor-naturale-in-sectorul-rezidențial-din-romania/>

În același timp, în sectorul energiei electrice presiunea pentru închiderea centralelor vechi și ineficiente pe cărbune, cu emisii mari, a devenit o urgență tot mai mare în ultimii ani. Pe de-o parte, costurile cu emisiile de CO₂ au ajuns în ultimii 2-3 ani din ce în ce mai împovărătoare pentru producția de energie pe bază de cărbune (în special, în cazul CE Oltenia și CE Hunedoara), pe măsură ce alocările de emisii cu titlu gratuit s-au redus și prețul certificatelor a crescut. De pildă, CE Oltenia raporta în 2019 că numai costul certificatelor pe care le avea de achiziționat ajunsese la 45% din cifra de afaceri a companiei. Situația nu era sustenabilă încă de dinainte de criza cauzată de pandemie, care a prăbușit încasările companiilor din vânzarea de energie. În 2020, nevoia de a salva cu bani de la buget pentru acoperirea costului certificatelor a dus în cele din urmă la necesitatea unui plan de restructurare pentru CE Oltenia și a unui de închidere definitivă pentru CE Hunedoara, care a primit ajutor de restructurare, nu l-a putut respecta și a intrat în insolvență. În CET-urile pe cărbune care livrează încălzire în sistemul centralizat, puternic subvenționate în diverse alte forme, problema începe să devină critică abia în 2022. Toate acestea au făcut ca guvernul să accepte în cele din urmă ideea închiderii definitive a cărbunelui, în mod gradual, până în 2032. În regulă – dar cu ce poate fi înlocuit? Așa a apărut ideea înlocuirii facile cu capacități aproximativ echivalente pe gaz, care măcar au doar jumătate din emisiile de CO₂ ale unei centrale echivalente pe cărbune. Totuși, nu este clar cum vom reduce apoi cealaltă jumătate de emisii, dacă trebuie să ajungem la „net zero” emisii în 2050.



Toate planurile de investiții din Fondul de Modernizare, PNRR, programele operaționale pornesc de la ideea că trebuie înlocuit cărbunele cu un mix gaze-regenerabil la fel de predictibil. Peste aceasta se mai alocă resurse pentru capacități suplimentare pe energie regenerabilă în restul țării (de exemplu, 950 MW cu finanțare europeană în PNRR, sau 3.000 MW nou instalați, inclusiv investiții private, CE Oltenia ș.a.m.d.), dar numai cât poate fi integrat în arhitectura actuală. De aici și eterna discuție cu Comisia Europeană în care România susține că nu își permite mai mult de 30% regenerabil.

Ulterior, capacitățile pe gaze ar urma să fie înlocuite cu hidrogen, dar deocamdată nu există nici strategie pe hidrogen, nici măcar un studiu de potențial pentru a vedea dacă România ar putea dispune în viitor de cantitățile necesare pentru înlocuirea întregului consum de gaze, previzionat să crească în anii următori.

Peste toate acestea se suprapune și chestiunea gazelor din Marea Neagră. Preluarea părții Exxon de către Romgaz în proiect și sentimentul urgenței de a exploata cât mai rapid gazul din Marea Neagră, mai ales după invazia Rusiei în Ucraina, a determinat în cele din urmă modificarea vechii legi offshore 256/2018, descurajantă pentru investiții, prin Legea 157/2022. Pe lângă riscul ca Gazprom să taie selectiv gazul când va fi mai dureros pentru europeni, în România la nivel decizional există o așteptare – complet nerealistă – că tot gazul din Marea Neagră va intra în piață, mai devreme sau mai târziu, odată ce legea a fost modificată și că trebuie doar să găsim consumatori pentru el. În realitate, chiar dacă am folosi tot acest gaz, cantitățile de care discutăm sunt modeste – 10 miliarde de metri cubi în zăcămintul Black Sea Oil and Gas și cca 50 de miliarde de metri cubi în cazul zăcămintului Neptun Deep al celor de la OMV Petrom și Romgaz. Prin comparație, consumul anual al României este de 9-10 miliarde de metri cubi, deci, teoretic, gazul din Marea Neagră ar fi echivalentul a doar 6-7 ani de consum. În condițiile în care producția actuală de gaz onshore este în scădere rapidă (cca 17% în ultimii 4 ani, cu scăderi așteptate chiar și în 2022) și importurile cresc corespunzător, fără gazul din Marea Neagră, România ajunge să importe aproape jumătate din gazul consumat până în 2030. Gazul din Marea Neagră nu face altceva decât să compenseze parțial declinul producției interne și asta la nivelul actual de consum, nu la unul semnificativ mai mare.

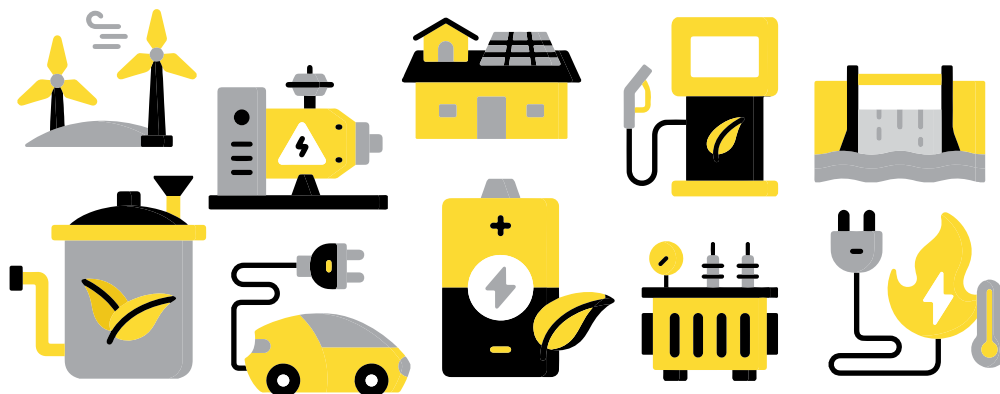
Cele trei elemente – popularitatea ideii de a branșa toată țara la gaze, planul de a înlocui aproape toată producția de energie electrică actuală pe cărbune cu gaze și așteptarea că gazul nu ne va lipsi – fac ca Guvernul și autoritățile locale să fie entuziaste și să susțină consecvent proiecte care vor crește cererea de gaze, din bani publici și europeni (în măsura în care vor reuși să convingă și Comisia Europeană). Am enumerat aceste planuri în Anexă.

De menționat că, în prezent, **numai alocările aproape certe de bani publici (proiecte sau planuri aprobate sau în curs de finalizare) înseamnă 18 miliarde RON pentru rețele de gaze și 3.6 miliarde RON pentru capacități de producție de energie electrică pe gaze.** Sumele finale ar putea fi chiar mai mari. Pentru rețele, ar urma să fie folosite și sumele încasate de stat din eventuala producție de gaze la mare adâncime (offshore sau onshore), conform noii legi. Și pentru producție de energie electrică suma va fi probabil semnificativ mai mare, deoarece Fondul de Modernizare urmează a fi ajustat cu noile estimări de prețuri ale certificatelor de emisii. Astfel, estimarea privind suma disponibilă din Fondul de Modernizare a crescut de la 6-7 miliarde EUR în 2020 la peste 16 miliarde EUR în prezent și n-ar surprinde pe nimeni dacă România ar cere sume suplimentare și pentru alte capacități pe gaz decât cele de la CE Oltenia, putând urma presiuni și din partea multor CET-uri din țară să primească și ele finanțare.

Cum ar trebui stabilite prioritățile concrete de proiecte și măsuri în sectorul energiei? De pildă, trebuie investit mai mult în gaze sau mai mult în regenerabile? E nevoie de măsuri de eficiență energetică în industrie sau la consumatorul casnic? În limbaj de politici publice, am avea nevoie de planificare strategică în sectorul energiei, dar conceptul riscă să rămână o lozincă dacă nu explicăm concret ce înseamnă asta.

Sistemul energetic trebuie privit în ansamblu, nu doar pe fragmente. Nu înlocuim neapărat un „combustibil care arde” cu un alt „combustibil care arde” și totul va fi simplu, pentru că apare întrebarea ce facem cu rețelele și centralele pe gaze care vor fi construite și apoi pe ele va fi folosit hidrogen.

De exemplu, în strategia energetică a UE – REPowerEU⁵ reforma sistemului energetic la nivel european pentru 2030 e abordată complet diferit, cu o țintă finală „net zero” pentru 2050. Energia se consumă în industrie și alte companii, în sectorul rezidențial, în transporturi. Înlocuirea surselor de energie actuale bazate pe combustibili fosili nu înseamnă doar înlocuirea actualilor combustibili cu unii „verzi”, **ci adaptarea structurală a întregii economii europene la specificul energiei „verzi”, în funcție de ce resurse pot fi utilizate.** Dacă energia electrică e mai ușor de „decarbonat” decât combustibilii din transport, direcția va fi spre transport electric. Dar dacă există combustibili care să ardă fără emisii (hidrogen, biocombustibili) și în cantități mari, în unele sectoare de transport precum aviația sau transportul rutier de marfă s-ar putea să fie folosit hidrogenul sau biocombustibilii mai curând decât energia electrică; totul depinde și de ce resursă există la îndemână. Dacă energia electrică poate fi decarbonată mai ușor decât încălzirea pe bază de combustibili fosili, direcția poate fi electrificarea încălzirii, de pildă, prin pompe de căldură. Dacă e mai facil de decarbonizat încălzirea la nivelul unui oraș, decât la nivel de locuință, după ce fiecare consumator și-a instalat propria soluție, poate trebuie încurajate sistemele centralizate de încălzire și răcire cu surse verzi. Dacă energia verde e intermitentă (nu este toată, de pildă nu energia geotermală și nici eolianul offshore), poate trebuie flexibilizată cererea, poate e nevoie de surse alternative pentru acoperirea intermitențelor, sau poate e nevoie de soluții de stocare.



5. Documentul final și un rezumat pe înțelesul publicului larg se găsesc aici: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP_22_3131

În alte cuvinte, abordarea nu pornește de la ideea că ar trebui produsă tot atâta energie electrică și tot atâta „combustibil care să ardă” ca azi (cum este gândirea din prezent); **vor exista și substituții majore de surse de energie între sectoare și încă suntem în faza de experiment.** Pe scurt: fiecare țară trebuie să analizeze ce resurse are, să planifice infrastructura de care e nevoie și, mai ales, să permită experimentarea între diferite tehnologii. Orice tehnologie care oferă un răspuns bun la problema existențială cu care ne confruntăm – schimbările climatice – trebuie să aibă o șansă să-și demonstreze eficiența. Într-o „revoluție” ca aceea pe care o dorim până în 2050, tehnologia evoluează rapid, nu trebuie blocată inovația, tocmai pentru că **tehnologiile pe care le avem azi sunt clar insuficiente.** Cele mai eficiente descoperiri din următorii 20-30 de ani vor supraviețui, celelalte vor fi abandonate.

Ca să atingem țintele pentru 2030, sunt necesare ținte clare, în primul rând de emisii, sisteme care să permită intrarea în piață a cât mai multor tehnologii noi (rețele flexibile, moderne, digitalizate, accesibile tehnologiilor inovatoare) și, nu în ultimul rând, piețe funcționale. Numai o piață funcțională va cerne între diversele soluții ce vor fi experimentate de acum încolo pe cele care au beneficii mari și costuri mici, iar soluțiile prin care fiecare țară își va atinge țintele vor fi diferite, în funcție de resursele fiecăreia.

România este cu 30 de ani în urma acestei discuții. Trebuie regândit fundamental modul în care va trebui reformat sistemul energetic, cu atât mai mult cu cât nevoile de energie de azi sunt cu totul altele decât în 1989 și se vor schimba și mai mult spre 2050, iar România nu s-a adaptat nici la schimbările din ultimii 30 de ani.

Față de 1990, nu mai există industrie energofagă, care să necesite capacități mari de energie electrică, termică și rețele de gaze concentrate unde este localizată această industrie. În schimb, consumul casnic pe unele componente precum energia electrică a crescut substanțial. Nu doar că nu mai e „raționalizat” ca în anii 1980, dar azi gospodăriile au mai multe echipamente și aparatură casnică pe energie electrică, iar în viitor va crește electromobilitatea sau încălzirea electrică (de exemplu, pompe de căldură cu energie verde, în diverse combinații, individuale sau în sisteme centralizate)⁶. Orașele se extind în zone metropolitane în care se dezvoltă rapid noi zone rezidențiale. În aceste noi zone de dezvoltare urbană va trebui investit în infrastructură care ar trebui concepută încă de pe acum fără emisii.

Producția de energie s-a modificat la rândul său: au fost închise definitiv sau s-a oprit funcționarea unor capacități ineficiente (pe gaze și cărbune), iar producția autohtonă de combustibili fosili – cărbune, gaze, petrol – a scăzut natural pe măsura epuizării resurselor. Conform INS, până în 2019, înainte de pandemie,

6. Consumul de energie electrică în gospodării, conform United Nations Statistics Division, a crescut de cca 2,5 ori între 1990-2019. Consumul de energie în general în gospodării s-a modificat și structural: conform ODYSSEE-MURE, între 2000-2018, cererea pentru încălzire a scăzut cu 42% (în special din măsuri de eficiență energetică și schimbarea comportamentului de consum), iar cea de energie electrică a crescut cu 57% (din cauza aparaturii electrocasnice noi și a dimensiunii mai mari a locuinței medii). În aceeași perioadă, consumul casnic și-a mărit ponderea de la 24% la 33%, iar cel industrial a scăzut de la 38% la 29%. Reducerea cea mai puternică a consumului industrial a venit din schimbări structurale în industria energofagă, de exemplu minieră; după 2000, principala scădere a consumului s-a înregistrat în metalurgie și petrochimie. <https://www.odyssee-mure.eu/publications/efficiency-trends-policies-profiles/romania-country-profile-english.pdf>

producția de cărbune a scăzut cu 60% față de 1992 (de la 216 tone echivalent petrol la 58 tep), iar cea de petrol și gaze cu peste 80% (de la 1238 tep la 230 tep). Totuși, capacitățile care există azi, cu excepția regenerabilelor construite după 2010 și a centralei pe gaze a Petrom de la Brazi, **sunt toate localizate acolo unde au fost planificate înainte de 1989**, inclusiv cele două reactoare nucleare puse în funcțiune mai târziu, în 1997, respectiv 2007.

Fig 1.
Mix energetic total în România (consum de energie primară), TWh

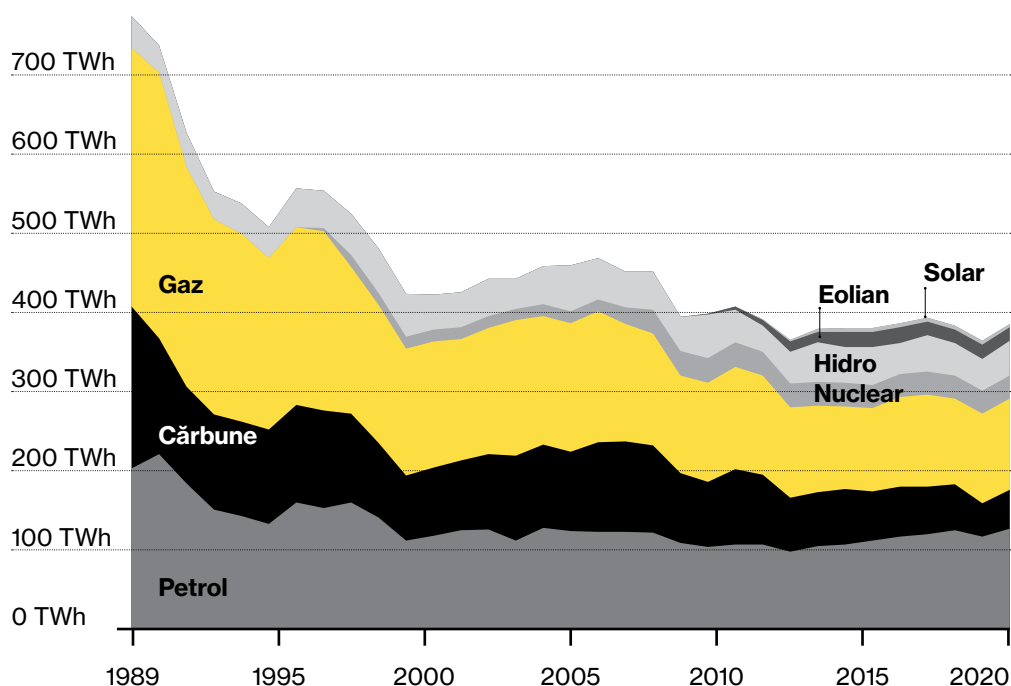
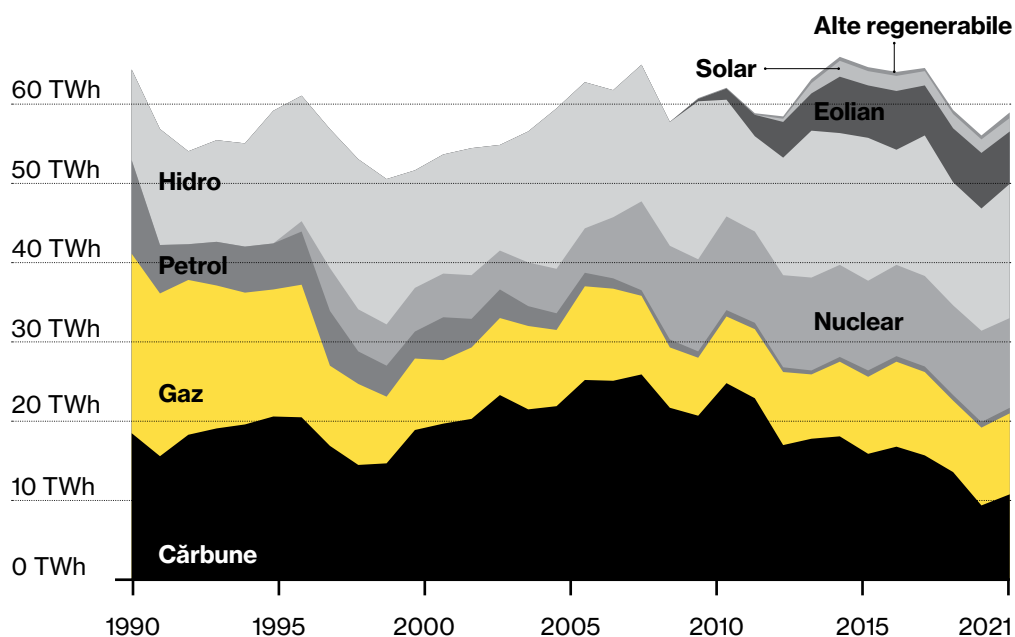
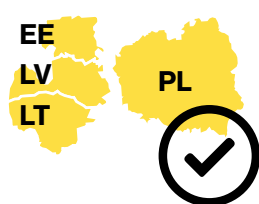


Fig. 2
Mixul producției de energie în România, TWh, 1990-2020



Sursa: <https://ourworldindata.org/energy/country/romania?country=-ROU>

? **Ce trebuie făcut?** Trebuie să pornim de la o analiză clară a nevoilor actuale de energie, de la sursele de energie verde pe care le avem și de la un model plauzibil de evoluție a cererii. E nevoie de o strategie clară și asumată, care să pornească de la ținte ambițioase și de la resursele pe care le avem și să meargă înapoi spre posibile soluții, lăsând flexibilitate pentru ajustări. Strategia trebuie urmărită în aplicare și ajustările făcute doar pe baza acestei monitorizări: ce n-a funcționat și trebuie corectat, ce s-a schimbat. Din păcate, România nu are o strategie energetică adoptată și nici o tradiție de politici publice coerente în domeniul energiei, iar toate deciziile se iau ad hoc, intempestiv, fără o minimă analiză în spate.



Alte state, de pildă balticii sau polonezii au reușit realmente să finalizeze proiecte majore (de interconectare, de securitate energetică, de eficientizare a consumului etc.), dar observăm că toate aceste state au un lucru în comun. Toate au o strategie clară privind sectorul energetic, asumată politic pe termen lung, iar diversele surse de finanțare (fonduri europene, bugete naționale și locale, investiții private) sunt instrumente articulate într-un tot coerent pentru atingerea țintelor.

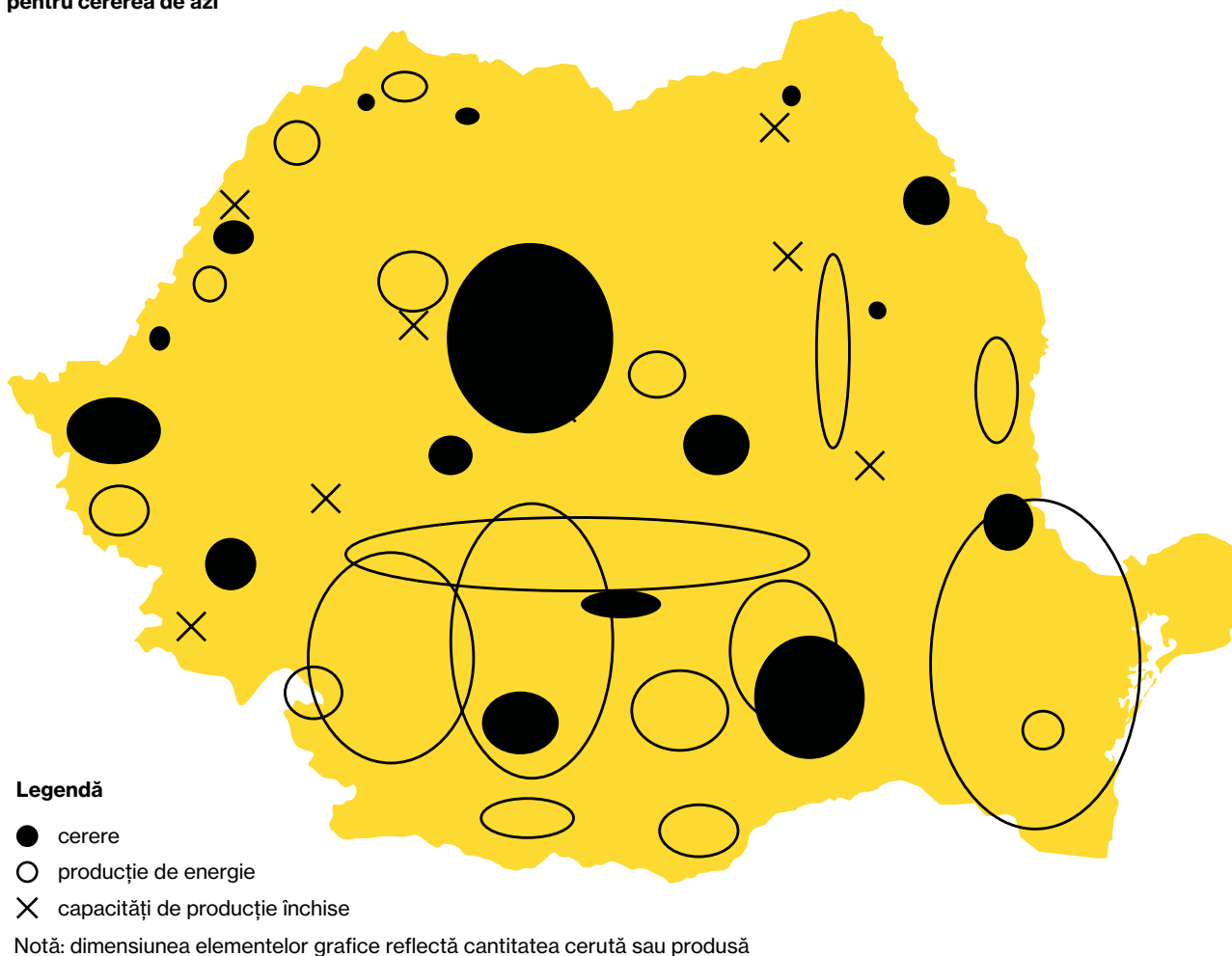


În România, abordarea e tocmai invers: programele operaționale sau alte fonduri europene (PNRR, JTF, Fondul de Modernizare), precum și alte documente cerute de Comisia Europeană (PNIESC, strategia de renovare a clădirilor), înlocuiesc voința politică națională și o strategie proprie. De altminteri, lipsa acestei asumări este cauza majoră, de exemplu, și pentru slaba absorbție de fonduri europene: dacă nu-și asumă nimeni că proiectele în cauză sunt importante, România poate foarte bine să dea și banii înapoi.

În același timp, nu există o cultură a cooperării instituționale. România nu are o strategie pe termoficare deoarece nu există colaborare reală pe subiect între Guvern și administrațiile locale. Politica energetică (care se află în cadrul Ministerului Energiei) este decuplată de eficiența energetică a clădirilor (sub jurisdicția Ministerului Dezvoltării). Ministerul Energiei, cel puțin declarativ, pare că funcționează mai curând ca un fond de investiții în companii (Romgaz, Nuclearelectrica ș.a.m.d.) decât ca instituția care face regulile în sector pentru toată lumea, rezultând mai curând un conflict de interese și o tentație firească de a favoriza propriile companii. În planurile Ministerului Energiei nu intră cu prioritate dezvoltarea rețelelor de transport de energie electrică și gaze pentru că Transelectrica și Transgaz sunt subordonate Secretariatului General al Guvernului. Pentru a avea o strategie coerentă și fezabilă, în pozițiile cheie din instituțiile publice relevante din sectorul energiei (ministere, reglementator ANRE, companii de stat) trebuie să fie numiți oameni competenți și conectați la dezbaterile europene, motivați să colaboreze realmente pentru un scop comun.

Fig 3.

Sistemul energetic conceput în anii 1960-1989 este inadecvat pentru cererea de azi

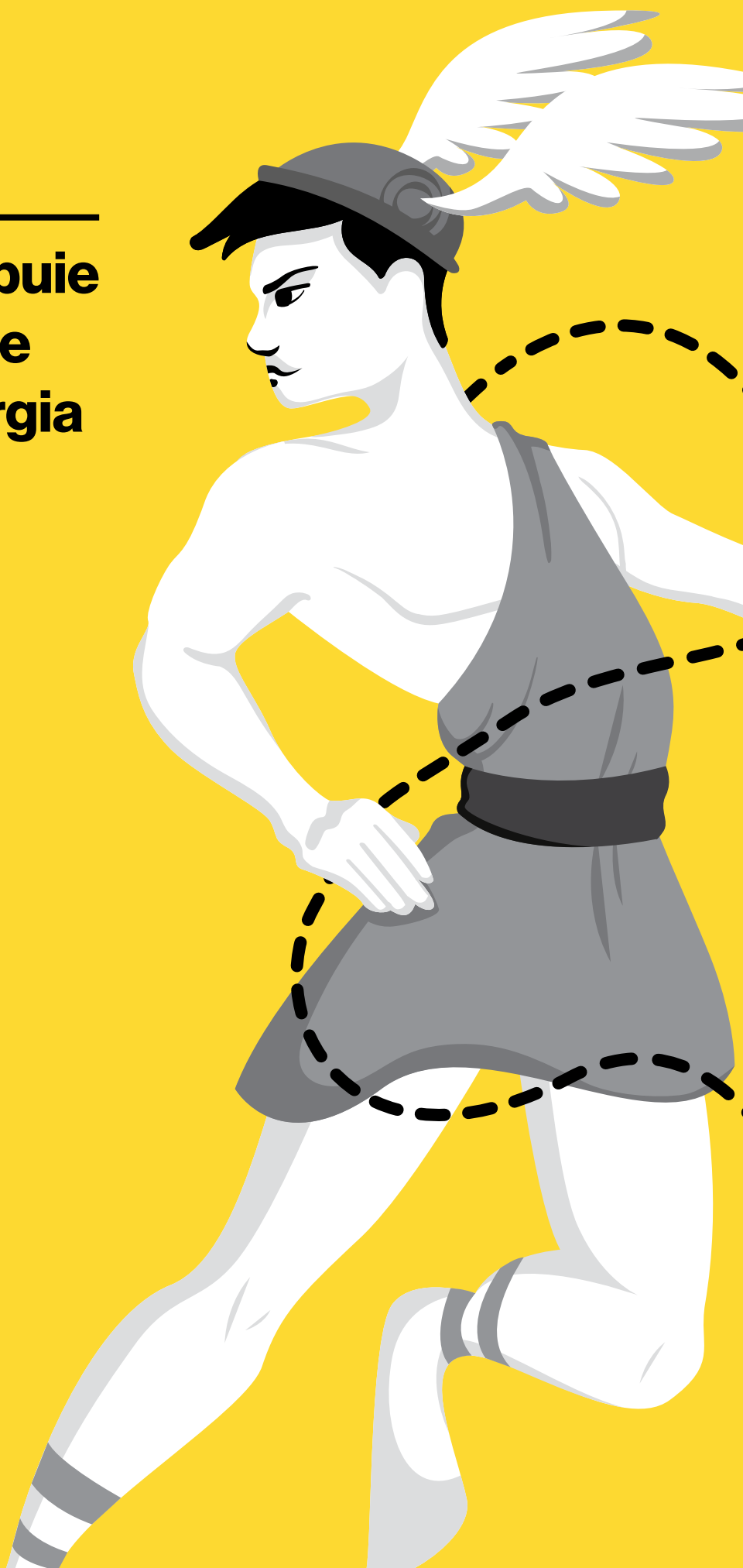


Capacitățile de producție actuale sunt concentrate în Dobrogea (nuclear, eolian), în centru (hidro), sud - București-Ploiești (gaz) și sud-vest (cărbune); capacitățile fotovoltaice, de dimensiuni mult mai mici, sunt distribuite teritorial, în special în vest, centru și sud. În ultimii 30 de ani au fost închise capacități substanțiale ineficiente pe cărbune sau gaz. Cererea industrială din zonele cu concentrare mare de producție de energie electrică a scăzut, în schimb a crescut substanțial cererea rezidențială în zonele urbane - în special în București, centrul și vestul țării. În Moldova s-a redus producția de energie electrică din cauza închiderii mineritului de cărbune și a scăzut cererea industrială odată cu închiderea industriei energofage, dar cererea rezidențială este în creștere în zonele urbane (lași). Schimbările structurale ale producției și consumului nu sunt însă însoțite de investiții adecvate în rețele care să permită atât integrarea adecvată a noilor capacități, în rețea de transport sau distribuție, cât și adaptarea la consumul urban în creștere accelerată. Dacă ne uităm în planurile succesive de investiții pe 10 ani ale companiei Transelectrica, aproape toate proiectele pentru conectare de noi capacități și întărire a rețelei sunt întârziate între 1-15 ani, iar eforturile de digitalizare a rețelelor de transport și distribuție (smart metering, smart grids) sunt aproape inexistente. Drept urmare, investițiile în regenerabile sunt blocate (și) din probleme majore de obținere a accesului la rețele, iar infrastructura din orașe începe să aibă probleme să facă față cererii crescute, ceea ce duce chiar la întreruperi în momente de vârf de cerere, după cum am văzut în anii trecuți.

Faptul că România nu abordează problema în mod strategic și coerent face ca atât în planurile decidenților, cât și în spațiul public să circule mituri care duc la decizii greșite. Pornind de la ce am explicat mai sus, vom încerca să demontăm câteva dintre aceste mituri.

Mitul 1

Cărbunele trebuie înlocuit cu gaze pentru că energia verde este intermitentă



E adevărat că eolienele produc energie când bate vântul și panourile solare când e soare, iar asta nu se suprapune neapărat cu momentele în care consumatorii au nevoie de energie electrică. Tot așa, este adevărat că e nevoie în permanență ca energia electrică intrată „în sistem” să fie egală cu cea care iese „din sistem” în fiecare moment, iar acest lucru va rămâne valabil câtă vreme energia electrică nu se poate stoca în cantități suficiente.

Problema fundamentală în România este însă, cum am explicat mai sus, concepția greșită care stă la baza politicii noastre energetice: **sistemul energetic ar trebui să rămână pe termen nedefinit aproape exact așa cum este azi și cum a fost gândit încă dinainte de 1989.**

Asta înseamnă centrale mari care să înlocuiască aceleași capacități de azi învechite și care se închid treptat, iar rețelele și restul de infrastructură să rămână la fel, cu ceva reparații, modernizări și consolidări. Sistemul să rămână esențialmente același. În consecință, în planurile oficiale, capacitățile care se închid (de exemplu, CE Oltenia sau CE Hunedoara, urmează CET-urile pe cărbune din diverse orașe) trebuie înlocuite cu capacități cu producție echivalentă sau un pic mai mare și aceleași caracteristici de „disponibilitate”. Când se închide o centrală pe cărbune, ea trebuie neapărat înlocuită cu o capacitate pe combustibil la fel de „controlabil” și cu cel puțin aceeași „viteză” de pornire sau oprire, plasată pe același loc și folosind conexiunile deja existente în sistemul energetic. Asta limitează automat opțiunile la înlocuirea unui combustibil care arde cu un alt combustibil care arde și așa ne îndreptăm automat către gazele naturale.

În restul țării, de facto este permisă instalarea de regenerabile doar atâta vreme cât nu dă peste cap funcționarea sistemului. De aici și ambiția redusă pentru țintele naționale de regenerabile („abia ne permitem 30%!”) și tot aici este eroarea fundamentală pe care o fac autoritățile când iau în calcul doar alternative de tipul „1.000 MW pe cărbune” vs „1.000 MW pe gaz” sau „2.000 MW eolian + solar, deoarece funcționează doar când e vânt sau soare”.

După această gândire, în planul de restructurare al CE Oltenia, autoritățile voiau să se înlocuiască integral producția existentă cu una echivalentă, adică de pe „poarta centralei” să iasă cam aceeași cantitate de energie care iese și azi. Asta înseamnă că regenerabilele, de exemplu fotovoltaice, ar putea fi instalate doar în măsura în care funcționarea lor imprevizibilă poate fi „echilibrată” local cu capacități controlabile – adică maximum un 8%, pentru o imagine sustenabilă. În planul inițial de restructurare a CE Oltenia, pe lângă „ceva fotovoltaic” (109 MW), ar fi fost

nevoie centrale pe gaz masive (475 MW, 800 MW) – deci practic câte un MW de energie regenerabilă pentru 12-13 MW de gaz. În prezent, în planul revizuit și aprobat de Comisia Europeană în ianuarie 2022 urmează să se instaleze tot 1.325 MW pe gaz, dar România a promis și ceva mai mult fotovoltaic, 735 MW.



Deși energia regenerabilă este intermitentă și cantitățile de energie care intră în sistem trebuie să fie în echilibru cu cele care sunt consumate, în condițiile tranziției energetice atenuarea intermitențelor necesită o abordare complet diferită. România nu este singura țară în care se pune această problemă și ea este în fapt provocarea fundamentală a tranziției energetice în toate țările din UE, cum am arătat anterior în legătură cu REPowerEU. În România combinăm două greșeli periculoase: sistemul nu s-a adaptat la evoluțiile din ultimii 30 de ani și se dorește menținerea lui mai departe, în aceeași formă.

Investind pentru a păstra pe cât posibil neschimbat sistemul, de pildă înlocuind capacitățile CE Oltenia cu unele echivalente tot acolo, ne asigurăm că arhitectura de azi (centrale mari și rețelele aferente) rămâne pe termen mult mai lung în forma actuală, poate chiar dincolo de 2050. Ea însă nu e adaptată nici măcar cererii din prezent, ceea ce va întârzia și mai mult tranziția la un sistem energetic modern și decarbonat spre 2050.

Unitățile „mamut” pun și alte probleme de securitate energetică. Într-un fel reacționează la o criză un sistem descentralizat și flexibil, cu micro-rețele energetice locale, în care există mii de mici producători de energie regenerabilă distribuiți peste tot prin țară, în locurile în care există resurse și unde e punctual nevoie de energie – acesta e modelul european pentru 2030-2050, a se vedea de pildă comunitățile de energie⁸. În alt fel reacționează un sistem centralizat și rigid, în care diferitele zone de producție și consum sunt conectate prin doar câteva linii de capacitate mare – așa cum era sistemul gândit în România înainte de 1989 și pe care îl folosim și azi, dar pe care ni-l dorim și mâine. Chiar și din punct de vedere al concurenței e o problemă. Întărim dominația unor actori mari în piață, în general companii de stat precum CE Oltenia, și descurajăm inițiativa privată, de la producători de energie regenerabilă cu capacități mari până la micii producători și prosumatori, inclusiv comunități de energie care pot concura cu greu cu „cei vechi și susținuți de Minister” și nici rețelele nu vor fi adaptate pentru ei.

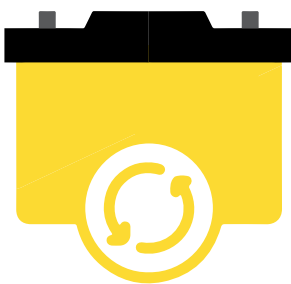
8. Ghid RESCOOP - comunități de energie, <https://www.rescoop.eu/toolbox/community-energy-a-practical-guide-to-reclaiming-power>

De asemenea, e greșită abordarea conform căreia trebuie produsă tot atâta energie câtă consumăm azi, poate puțin mai mult. Dacă, așa cum se consideră acum, se va dovedi că în cazul decarbonării e mai simplu să substituim alte forme de energie cu energia electrică (de pildă, motorul pe benzină cu bateria la mașini sau încălzirea cu gaz cu o pompă de căldură), acest lucru înseamnă că **există riscul să avem nevoie de un sistem energetic care în următorii 20-30 de ani să poată duce un consum cel puțin dublu de energie electrică, nu trebuie doar înlocuit ce se scoate din funcțiune.**

Nu în ultimul rând, e neclar ce se va întâmpla realmente cu centralele pe gaze în 2050, dată fiind durata lor de viață care e de cca 30 de ani. Vor trebui închise sau se va folosi gaze și după 2050? Aici se vede din nou lipsa unei abordări strategice: formula magică e să „le facem compatibile cu hidrogenul”. E neclar însă de unde vom obține hidrogen, câtă vreme nu există încă o strategie pe hidrogen, nu se știe unde s-ar produce, în ce cantități, la ce costuri (hidrogenul verde necesitând cantități mari de energie electrică regenerabilă) și dacă acele cantități vor fi atât de semnificative încât să înlocuiască fără probleme întregul consum de gaze de azi, plus cel suplimentar după ce se fac investițiile în rețele și centrale.

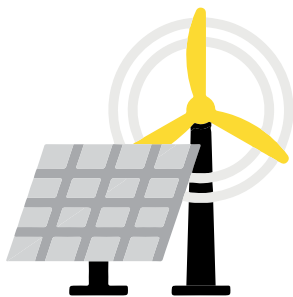
„Intermitența regenerabilelor” și dilema „intrări egal ieșiri” în sistemul energetic în orice moment e într-adevăr o problemă, dar se poate rezolva prin multe mecanisme – după viziunea europeană. Iată câteva din aceste mecanisme posibile însă dacă restructurăm în ansamblu sistemul pentru a integra realmente regenerabilele:

Stocare



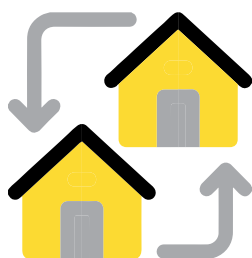
Există nenumărate tehnologii de stocare a energiei, cu durate de la minute până la termen practic nelimitat, folosind echipamente cât se poate de diverse – mecanice (de exemplu, hidro cu acumulare prin pompaj, aer comprimat ș.a.m.d.), chimice (de exemplu, hidrogen), electrochimice (baterii de diverse tipuri), electrice (de exemplu, magnetice) etc. În România, în cel mai bun caz vorbim despre baterii pentru regenerabilele care pot intra în sistem alături de capacitățile actuale înlocuite. Nu există însă o idee clară de a sprijini cu prioritate în schemele de ajutor de stat din PNRR sau Fondul de Modernizare regenerabili care își pot rezolva singuri intermitențele cum consideră mai eficient – prin stocare, aranjamente comerciale cu alți jucători din piață, alte soluții sau inovații tehnologice, câtă vreme pot livra energie la anumiți parametri pe care îi putem cere din ghidul de finanțare.

Alte capacități de producție decât pe gaze



Chiar din surse regenerabile intermitente: una e dacă toată producția regenerabilă este concentrată într-un singur loc, ca eolianul în Dobrogea, alta e să fie mai „distribuită” teritorial. E mai puțin probabil să fie înorat peste tot în țară sau să nu bată vântul nicăieri. Sigur, potențialul regenerabil diferă, dar e bine-cunoscut de specialiști, iar blocajul în investiții nu vine neapărat din lipsa resurselor regenerabile din restul țării, ci din **celelalte bariere birocratice sau de racordare la rețea, de transport sau de distribuție**. Nu există nici dezbateri serioase, nici interes real pentru micii producători care ar putea contribui local cu producție de energie, prosumatori etc.; ce s-a făcut până acum a fost mai curând în ciuda statului, decât cu sprijinul său. Să ne amintim, de pildă, de legea care interzicea până de curând utilizarea terenurilor agricole pentru orice alte tipuri de activități decât cele agricole, blocând construcția de capacități fotovoltaice, sau parcursul sinuos al legislației prosumatorilor și al programului AFM de sprijinire a panourilor pe locuințe. Cum am explicat mai sus, preferința statului pentru păstrarea modelului centralizat tip CE Oltenia înseamnă, între altele, și că rețelele de energie vor fi pregătite să preia doar energie electrică de la unități mari, refuzând accesul altora mici din lipsa „capacității de racordare”.

Cerere flexibilă / demand-response



Există nenumărate soluții de adaptare a cererii la variațiile producției de energie disponibile. Astfel, există mecanisme de piață în care consumatorii mari industriali își pot reduce consumul pentru o compensație adecvată (chiar și în România avem acest mecanism încă din codul comercial al pieței angro de energie electrică din 2005). Apoi, există agregatori de cerere, în care producători și consumatori își unesc eforturile pentru a-și echilibra mai bine producția și consumul în grup, de exemplu, se unesc mai mulți consumatori, unii care consumă mai mult ziua și alții care consumă mai mult noaptea pentru a cumpăra împreună energie fără variații majore (a fost introdusă recent și în România o astfel de reglementare). Mai există și soluții ingenioase pe care le oferă tehnologia modernă și digitalizarea rețelelor. De pildă, există companii care oferă unei comunități (de exemplu, unui cartier) un serviciu de optimizare automatizată a consumului casnic de energie. Când consumul crește prea mult, compania de termoficare poate reduce temperatura la nivelul întregului cartier, fără ca vreun consumator individual să resimtă disconfort.

Pe scurt, modul în care e pusă problema – cărbunile trebuie înlocuit cu altceva, dar intermitența energiei regenerabile necesită capacități flexibile pe gaze – este nu doar simplistă, ci în mod fundamental greșită. Nu există o singură soluție, nu se pot compara direct capacitățile ieșite din sistem cu cele instalate în același loc sau echivalente. Trebuie privit întregul sistem energetic, tendințele cererii și producției, resursele disponibile.

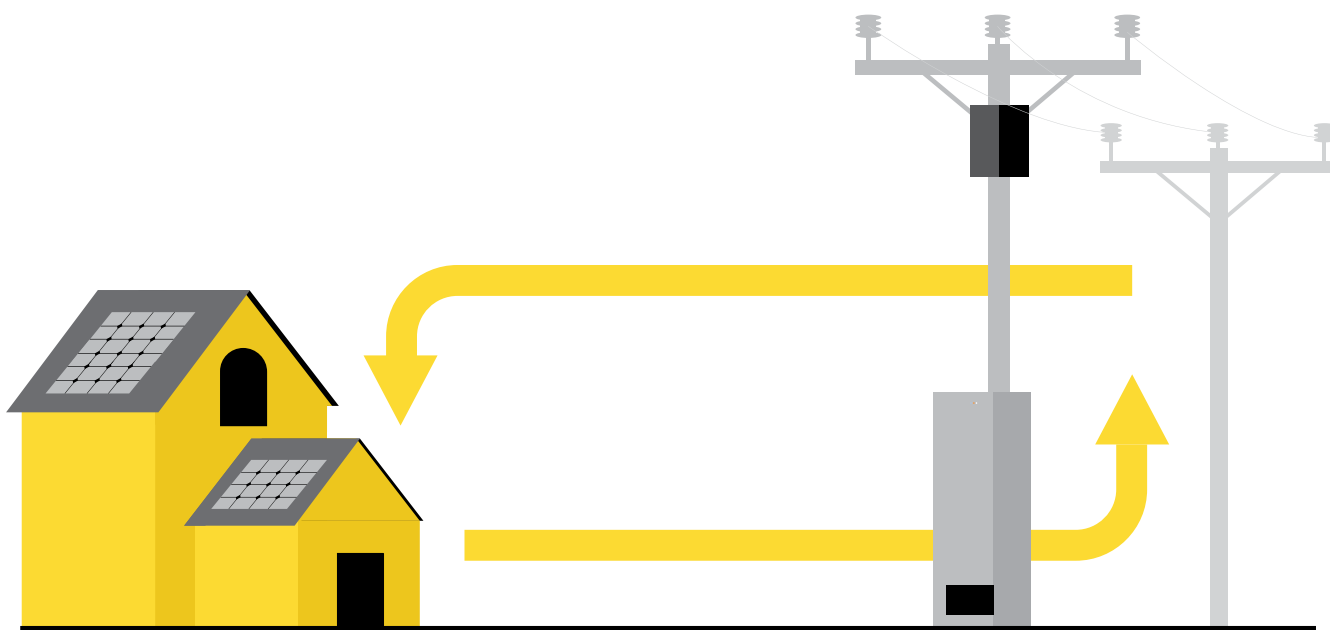
Esențială în schimb este modernizarea rețelelor, pentru că ele vor duce greul tranziției. E nevoie de un plan clar de dezvoltare a rețelelor și de stimularea integrării unor capacități (sau să nu fie blocate) acolo unde este nevoie de ele actualmente și în viitorul previzibil. Cât mai aproape de orașe și de consumatorul final. Acest lucru se poate face relativ simplu, prin finanțări europene (Fondul de Modernizare, programele operaționale). O altă soluție, de data aceasta fără bani din granturi, ci din reglementare, este și revenirea la **tarifele de rețea zonale**, care au fost abandonate în mod absurd acum câțiva ani dintr-o greșită înțelegere a problemelor de concurență în piața energiei. Tarifele zonale, diferențiate pentru zonele în care rețelele sunt mai „aglomerate” și zonele mai „libere”, pot fi folosite să încurajeze investițiile în capacități acolo unde e deficit de energie și rețea necongestionată, nu doar resursă „verde” disponibilă. În același timp, tarifele zonale stimulează Transelectrica, pentru a-și majora tariful reglementat, să investească în consolidarea rețelei tocmai acolo unde tarifele sunt mari și unde se concentrează investițiile în producție pentru că acolo există resursa. Concret, ar ajuta impunerea unui tarif zonal ridicat care să descurajeze aglomerarea eolianului în zona Dobrogei și să stimuleze Transelectrica să rezolve problemele de rețea prin implementarea unui tarif zonal scăzut în regiunile cu consum ridicat, precum Cluj, pentru încurajarea investitorilor în energie fotovoltaică.



Energia regenerabilă intermitentă e o bătaie de cap în plus și pentru rețelele de distribuție. Acestea trebuie să funcționeze structural diferit față de cum au fost concepute odinioară, când curentul „curgea” într-o singură direcție (de la producători, prin Transelectrica, spre consumatori). Rețelele de distribuție trebuie acum **să permită pe scară largă și intrarea de energie de la micii producători**, adică flux de energie în ambele direcții. E nevoie de investiții substanțiale nu doar în înlocuirea unor echipamente ruginite, linii sau substații, ci în automatizare și digitalizare, în echipamente și tehnologii noi. Din nou, România are întârzieri. Nu s-a finalizat nici primul pas, contorizarea inteligentă (smart metering), care a fost amânată din 2020 până dincolo de 2028.

Intermitența regenerabilelor și variațiile cererii pot fi rezolvate așadar și cu alte soluții în afară de gaze - stocare, utilizare inteligentă a rețelilor, flexibilizarea cererii – iar gazele chiar trebuie să fie soluția de ultimă instanță. Rolul gazelor va deveni marginal în următorii ani și trebuie încă de pe acum planuri clare pentru a-l elimina de tot, înainte de 2050 (planuri clare însemnând ceva mai mult decât că vor fi „înlocuite cu hidrogen”).

În plus, investițiile în rețele nu sunt cu adevărat „opționale”, chiar dacă guvernul nu ar avea intenția unei modernizări reale a sistemului energetic. Modificările profunde în profilul de consum din ultimii 30 de ani, cum am explicat mai sus, vor schimba complet jocul. Acestea fie vor impune modernizarea și digitalizarea rețelilor, fie se va repeta experiența nefericită a altor sectoare, de pildă în domeniul transporturilor. Aici, lipsa investițiilor a dus deja la colaps (ca în sistemul feroviar) sau frânează puternic dezvoltarea economică potențială a unor regiuni din țară (ca în cel rutier).



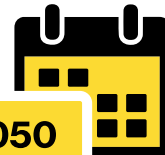
Mitul 2

**Gazele sprijină
decarbonarea
în energie electrică
și încălzire, fiind doar
un combustibil
de tranziție**



Gazele naturale sunt prezentate ca un combustibil de tranziție pentru decarbonare pe termen mai lung (2050) din cauză că producția unui MWh din gaze, de pildă într-o centrală pe gaze în ciclu combinat, are emisii de CO₂ la jumătate din emisiile aceluiași MWh produs dintr-o centrală pe cărbune. Așadar, ar trebui înlocuite centralele vechi pe cărbune cu centrale pe gaze, pentru a reduce rapid emisiile din prezent – de aici ideea din planul de restructurare a CE Oltenia unde 90% din producție ar fi înlocuită cu gaz, sau celelalte centrale pe cărbune unde se mai vehiculează o astfel de soluție de „tranziție” (Deva-Mintia, CET Motru, CET-uri prin țară).

În realitate, lucrurile sunt mult mai complicate⁹ și nu există un consens clar între specialiști. E foarte posibil ca efectele locale și imediate ale înlocuirii unor capacități pe cărbune cu unele pe gaze să fie pozitive, dar pe termen lung și la nivel global rezultatul final, prin efectele indirecte ale înlocuirii cărbunelui cu gazul, să fie creșterea emisiilor de gaze cu efect de seră, CO₂ și CH₄. În cazul particular al României, riscul principal este cel punctat mai sus – din cauză că România nu poate finaliza niciun proiect la timp, nici măcar cu fonduri nerambursabile, ele sunt amânate, reluate cu 15 ani întârziere și România rămâne blocată în modelul unui sistem conceput înainte de 1989.



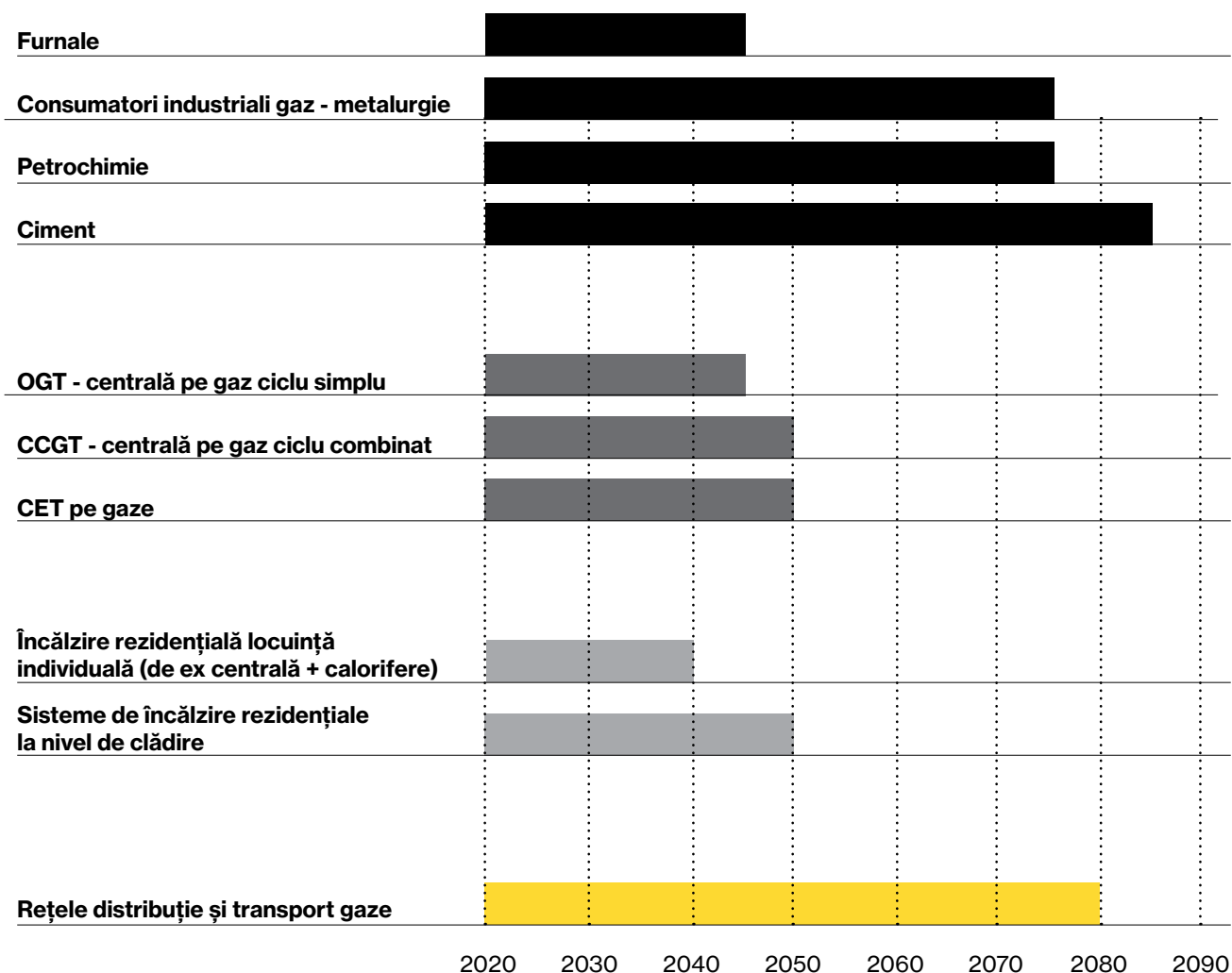
În general, concluzia este că gazul poate fi folosit drept combustibil de tranziție, poate fi o „punte” spre un sistem energetic decarbonat, **însă numai câtă vreme există încă de acum un plan clar pentru scoaterea lui din mix într-un viitor previzibil, înainte de 2050.**

Același argument este valabil și pentru rețelele de gaze. Ca și în cazul centralelor, guvernul plănuiește construirea sau extinderea lor în viitorul apropiat, făcându-le compatibile tehnic cu hidrogenul, ca abia apoi acesta să fie produs, introdus în rețea și, cândva după 2030, tot gazul natural să fie înlocuit cu hidrogen verde. Asta, în condițiile în care azi facem primele planuri să obținem local hidrogen în cantități mici prin electroliză, pe care ar urma să le introducem în rețeaua pilot din zona Oltenia – ambele proiecte sunt finanțate prin PNRR. Apoi, se speră, se va obține cumva hidrogen în cantități substanțiale, capabile să înlocuiască tot consumul actual de gaze pentru toată țara într-un viitor previzibil. Totuși, nu există încă o strategie pe hidrogen (România a promis-o ca reformă în Planul Național de Redresare și Reziliență PNRR). Cu alte cuvinte, nu se știe de pe acum dacă va exista în viitor hidrogen verde în cantități suficiente și cu ce costuri.

9. C. Gürsan, "The systemic impact of a transition fuel: Does natural gas help or hinder the energy transition?" <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032120308364>

În plus, rețeaua de gaze nu este într-o stare prea bună. În medie, activele pe rețeaua de transport au deja cca 40-50 de ani și rețeaua de azi permite o combinație metan-hidrogen din care hidrogenul ar putea fi doar cca 10%. Rețeaua oricum ar trebui înlocuită aproape integral în următorul deceniu – de ce ar trebui construită din nou pentru următorii 50-60 de ani, înainte să ne asigurăm că vom avea hidrogen și că nu există o alternativă mai eficientă. Doar ca să avem cu ce să alimentăm noile rețele de distribuție pe care le vom construi?

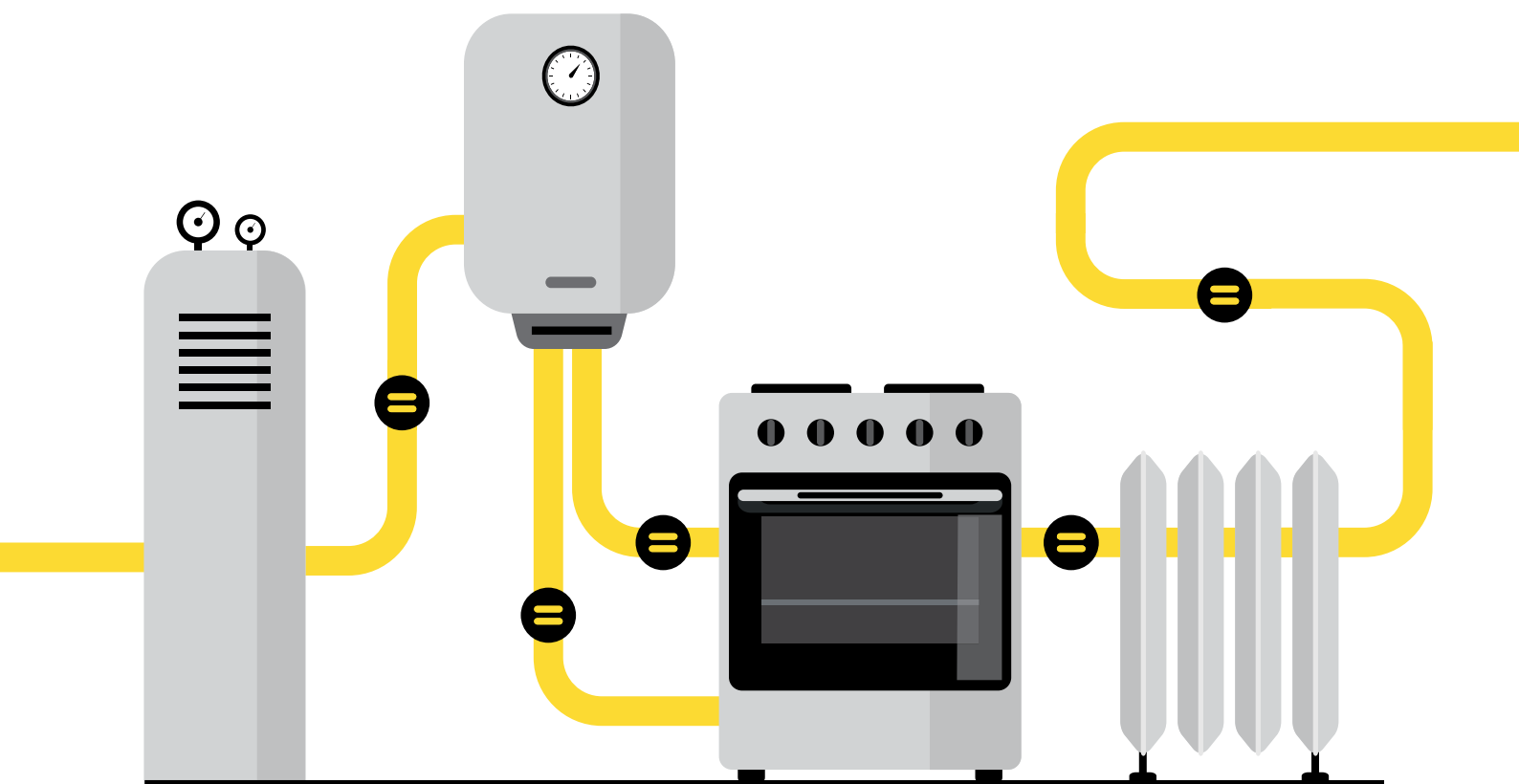
Fig. 4 Grafic: Durata de viață a activelor nou-instalate



Sursa: Agora-energiewende.de

Investițiile de care se discută azi includ: rețele noi de gaze, încălzire pe gaze în sectorul rezidențial, dar din când în când circulă în spațiul public și idei de „reindustrializare” și dezvoltare a unor ramuri industriale, inclusiv petrochimie. Investițiile în active noi în aceste sectoare au cicluri de viață îndelungate și schimbarea combustibilului într-o industrie sau o rețea înseamnă, practic, înlocuirea totală a activelor de azi. Investiția în infrastructura din interiorul unei locuințe (centrale, boilere, calorifere pe gaze), are o durată de viață de cca 30 de ani, la fel și investiția în centrale electrice pe gaze. Dacă am fi pornit cu aceste investiții încă din 2020, chiar și centralele pe gaz, cu durate de viață de 25-30 de ani, ne duc bine spre 2050, adică nicidecum spre „net-zero”; în realitate, „net-zero” ar însemna o abandonare a gazului chiar mai devreme, prin 2040. Rețelele de gaze au cicluri de viață mult mai lungi, de 50-60 de ani.

Tranziția de la gaze la un mix metan-hidrogen și apoi la hidrogen pur într-o rețea din care fac parte toți consumatorii de azi e complicată din mai multe puncte de vedere. În primul rând, necesarul care trebuie investit în rețea: o rețea compatibilă cu hidrogenul presupune alte standarde de etanșeitate și siguranță pentru echipamente, alte presiuni de transport în conducte etc. În al doilea rând, implică o provocare majoră de logistică: într-o rețea **toate echipamentele de la capătul celălalt, al consumatorului, trebuie să fie simultan compatibile cu combustibilul din rețea.** Dacă în rețea circulă hidrogen, atât centrala de cogenerare, cât și aragazul din casă trebuie să funcționeze pe hidrogen. Dacă în rețea circulă 90% metan și 10% hidrogen, atât centrala de cogenerare, cât și aragazul din toate casele trebuie să utilizeze același mix de combustibili. Chiar și în cazul unei banale anvelopări de bloc nu se pot face lucrări de eficiență energetică în interiorul apartamentelor (deoarece nu se poate obține unanimitate printre proprietari pentru a le schimba caloriferele și conductele prin casă), **cum ne imaginăm că va fi posibilă schimbarea tuturor aragazelor și centralelor de apartament, în toate locuințele bransate, într-un interval limitat de timp?** Acest motiv banal și practic face ca în celelalte țări hidrogenul să fie luat în serios mai mult pentru consum industrial (ciment, metalurgie etc.) sau în transporturi, nu ca o variantă de extindere a vieții actualei rețele de gaze naturale. În România însă, riscul e să ne blocăm singuri în investiții costisitoare și în dependența de combustibilii fosili mult dincolo de 2030, dacă nu 2050.



Olanda



În Olanda, actualmente cel mai mare producător de gaze naturale din UE, cca 95% dintre consumatori casnici au încălzire pe gaze, dar există și potențial semnificativ de energie eoliană offshore și ambiția ca Olanda să devină lider european în producția și utilizarea hidrogenului folosind această energie regenerabilă. Chiar după analize serioase, deocamdată nu s-a stabilit exact care va fi rolul hidrogenului în mixul energetic național, dar practic a fost exclusă folosirea lui pentru încălzire în sectorul rezidențial. Aceasta, tocmai din cauza problemelor administrative pe care le-ar presupune înlocuirea întregii infrastructuri, de la sursă până la consumator, dintr-odată, pentru toți consumatorii conectați la o rețea comună și riscul blocării în consumul de combustibili fosili pe termen lung. Drept urmare, strategia olandeză de decarbonare include ținte pentru termoficare care nu se bazează deloc pe hidrogen - 50% din consumatori ar urma să fie conectați la sisteme de încălzire centralizată (termoficare) și ceilalți 50% ar urma să aibă pompe de căldură, jumătate pe energie electrică, jumătate hibrid electric / gaz, până în 2030. În același timp, se investește masiv în măsuri de eficiență energetică în sectorul rezidențial, cu 1,5 milioane de locuințe izolate termic până în 2030 și în total 7,7 milioane până în 2050. Tocmai pentru a descuraja folosirea gazelor pentru încălzire în sectorul rezidențial, Olanda urmează să se impoziteze suplimentar consumul de gaze și să reducă în același timp fiscalitatea pentru consumul de energie electrică, pentru a accelera schimbarea de la o sursă de energie la alta. Clădirile noi, cu foarte puține excepții, nici nu vor mai fi conectate la rețelele de gaze. Pentru hidrogen se au în vedere utilizări industriale și în transporturi, dar pentru încălzire acesta e luat în calcul în mod explicit doar acolo unde nu există nicio altă variantă.

50%

sisteme de încălzire centralizată (termoficare)

energie electrică

50%

pompe de căldură

hibrid electric/gaz

Mitul 3

**Gazele naturale
oferă mai multă
securitate energetică
decât energia
regenerabilă**



Energia regenerabilă e destul de vulnerabilă la schimbările climatice și acest risc e subevaluat. Energia hidroelectrică depinde de cantitățile de precipitații, cea eoliană de vânt și cea fotovoltaică de soare, dar producția lor poate fi amenințată de clima din ce în ce mai imprevizibilă. În 2021, de exemplu, una din marile probleme ale sectorului energetic european, în plină criză energetică, a fost producția de energie regenerabilă, ce a fost mult sub așteptări. Conform IEA¹⁰, cererea de energie electrică în UE a crescut cu 11% în 2021, dar producția de energie regenerabilă a putut crește cu doar 1% din cauza unei perioade lungi de timp cu vânt de viteze reduse pe tot continentul, ceea ce a reaprins dezbaterile cu privire la nevoia de combustibili fosili, dar „controlabili”. E posibil ca fenomenele meteo extreme să pună sub semnul întrebării funcționarea în siguranță a sistemelor energetice, iar IEA a lansat încă din 2021 un instrument¹¹ de măsurare a capacității sectorului energetic din diverse țări de a face față la schimbările climatice.

Un alt risc e cel geopolitic. Odată cu războiul din Ucraina, UE a devenit brusc conștientă nu doar de cât de vulnerabilă este din cauza dependenței de gazul rusesc, care ar putea fi oprit oricând de o parte sau de cealaltă. Suntem la fel de dependenți de echipamente, mai ales de materii prime din China pentru sectorul energiei regenerabile și la fel de expuși la riscul de a fi șantajați cu întreruperea furnizării lor, exact așa cum se întâmplă în prezent cu gazul rusesc.

Chiar punând toate acestea în balanță, dependența de combustibilii fosili e de departe cea mai mare problemă pentru UE, din 2021 și până în prezent. Cărbunele pur și simplu se epuizează și se importă din ce în ce mai mult, gazele la fel, Rusia fiind cel mai mare furnizor, iar analiștii se așteaptă ca prețul gazelor să fie extrem de volatil și să rămână semnificativ mai mare (de 2-3 ori) decât în 2019-2020. În ultimele luni am remarcat creșteri și scăderi de prețuri spot de 20, 30 sau chiar 50% de la o zi la alta, în funcție de semnalele primite – creșteri când Gazprom anunța sistarea livrărilor către câte o țară, scăderi când se anunța câte o livrare de gaz lichefiat. Nu știm ce modificări ar putea apărea ad-hoc și brutal în mecanismele de tranzacționare a certificatelor de emisii în 2022 - în special în EU ETS. Prețurile certificatelor de emisii în EU ETS au crescut semnificativ în 2021, pentru că a crescut consumul de cărbune pentru producția de energie electrică odată cu scumpirea gazului. Există presiuni din partea unor actori europeni pentru a ține sub control impactul prețului certificatelor de emisii. Totuși, după șocul din 2022 și posibila presiune temporară din partea unor state membre de a obține derogări de la EU ETS sau certificate de emisii gratuite, este probabil să revenim pe termen mediu la politici din ce în ce mai ambițioase privind emisiile de carbon. Astfel, prețul certificatelor e de așteptat să crească în continuare spre 2030-2050, orizontul de timp relevant pentru decizia unei investiții într-o capacitate de producție de energie electrică.

10. International Energy Agency, Electricity Market Report January 2022, https://iea.blob.core.windows.net/assets/d75d928b-9448-4c9b-b13d-6a92145af5a3/ElectricityMarketReport_January2022.pdf

11. <https://www.iea.org/reports/climate-resilience-policy-indicator>

De asemenea, din 2020 se fac pași clari pentru a reduce emisiile de metan. În octombrie 2020 s-a adoptat o Strategie UE de reducere a emisiilor de metan, iar în decembrie 2021 a fost propus un regulament pentru emisiile de metan din sectorul energiei, regulament care probabil va fi modificat (și, sperăm, consolidat) până la începutul lui 2023. Ne așteptăm ca în varianta finală regulamentul să includă prevederi mult mai stricte pentru importurile de gaze. De asemenea, e de dorit să fie trasată o direcție clară pentru un viitor mecanism de taxare sau penalizare a emisiilor de metan. Un asemenea mecanism trebuie introdus rapid, deoarece metanul este de 80 de ori mai puternic ca gaz cu efect de seră decât dioxidul de carbon pe termen scurt și poluatorii trebuie să plătească acum, nu când va fi prea târziu. Acest lucru înseamnă **creșterea pe termen lung a costului real al utilizării combustibililor fosili în întreaga UE, indiferent de sursa de producție, internă sau de import.**



Deși furnizarea de materiale și echipamente esențiale pentru industria regenerabilă este la rândul ei o problemă serioasă de securitate energetică, ea poate fi abordată mai din timp, dacă Europa a învățat ceva din experiența ultimelor luni. Întreruperea importului de produse chinezești nu are efectul imediat pe care îl are tăierea gazelor, cărbunelui sau combustibilului nuclear rusesc de la o zi la alta. Soluțiile sunt constituirea de stocuri din timp, în special pentru materii prime, pentru a face față unei eventuale întreruperi a furnizării din China și sprijinirea unor industrii autohtone pentru producerea unor componente importate acum și pentru care nu există concurenți în altă parte. Cu siguranță acestea ar trebui luate în calcul în noile direcții de politici energetice la nivel european care ar fi lansate în 2022.

Cum am explicat mai sus, soluția pe care ne bazăm – gazele din Marea Neagră – va avea cel mult o contribuție modestă la securitatea energetică în regiune și nu e suficient cât să se justifice o creștere semnificativă a consumului. Dacă proiectul celor de la BSOG a devenit funcțional în iunie, proiectul Neptun Deep este nesigur. OMV Petrom nu a luat decizia finală de investiție, iar proiectul este riscant. Este localizat aproape de zona de conflict din Marea Neagră, ceea ce crește costurile de asigurări sau de personal. Apoi, intrarea în producție în 2027-2028 ar însemna că sfârșitul perioadei de exploatare (2048) se apropie periculos de mult de 2050 și e posibil să nu mai existe cerere pentru gaze în ultimii ani.

Capacitatea companiilor de a duce la bun sfârșit un proiect de asemenea amploare precum Neptun Deep e iarăși îndoielnică. Romgaz mai are un zăcământ onshore descoperit relativ recent (2017) și intrat de curând în exploatare, la Caragele – cca 30 de miliarde de metri cubi, dar nu face investiții și nu-l exploatează, blocându-și în schimb toate resursele în proiectul Neptun Deep. Nici Romgaz, nici OMV Petrom nu au experiență în exploatare offshore de mare adâncime.

În ceea ce privește alternativele de import, în varianta optimistă în care toată regiunea se mișcă rapid cu lucrările de infrastructură, România va avea acces în anii următori la gaz azer, la gaz din terminalele de gaz lichefiat din Grecia și Croația, poate și gaz din Ucraina; însă România va fi în concurență cu toate țările din jur. Drept urmare, e foarte probabil că decidenții vând pielea ursului din pădure angajându-se la investiții care ar crește consumul de gaze fără să fie asigurată o sursă clară de gaze natural, la prețuri competitive. Desigur, există și cazul în care consumul de gaze nu va crește, chiar dacă se vor construi rețele, dar la care nu se va putea branșa nimeni din cauza prețului prea mare la gaze, iar centralele pe gaze planificate (toate în cadrul companiilor de stat) nu se vor mai construi, la fel cum s-a împotmolit și centrala de la Iernut a Romgazului și marea majoritate a proiectelor din sectorul energetic public.

Mitul 4

**Energia electrică
pe gaze este mai
ieftină decât cea
produsă din surse
regenerabile**



„Combustibilul” pentru energia regenerabilă e într-adevăr gratuit, ceea ce îi face pe mulți, inclusiv decidenți din România, să creadă chiar că energia regenerabilă e „gratis cu costuri de operare zero”, cum s-a văzut, de exemplu, în propunerea din 2021 de a impozita cu 80% veniturile producătorilor de energie regenerabilă, fără a ține cont de alte costuri prevăzute de legislația privind facturile la energie. Dar investiția inițială a fost până recent în general costisitoare, acesta fiind motivul pentru care a fost nevoie de scheme de ajutor de stat destinate investițiilor în energie regenerabilă și motivul pentru care, deși „gratis”, ni se pare totuși un „lux pe care nu ni-l permitem”. Ca scheme de sprijin, în România au existat certificatele verzi, granturi europene, iar în viitor vor exista și „contracte pentru diferență”.

Ca să înțelegem exact cât costă energia regenerabilă comparativ cu alte surse, indicatorul cel mai potrivit pentru a măsura costul real al energiei îl reprezintă LCOE – *levelized cost of energy*.



Pe scurt, **LCOE reprezintă costurile integrale, actualizate în valoarea banilor de azi, pe toată durata de viață a unui proiect, al unui MWh de energie electrică produsă.**

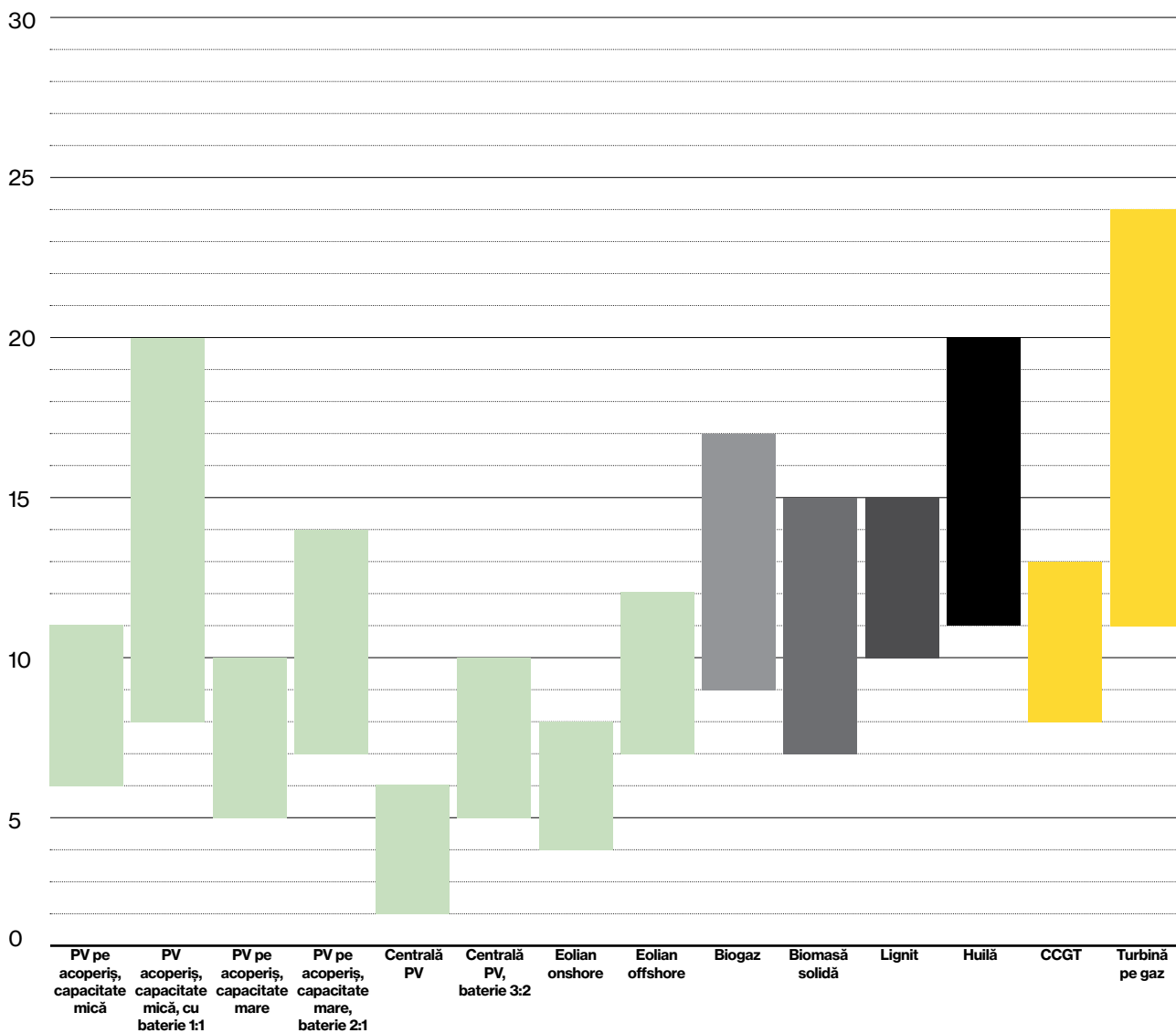
E un indicator care include și costurile inițiale de investiții și pe cele de operare¹². El ține cont de mulți factori, inclusiv, spre exemplu, de „factorul de capacitate” – câte ore într-un an funcționează o unitate de producere. În alte cuvinte, e foarte util tocmai pentru că se „ajustează” bine la intermitența regenerabililor față de alte tehnologii.

Trebuie înțeles că investiția în energie regenerabilă s-a ieftinit mult în deceniul trecut – Conform IRENA, LCOE pentru centralele fotovoltaice a scăzut cu 85% și pentru eolian onshore cu 56% între 2010-2020¹³. Acest lucru s-a datorat ieftinirii tehnologiilor, reducerii costurilor de operare și îmbunătățirii performanței operaționale, care a redus din intermitența capacităților eoliene, crescând timpul de producție efectivă sau tocmai factorul de capacitate (de la 17% în 2010 la 36% în 2020, media globală). Adică energia regenerabilă nu doar s-a ieftinit, dar și „intermitențele” s-au redus prin îmbunătățirea tehnologiei. Graficul de mai jos ilustrează cele mai recente date disponibile pentru UE (dintr-un studiu din iunie 2021, deci înainte de creșterea accelerată a costului gazelor și cărbunelui și surprinde doar parțial creșterea prețului certificatelor de CO₂ din ultima perioadă).

12. LCOE este calculat ca valoarea actualizată a costului total pe durata de viață împărțit la valoarea actualizată, adică în banii de azi, a întregii producții de energie electrică.

13. International Renewable Energy Agency, Renewable Power Generation Costs in 2020, https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2021/Jun/IRENA_Power_Generation_Costs_2020.pdf

Fig. 5 Grafic: LCOE - valoarea actualizată a costului total pe durata de viață împărțit la valoarea actualizată a întregii producții de energie electrică pentru diverse tehnologii, UE, iunie 2021, EUR/MWh

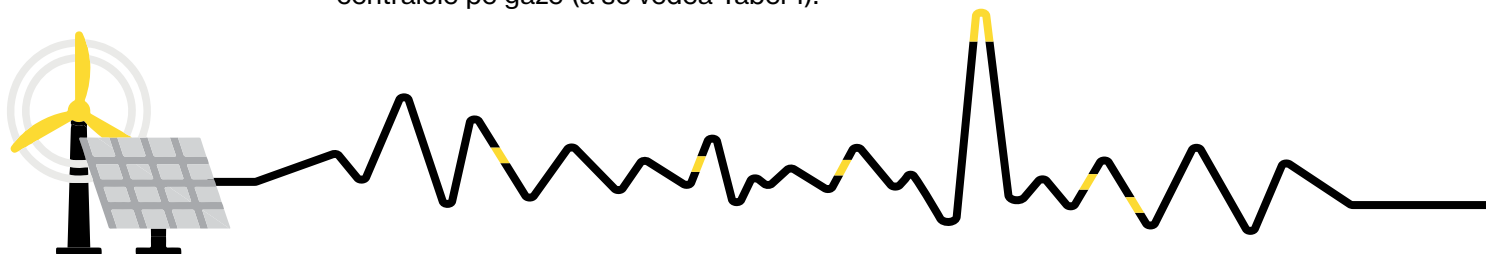


Sursa: Fraunhofer 2021

În prezent, energia regenerabilă – atât capacitățile mici, precum panourile pe acoperiș, cu sau fără baterie, cât și cele de "utility scale", capacități mari ale unor investitori, au ajuns să poată concura în mod liber și fără scheme de sprijin cu centralele convenționale pe lignit sau huilă și pot fi chiar ușor mai ieftine decât cele pe gaze. Și asta, înainte de creșterea substanțială a prețului certificatelor de CO₂ și a costului combustibilului în UE – atât gazele, cât și cărbunile s-au scumpit semnificativ în a doua jumătate a lui 2021, iar așteptarea este că prețul gazelor va rămâne ridicat de acum înainte, cel puțin pe termen mediu din cauza lipsei gazelor pe piața europeană, apoi din cauza restricțiilor suplimentare de mediu. În plus, pentru gaze probabil vor fi costuri suplimentare de ajustare la noile cerințe de reducere a emisiilor de metan, de la costurile cu monitorizarea emisiilor și programe de detectare a pierderilor și reparații, până la posibila taxare / penalizare a emisiilor de metan, cum am arătat mai sus. Costurile de construcție vor crește, din cauza scumpirii materialelor de construcții, metalelor etc; totuși, acestea vor crește în aceeași măsură și pentru tehnologiile convenționale și pentru cele regenerabile, nealterând raportul dintre ele, cu excepția poate a unor materiale și componente speciale pentru care depindem de China. Cu siguranță, așa cum s-a văzut încă din comunicarea CE privind RePowerEU¹⁴, va exista o discuție importantă la nivel european privind poziția dominantă a Chinei în piață pentru anumite echipamente, materiale și din nevoia de diversificare – ceea ce ar putea crește costurile investițiilor inițiale sau nevoia de a subvenționa anumite sectoare industriale pentru producerea în interiorul UE a unor componente esențiale pentru energia regenerabilă.

14. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM%3A2022%3A108%3AFIN>

Așadar, energia regenerabilă devine din ce în ce mai competitivă chiar fără mecanisme de sprijin – care trebuie totuși acordate atunci când încercăm să accelerăm inovarea sau dezvoltarea unor tehnologii mult mai noi și mai scumpe, cum ar fi eolianul offshore sau stocarea de energie. Pe lângă ieftinirea relativă a energiei regenerabile, mai trebuie reținut și faptul că, pe măsură ce cresc capacitățile de energie regenerabilă, **gazul ar urma să fie folosit doar pentru acoperirea unor vârfuri de consum sau unor intermitențe care nu pot fi gestionate mai bine altfel.** Dar acest lucru reduce substanțial numărul de ore în care vor funcționa centralele pe gaze, adică reduce veniturile totale pe care acestea le vor realiza pe parcursul întregii durate de viață. Cu alte cuvinte, tinde să crească LCOE pentru centralele pe gaze (a se vedea Tabel 1).



Nu în ultimul rând, un rol important îl va juca și creșterea importurilor și exporturilor de energie electrică, dacă vom accelera interconectările. Pe parcursul unei zile, consumul variază altfel decât și-ar dori producătorii. Există vârfuri de consum ziua pentru consumul industrial, seara pentru consumul casnic etc., precum și în funcție de anotimp. Variațiile zilnice pot fi gestionate mai bine, de exemplu, prin schimburi transfrontaliere cu țări de pe alt fus orar. Zilnic există excedent și deficit în schimburile transfrontaliere cu toate țările cu care suntem interconectați. Per ansamblu, asta înseamnă că o producție mare de energie regenerabilă în România, chiar dacă nu s-ar putea plia integral pe cererea internă, poate acoperi fie un deficit de energie din Ungaria sau Bulgaria, fie poate substitui consumul de gaze din aceste țări pentru producerea de energie electrică dacă în România bate vântul sau e mai mult soare.






Trebuie, de asemenea, să înțelegem și faptul că folosirea capacităților pe combustibili fosili pentru gestionarea intermitențelor sau în general a variațiilor producției și consumului de energie dintr-o piață nu este lipsită de costuri și dezavantaje. Unitățile pe gaze sunt într-adevăr mai rapide decât cele pe cărbune. Totuși, cele mai flexibile unități pe gaze sunt fie mai ineficiente (centralele OCGT – ciclu deschis față de cele CCGT – ciclu combinat), fie nici măcar nu prea sunt luate în calcul în România, precum motoarele pe gaz¹⁵.

15. Motoarele pe gaz ar fi probabil mai potrivite pentru gestionarea intermitențelor pentru că, așa cum se vede din tabel, pot fi pornite rapid și au avantajul de a fi modular, adică pot fi instalate descentralizat prin țară, acolo unde e mai mare nevoie.

CCGT, avute în vedere la CE Oltenia, sunt cel mai puțin flexibile dintre toate și cu costurile cele mai mari de pornire – e adevărat că vor fi mai flexibile decât ce avem acolo în prezent. Timpul de răspuns pentru orice centrală pe gaze, de regulă, e mai lent decât al centralelor hidro cu care nu prea pot concura pe segmentul cel mai rapid.

Evident, cu cât centralele pe gaze sunt operate la capacități mai reduse, cu atât sunt mai ineficiente. Pe scurt, **dacă se vor folosi centralele pe gaze, nu la capacitate maximă pentru maximizarea eficienței și limitarea costurilor de pornire, ci ca backup pentru intermitența regenerabilelor, în tehnologiile pe care le avem în vedere în România LCOE pentru gaze vor fi mai mari decât media din graficul de mai sus.**

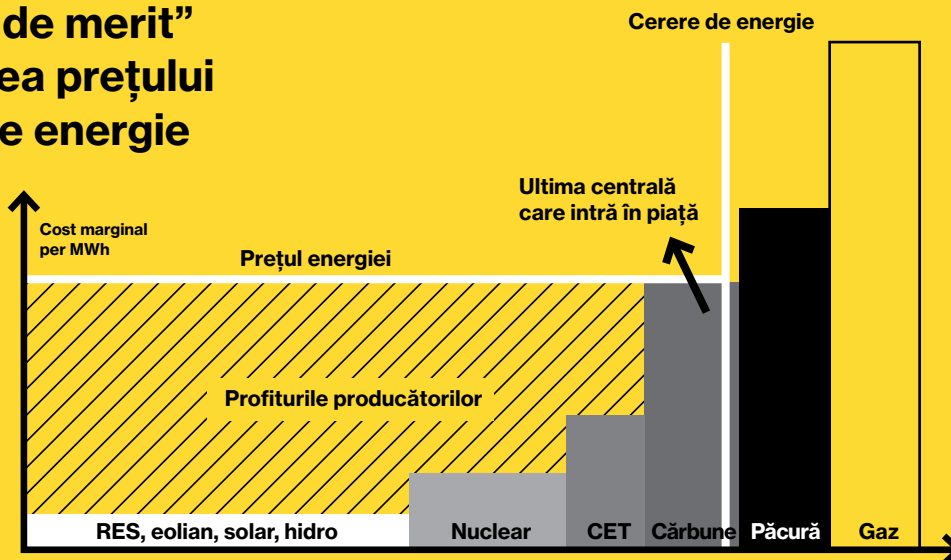
Tabel 1 – Flexibilitatea reală a centralelor pe combustibili fosili

	 Timp pornire	 Cost pornire USD/MW pornire instantanee	 Încărcare minimă	 Randament maxim (la 100% încărcare)	 Randament la 50% încărcare
Huilă	2 - 10 h	> 100	25-40%	43%	40%
cu flexibilizare	80 min - 6 h	> 100	10-20%	43%	40%
Lignit	4 - 10 h	> 100	50-60%	40%	35%
cu flexibilizare	75 min - 8 h	> 100	10-40%	40%	35%
CCGT	1 - 4 h	55	40-50%	52-57%	47-51%
cu flexibilizare	30 min - 3 h	55	20-40%	52-57%	47-51%
OCGT	5 - 11 min	< 1-70	40-50%	35-39%	27-32%
cu flexibilizare	5 - 10 min	< 1-70	20-50%	35-39%	27-32%
Motoare pe gaz	5 min	< 1	20%	45-47%	45-47%
cu flexibilizare	2 min	< 1	10%	45-47%	45-47%

Sursa: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Sep/IRENA_Flexibility_in_CPPs_2019.pdf?la=en&hash=AF60106EA083E492638D8FA9ADF7FD099259F5A1

Pe lângă faptul că energia regenerabilă a devenit deja competitivă, chiar ținând cont de costul inițial al investiției, trebuie să înțelegem cum funcționează piața europeană de energie pe termen scurt. Adică decizia de a vinde acum energie, dintr-o centrală care e operațională: **decid să vând atunci când costul pentru 1 MWh produs în plus e mai mic decât ce câștig vânzând acel 1 MWh suplimentar.** A nu se confunda cu discuția de mai sus privind LCOE și care ne ajută să luăm decizia de a investi sau nu într-o centrală nouă, decizie care ține cont de toate veniturile și toate cheltuielile pe durata de viață a centralei. Aici vorbim despre decizia unei centrale existente deja și operaționale de a vinde sau nu într-un moment dat și ține cont de prețul de piață și costurile marginale ale producerii unui MWh.

„Ordinea de merit” și formarea prețului în piața de energie



Prețul energiei electrice stabilește ce unitate produce și când. În piață intră toate centralele cu costuri per MWh produs suplimentar mai mici decât prețul. Când nu bate vântul, e secetă etc. se reduc primele „blocuri” de ofertă disponibilă. Prețul crește din cauza lipsei de energie și permite și altor centrale – pe cărbune, pe gaz etc., care au costuri de producție mari, să vândă în profit. Ce e foarte important: 1. Energia regenerabilă are costurile marginale cele mai mici, cu cât există mai multă energie regenerabilă în „mix”, cu atât prețul e mai mic. 2. Ultimii intrați în piață stabilesc prețul pieței, deci centralele ineficiente sau scumpe, dacă nu există suficiente capacități „mai ieftine”. 3. Capacitățile fosile, nu cele regenerabile, sunt cele care „scumpesc” energia la consumatorul final și tot ele sunt cele care contribuie la volatilitatea prețurilor, problema cea mai mare cu care ne confruntăm de câteva luni încoace. 4. În cadrul modelului de piață european, capacitățile regenerabile și nuclearul instalate deja fac profituri substanțiale în condițiile prețurilor mari la energie. Politica de a-i subvenționa pentru investiții, dar a-i supraimpozita agresiv în perioade de creșteri de prețuri, cum facem noi acum, se poate dovedi păguboasă. Nu pentru producția existentă – unde se poate argumenta într-adevăr că se fac profituri excesive, iar centralele oricum sunt deja construite, ci pentru că este un precedent periculos care riscă să descurajeze investițiile noi – investitorii vor avea rețineri să facă o investiție inițială mare dacă vor ști că pot fi supraimpozitați oricând mai târziu. Probabil va exista o discuție importantă la nivelul UE privind ajustarea modelului de piață în situații excepționale ca acesta, în care costul combustibililor convenționali crește din șocuri externe, dar ajustarea va trebui bine gândită pentru a nu descuraja investițiile și a nu deraia tranziția energetică.

Mitul 5

**Energia electrică
pe gaze generează
mai multe locuri
de muncă decât
cea regenerabilă**



Închiderea industriei energetice pe combustibili fosili și a industriilor extractive aferente duce într-adevăr la scăderea forței de muncă din zonele puternic industrializate și zonele miniere. Tocmai din acest motiv au fost concepute și Planurile de Tranziție Justă, prin care România beneficiază de ajutor din bani europeni pentru cele șase județe care ar fi cele mai afectate, inclusiv în termeni de costuri sociale ale tranziției. În același timp însă, tranziția energetică generează ea însăși noi locuri de muncă, în noile capacități de energie regenerabilă, în producția de echipamente, în cercetare, în măsurile de eficiență energetică în clădiri. Acest lucru nu este nou. În general, orice restructurare masivă a unei industrii sau economii înseamnă „distrugere creativă”, care are costuri, dar și beneficii. În cazul României, beneficiul e o economie mai sustenabilă și mai adaptată la schimbările climatice pentru întreaga societate și singura problemă e să ne asigurăm de împărțirea echitabilă. O analiză detaliată a Comisiei Europene¹⁶, care ține cont de transformarea profundă a economiei așteptată pentru atingerea țintelor, arată cum tranziția verde – reducerea emisiilor cu 55% până în 2030 – ar duce per ansamblu la un câștig net de locuri de muncă, deși modest – 884.000 de noi locuri de muncă până în 2030. În realitate, calculul corect ar trebui făcut în acest mod, prin analiza de ansamblu a impactului tranziției verzi și nu ținând cont doar de locurile de muncă direct legate de X MW regenerabili vs Y MW pe combustibili fosili, cum am explicat și în cazul primului „mit”.



16. The Future of Jobs is Green, <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/e3b6064a-4830-11ec-91ac-01aa75ed71a1>

Cu toate acestea, există și analize care calculează „câți oameni sunt angajați pe MW instalat” pentru a face o estimare nu foarte riguroasă a costului de oportunitate în termeni de forță de muncă între diversele tehnologii de producere a energiei electrice. Din ele rezultă că, per total, industria energiei regenerabile este comparabilă în termeni de ocupare a forței de muncă cu celelalte tehnologii, dacă ținem cont numai de locurile de muncă direct legate de producerea echipamentelor, construcția și instalarea, operarea și întreținerea centralelor (totuși, trebuie reținut că în sectorul cărbunelui nu este inclusă și forța de muncă din minerit). Comparând doar centralele pe tehnologie regenerabilă cu cele echivalente pe gaze, în realitate instalarea și operarea unor capacități pe energie regenerabilă duce la crearea mai multor locuri de muncă decât o centrală pe gaze. Diferența ar fi chiar mai mare dacă ținem cont de faptul că energia regenerabilă are în general un factor de capacitate mai mic decât una pe gaze folosită nu doar pentru acoperirea unor vârfuri de consum (adică ar trebui „instalați mai mulți MW” pe energie regenerabilă decât pe gaze pentru a produce o energie echivalentă). Totuși, problema unei asemenea analize e că ne duce tocmai în eroare pe care am încercat s-o demontăm la „mitul 1” – ideea că există o echivalență simplă între numărul de MW pe gaze vs cei pe regenerabil și că am putea alege ori una, ori alta, motiv pentru care argumentul nu e foarte des întâlnit.

Tabel 2 – Ocuparea forței de muncă în sectorul energetic

	Ani construcție	Construcție - instalare (ani angajat / MW)	Producere echipamente (ani angajat / MW)	Operare și întreținere (angajat / MW)
Cărbune	5	11.2	5.4	0.14
Gaze	2	1.3	0.93	0.14
Nuclear	10	11.8	1.3	0.6
Biomasă	2	14	2.9	1.5
Hidro mare	2	7.4	3.5	0.2
Micro-hidro	2	15.8	10.9	4.9
Eolian onshore	2	3.2	4.7	0.3
Eolian offshore	4	8	15.6	0.2
PV	1	13	6.7	0.7
Geotermal	2	6.8	3.9	0.4

Concluzii și recomandări

Acestea sunt cele mai frecvente argumente eronate în sprijinul investițiilor în gaze prin opoziție cu investițiile în regenerabile. Ele apar frecvent în comentariile din mass media și în declarațiile oficialilor. Dacă demontăm toate aceste mituri, concluzia este destul de clară: nu există o soluție simplă pentru a rezolva dintr-odată tranziția energetică în România. E nevoie de gândire strategică și conectare la discuțiile și modul de a gândi politici publice la nivel european și în celelalte state membre. România are nevoie de oameni competenți și credibili în rândul decidenților și autorităților de reglementare. Altminteri, se vor lua din nou decizii pripite, care par soluții facile la o problemă dată, și se pierde imaginea de ansamblu.

1.

Absența unei strategii energetice realiste, pe termen lung, în care rolul gazului să fie corect definit, conduce la astfel de decizii pripite.

În România, se discută încă de prin 2010 de nevoia de actualizare a strategiei energetice, în 2016 s-a elaborat un proiect destul de detaliat, însă acesta a fost abandonat odată cu schimbarea de guvern după alegeri și de atunci nu s-a reușit finalizarea nici unei strategii noi. Punctual, dacă se va lua în considerare necesitatea gazului drept „combustibil de tranziție”, strategia trebuie să indice clar până la ce dată ar urma să se finalizeze tranziția de la gaz la energie regenerabilă în viitor; adică, va trebui să fie formulat clar și un termen la care se va renunța la gaz din mixul energetic (gas phase-out), pentru a ajunge la „net-zero în 2050”. De asemenea, simpla ipoteză că gazul va putea fi înlocuit integral cu hidrogen, folosind aceeași infrastructură, nu se bazează pe studii și date reale: România încă nu are o strategie pentru hidrogen, pentru a vedea potențialul de producere a acestuia, cantitățile care ar putea fi disponibile, localizarea, costurile. Abia după elaborarea unei astfel de strategii se poate lua o decizie cu privire la utilizarea hidrogenului: cum am explicat mai sus, unele state, precum Olanda, în ciuda unei capacități mari de producere de hidrogen verde și a unei infrastructuri de gaz extinse, a luat decizia de a nu înlocui gazul natural cu hidrogenul în infrastructura existentă.

2.

Resursele alocate pentru dezvoltarea infrastructurii de gaze ar putea fi folosite mai eficient pentru alte scopuri.

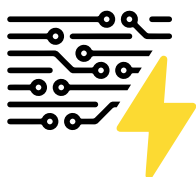
În cazul României, sprijinul cu bani publici, naționali sau europeni, pentru accelerarea investițiilor în consumul de gaze riscă să deraieze tranziția la energie verde în România, aduce riscuri sporite de securitate energetică, mai ales câtă vreme nu e clar pe ce gaze ne bazăm, scumpește energia în factura finală la consumator, fie el casnic, fie industrial. Sectorul energetic din România trebuie să țină pasul cu schimbările care se petrec oricum în economia țării, la 30 de ani după prăbușirea economiei centralizate, industrializate excesiv și ineficient. România trebuie să-și schimbe integral paradigma în care funcționează actualmente sistemul energetic în ansamblu și cel al energiei electrice, dacă dorim să ținem pasul cu restul lumii civilizate. Trebuie ținut cont de faptul că investițiile noi în infrastructura de gaze au durate de viață foarte lungi, dincolo de orizontul 2050 (50-60 de ani pentru rețele, minim 30 de ani pentru centrale pe gaz).

Sumele despre care discutăm (de ordinul a 7-8 miliarde de EUR numai cât au fost alocate până acum) ar putea fi folosite în schimb pentru măsuri care realmente să accelereze tranziția verde. Totuși, ca să stabilim exact care ar fi cea mai bună alocare a banilor avem nevoie de acea strategie clară, coerentă și asumată. Mai jos, câteva exemple de măsuri care ar putea fi avute în vedere.



Eficiență energetică în clădiri

Strategia de renovare a clădirilor pe termen lung, elaborată de Banca Mondială în 2019, spune că va fi nevoie de 13 miliarde de EUR doar pentru renovarea clădirilor până în 2030, dacă România vrea să-și atingă țintele asumate pentru 2030 și să fie pe calea cea bună pentru net-zero în 2050. Probabil, suma actualizată cu inflația ar fi dublă, iar statul (prin fonduri UE, buget național, bugete locale) ar trebui să nu substituie integral efortul privat, ci să accelereze renovările, cofinanțând investițiile private. Proprietarii trebuie să acopere măcar o parte din surse proprii și credite bancare comerciale, evident, și în funcție de capacitatea financiară. În acest moment, nu avem niciun plan de renovare a clădirilor individuale, cu excepția programului AFM, care țintește doar proprietari relativ înstăriți (capabili să prefinanțeze din buzunarul propriu întregul cost). Este nevoie de programe de anvelopare termică și eficientizarea sursei de încălzire pentru casele de la țară, iar această măsură ar fi cu siguranță mai populară decât accesul ipotetic la un gaz care va rămâne scump și anii viitori.



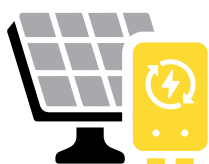
Investiții masive în modernizarea rețelelor de energie electrică

În special digitalizarea rețelelor pentru a răspunde rapid nevoilor consumatorilor și producătorilor de toate felurile (companii, prosumatori, comunități de energie) care vor să se conecteze la rețea, precum și consolidarea rețelelor pentru a face față noului profil al sectorului energetic.



Investiții în sisteme de încălzire centralizată moderne, nu „cârpirea” sistemelor vechi și ineficiente

În Occident, tendința e de creștere a încălzirii și răcirii centralizate, care să includă energie regenerabilă (solar, geotermal), stocare de căldură, cogenerare realmente de înaltă eficiență.



Investiții în încălzire verde

Încălzirea centralizată este o soluție acolo unde există o cerere „densă” pentru energie termică (aglomerări urbane), dar pentru locuințele izolate e nevoie de alte surse de încălzire, de la panouri solare la pompe de căldură, care, la rândul lor, vor avea nevoie de energie electrică produsă din surse cât mai verzi.

3.

O bună parte din investițiile în energia regenerabilă sunt eficiente economic

Există interes privat pentru acestea, iar prioritatea ar trebui să fie identificarea principalelor bariere în calea accelerării acestor investiții: accesul la rețea, procesul anevoios de autorizare, incertitudinea legislativă și de reglementare, dificultățile de a încheia contracte în condiții de piață. În strategia energetică, guvernul trebuie să stabilească o țintă clară, mai ambițioasă decât azi, pentru energia regenerabilă; să estimeze cât se poate obține din investiții private fără sprijin și abia după aceea cât sau ce tehnologii trebuie sprijinite prin diversele forme de suport - bani europeni din PNRR, programe operaționale, Fondul de Modernizare, contracte pentru diferență. Tehnologiile care necesită sprijin nu sunt cele actuale, viabile în condiții de piață, ci unele mai avansate tehnologic (eolian offshore, cu capacități de stocare etc.). Prioritatea finanțării din bani publici trebuie însă să fie înlăturarea obstacolelor în calea investițiilor în tehnologii deja mature și care ar avea loc în mod natural, în special modernizarea rețelelor de distribuție și transport de energie electrică.

Anexa Alocări de bani publici pentru creșterea consumului de gaze

Rețele gaz		
	Județ	Sume (LEI)
PNDL	<i>Solicitare total (41 județe)</i>	57,845,372,023
	Alocare totală	13,000,000,000
POIM	Alocare totală	1,163,250,000
	<i>Proiecte depuse</i>	11,471,482,855
	Contracte semnate / județ	
	MEHEDINȚI	46,230,170
	IAȘI	19,121,540
	BACĂU	19,319,997
	HARGHITA	141,054,408
	COVASNA	28,476,954
	PRAHOVA	22,338,440
	ARAD	45,980,997
	Total	322,522,506
PNRR	Rețea gaze - extindere	1,980,000,000
	Electrolizoare pentru H2	569,250,000
PODD	437 km rețea gaze T&D	1,625,000,000
	Total alocări (doar rețea)	17,768,250,000

Producție de energie electrică pe gaze		
Fmod	CE Oltenia - 1325 MW CCGT	2,100,000,000
PNRR	300 MW CET pe gaze	1,485,000,000
PODD	Capacitate cogenerare Motru	50,000,000
	Total alocări - grant gaz	3,635,000,000

