

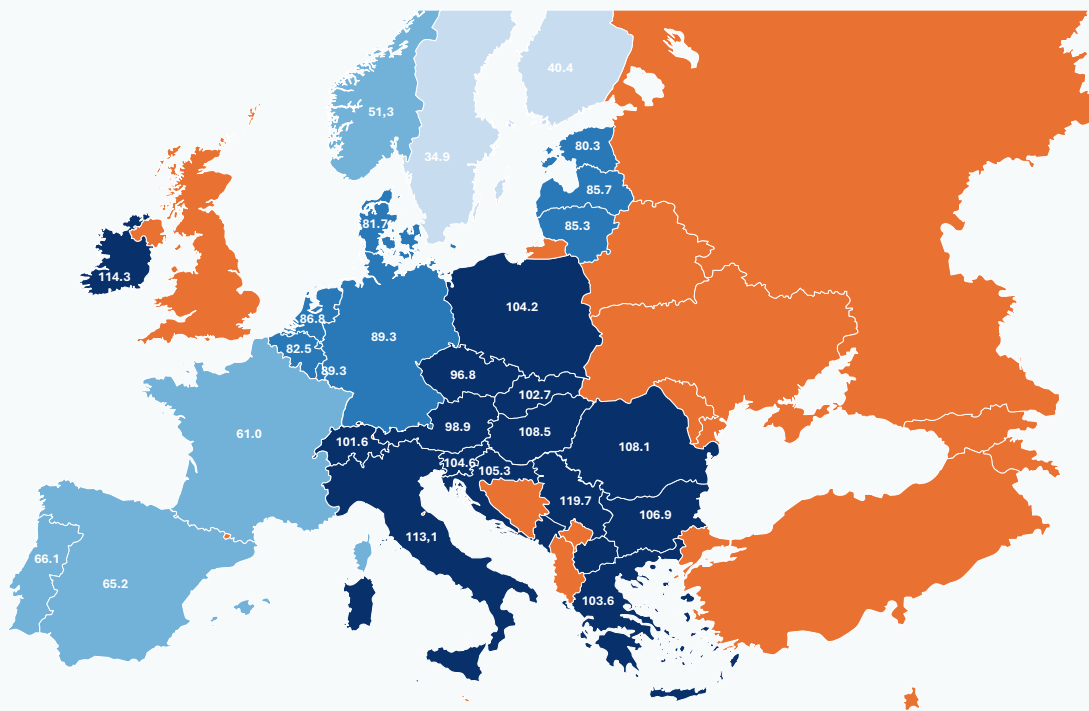


Strategia energetica a Romaniei.Factori de succes

Cătălin Stancu

01 Test acid: poate Strategia Energetică asigura prețuri competitive?

Securitatea energetică și decarbonizarea trebuie completate de un obiectiv economic explicit: minimizarea prețului energiei



108,1

€/MWh · PZU România, medie ponderată 2025, constant în ultimii 4 ani în top 5 cele mai mari prețuri din UE

Testul propus pentru Strategie

- Scenariile mixului energetic trebuie să acopere cererea(realista) și rezervele și să respecte țintele climatice.
- Selectia mixului optim: mixul cu cel mai redus preț total pe termen lung.

Criteriul de succes: mixul optim asigura energia livrată economiei la prețuri competitive și stabile.

02 Competitivitatea economiei depinde de prețul energiei

Prețul energiei influențează investițiile industriale, exporturile și rentabilitatea electrificării.

Dezavantajul european

Raportul Draghi: electricitate de 2–3 ori și gaz de 4–5 ori mai scumpe decât în SUA.

Consecinte pentru economie

Energie scumpă, costul schemelor de sprijin, necesarul de capacitate în rețea, costul echilibrării, inflație.

Analiza orară

Echilibrul anual producție–consum poate coexista cu deficit și prețuri ridicate în anumite ore, care ridică prețul mediu (costul marginal al combustibililor fosili).

Optimizarea mixului energetic se evaluează prin efectul asupra costului pentru consumatori.

03 Gazul natural poate domina formarea prețului chiar dacă nu aduce o cantitate de energie proporțională

Pe PZU, ultima ofertă necesară pentru acoperirea cererii stabilește prețul tuturor ofertelor acceptate.

Merit order

PV și eolian au cost marginal(MC) aproape zero. Gazul și cărbunele includ combustibilul și ETS și determină prețul maxim de închidere. Crizele energetice repetate ar trebui să determine o reevaluare a rolului GN în producția de energie

Expunere disproporționată

În UE, în 2022, gazul a produs circa 20% din electricitate și a stabilit prețul în circa 63% din intervale.

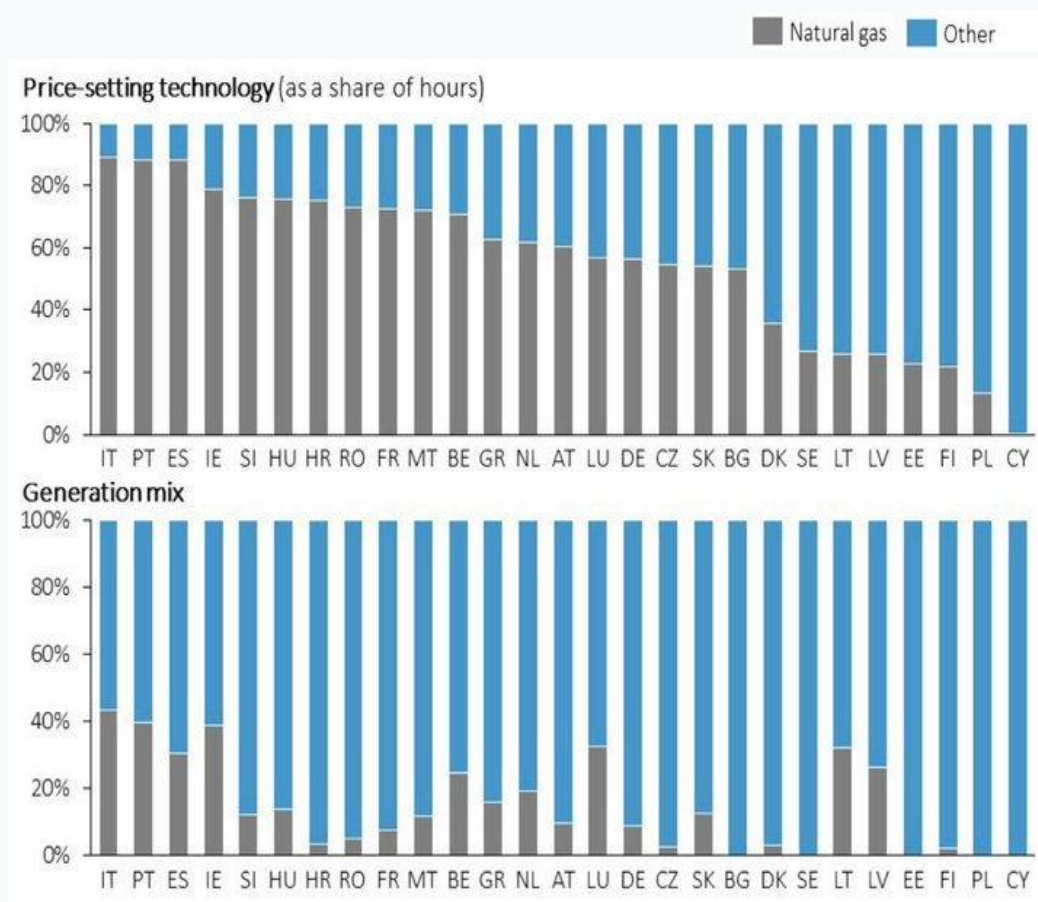
Flexibilitate și cuplare

Stocarea, cererea flexibilă (DMS/VPP) și interconexiunile reduc dependența de unitățile marginale scumpe. Generarea prin tehnologii cu MC și LCOE minim rămân însă centrale în reducerea prețului.

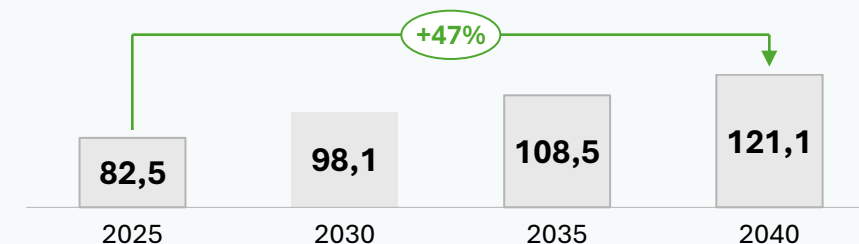
Indicator strategic: câte ore gazul stabilește prețul și la ce cost marginal.

04 Gazul natural determină prețurile prin efectul cumulat al creșterii costurilor marginale ale GN și ale certificatelor ETS

Tehnologia care stabilește prețul energiei electrice pe fiecare stat membru și mixul de producție (% din total, 2022)



Costul marginal mediu al GN, ponderat cu producția (€/MWh)



Comentarii

- Gazul natural (GN) a asigurat 20% din producția de energie a UE, dar a stabilit prețul în peste 60% din timp
- Utilizarea sa pentru producția în bandă transmite semnale de preț care conduc la prețuri relativ ridicate ale energiei, comparativ cu alte tehnologii, în special sursele regenerabile (SRE) și nuclearul, care au costuri marginale mult mai mici
- Având în vedere prognozele privind taxe pe emisii mult mai mari după 2035 și riscul asociat de transfer în prețul energiei, trebuie analizate modele de reglementare pentru producția de energie pe bază de GN care să permită cel puțin recuperarea noilor investiții

05 Costul marginal(MC) și LCOE: criterii economice esențiale in alegerea tehnologiilor

Costul marginal este predictor de preț pe termen scurt. LCOE este un predictor rezonabil pe termen lung.

Tehnologie	Cost marginal	LCOE / venit necesar	Implementare
Nuclear nou	Redus	150–200 €/MWh ¹	10–15 ani sau mai mult
CCGT nou UE	≈105 €/MWh ²	126–133 €/MWh ²	≈1–2 ani
PV România	~0	45–50 €/MWh	≈1 an

¹ Sensibilitate COD 2035–2038. ² Scenariu 2030: gaz 40 €/MWhth, EUA 100 €/t, η 60%, 5.000 h/an.

³ Construcție după dezvoltare și autorizare. ⁴ Scenariu 2030, fără costul automat al fermității.

Modelarea trebuie sa includa valoarea pentru sistem, rețeaua și flexibilitatea.

06 Cererea și modelarea până în 2040

Modelarea prețului mediu PZU Horváth(back-up) indică prețuri angro persistente în jurul a 100 €/MWh în scenariul de referință .

Indicator / scenariu	2030	2035	2040
Cerere de referință, TWh	64,2*	72,6	82,1
Scenariu referință, €/MWh	93	98	102
Gaz + (preț ref. +5 €/MWh), €/MWh	99	105	109
CO ₂ + (130 vs. 225 în 2035), €/MWh	110	124	138

*Consum 2025: 55,4 TWh. Ipoteza de 73 TWh în 2030(Strategie) presupune o creștere de peste 32% in 4 ani

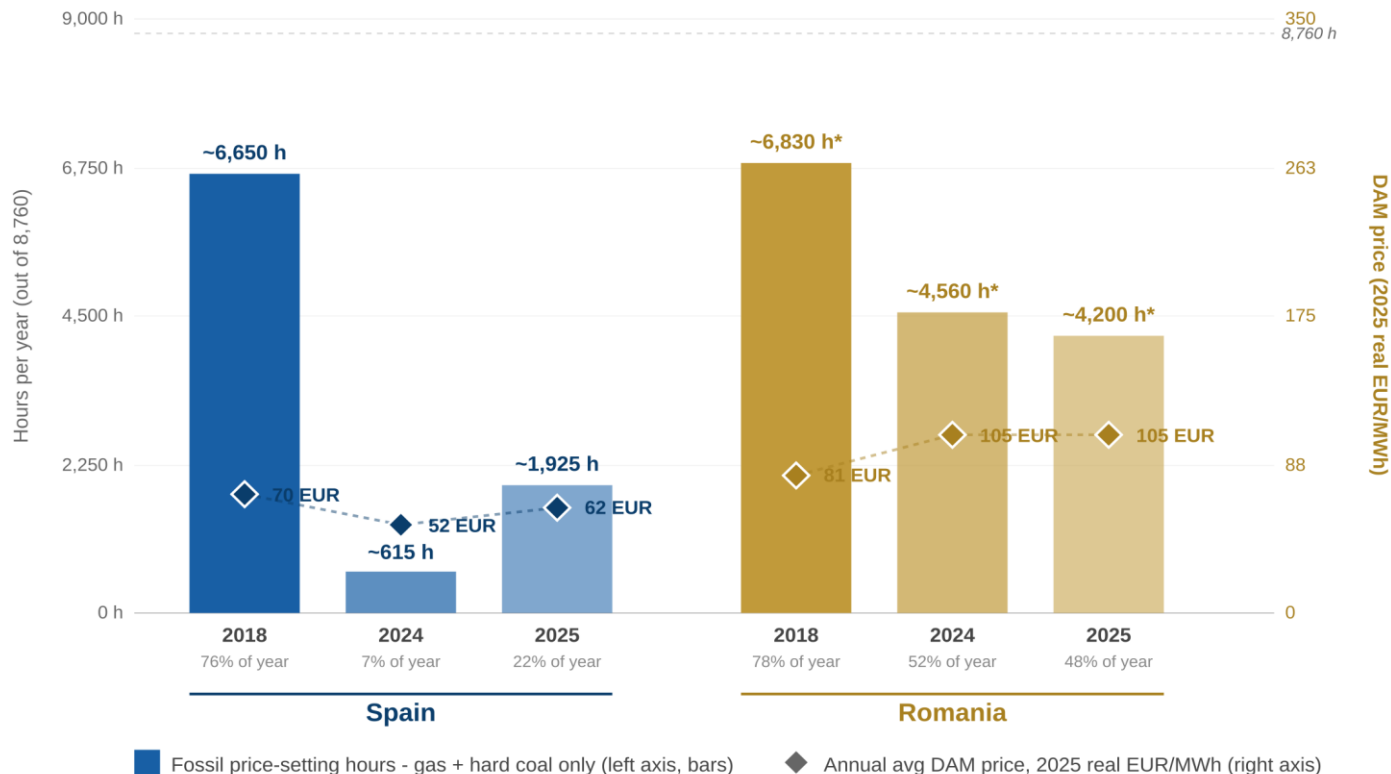
Proгноza de cerere trebuie susținută de scenarii credibile. În prezent, strategia energetică are un scenariu central puțin probabil în 2030 de 73 TWh

07 Studiu de caz: Spania

Orele în care sursele fosile stabilesc prețul și prețurile medii PZU: 2018, 2024, 2025. Spania vs. România

Fossil price-setting hours and average DAM price - Spain vs Romania, 2018 / 2024 / 2025

Romania figures exclude lignite from price-setting analysis. RO 2025 PZU corrected to ~105 EUR/MWh (per OPCOM monthly data, third highest in EU).



RO 2025 DAM: ~105 EUR/MWh per OPCOM monthly publications. H1 2025 = 108.28 EUR/MWh (3rd highest in EU after Ireland and Italy); monthly range Jan-Sep: 81-146 EUR/MWh. Full year ~105 EUR/MWh - essentially flat vs 2024 despite gas normalisation.

* Romania fossil-set hours are estimates inferred from generation mix, merit-order analysis, and Core flow-based coupling effect.

Surse: Ember (Spania, date publicate pentru S1 2025); Modo Energy (orele în care CCGT a stabilit prețul în Spania); estimări pentru România pe baza datelor Transelectrica/OPCOM, a curbei SRMC din România (incl. costul EUA pentru lignit) și a cuplării Core bazate pe fluxuri.

Comentarii

- Începând cu 2023, Spania elimină cărbunele. România este încă dependentă de cărbune în proporție de 10%.
- Penetrarea puternică a PV de la 5 GW la 45 GW (de la 5% la 20% în mix) și reducerea corespunzătoare a surselor fosile au făcut din Spania țara cea mai performantă din UE, cu excepția țărilor nordice (care au, în mod tradițional, cele mai bune prețuri PZU).
- România își reduce treptat dependența de sursele fosile, 2025 fiind primul an de creștere semnificativă.
- Diferențe structurale între ES și RO:
 - (i) orele în care tehnologiile fosile închid piața sunt unul dintre principalii factori ai prețurilor ridicate. Penetrarea ridicată a PV prevăzută în RO nu închide încă decalajul, în timp ce penetrarea ridicată a CCGT va acționa în sens contrar, din cauza costului marginal
 - (ii) efectul regional al cuplării piețelor, ca dezavantaj structural pentru RO

08 Proiectul Neptun Deep: securitate și valoare adăugată

Gazul autohton îmbunătățește aprovizionarea energetică și balanța comercială, dar păstrează costul de oportunitate european.

Prețul resursei

TTF și condițiile regionale influențează valoarea gazului în producția CCGT.

Utilizări economice cu valoare adăugată

Petrochimie, îngrășăminte și procese greu de electrificat pot transforma resursa în produse cu valoare adăugată.

Rolul în electricitate

CCGT cu rol principal flexibilitate, adecvanță și rezervă. Mecanismele de capacitate necesită remunerare competitivă (risc de recuperare investiție)

Avantajul competitiv depinde de modul în care România valorifică resursa.

09 Mixul optim include timpul de executie și finanțarea

Portofoliul trebuie să respecte cererea, adecvanța și țintele climatice la cel mai redus preț total.

Disponibilitatea la timp

Energia necesară în 2030 cere capacități disponibile în 2030. Întârzierile au cost economic.

CAPEX și finanțare

Testarea WACC, garanțiilor și expunerii bugetare trebuie făcută pentru întregul portofoliu.

Concurență și flexibilitate

Modularitatea diversifică riscul. Stocarea și răspunsul cererii concurează cu noile centrale CCGT

Fiecare investiție trebuie să reducă costul total al sistemului.

10 Opt factori de succes pentru revizuirea Strategiei

Revizuirea trebuie să transforme o lista de proiecte într-un proces de optimizare verificabil.

1. Cerere transparentă

Scenarii prudent, central și ridicat, cu profiluri orare.

2. Criteriu economic explicit

Preț total minim dintre scenariile fezabile.

3. Evaluare în tandem

Cost marginal, LCOE și contribuție la sistem.

4. Termene și întârzieri

Timp de execuție minim. Alternativă de rezervă și modelarea efectelor

5. Finanțare realizabilă

CAPEX, WACC, bancabilitate și impact asupra tarifelor.

6. Modularitate și concurență

Concurența minimizează prețul. Acces pentru mai mulți investitori solvabili.

7. Gaz pentru flexibilitate

Model de piață cu gazul natural destinat preponderant necesarului de echilibrare reduce numărul de ore în care acesta acoperă cererea.

8. Revizuire periodică

Cel puțin la doi ani și la abateri majore.

11 Concluzii: performanța întregului sistem

Strategia trebuie să livreze prețuri competitive, în condiții de securitate și decarbonizare.

Prețul pe termen scurt

Reducerea orelor în care gazul determină prețul cere flexibilitate și integrare regională. Tehnologiile cu MC minim sunt de preferat.

Costul pe termen lung

LCOE, finanțarea (inclusiv prin scheme de ajutor) și costurile de sistem determină plățile totale ale economiei.

Decizia strategică

Cererea realistă, termenele de execuție și concurența proiectelor trebuie să fundamenteze selecția portofoliului.

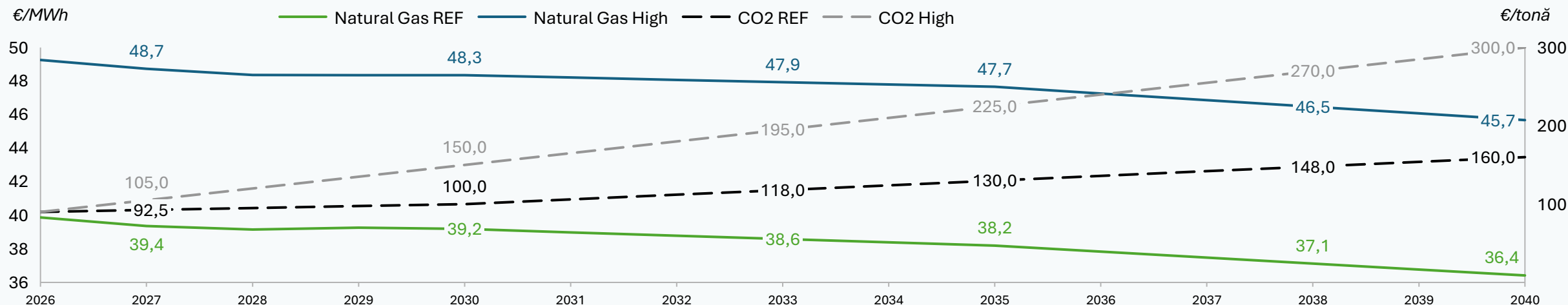
Succesul Strategiei se măsoară prin prețul energiei livrate economiei, nu prin numărul GW instalați.



Back-up. Prognoza preturilor DAM 2026-2040

12 Analiza scenariilor și principalele ipoteze

Prognoza prețurilor gazelor naturale (€/MWh) și ale certificatelor CO₂ (€/tonă), 2026–2040



Comentarii

- Modelul utilizează mai multe scenarii pentru a estima un interval al prețurilor angro ale energiei electrice, luând în considerare 2 scenarii pentru prețul gazelor (de bază și ridicat) și 2 scenarii pentru prețul certificatelor CO₂ (de bază și ridicat), pentru dezvoltările de capacități CCGT:

(i) BAZĂ (MW) – Mintia cu 1000, Iernut 430 (în 2027), plus 650 MW în noi centrale de cogenerare până în 2033 (Govora, Buc. Sud, Titan Progresu, Grozăvești, Palas)

(ii) MAX (MW) – Mintia II (+770 MW în 2026), Turceni (425 MW în 2030), Ișalnița 1 și 2 (425*2 MW în 2030) și Craiova 2 (295 MW în 2030)

Surse ale prognozelor pentru prețul CO₂

- Prognoza IEA WEO (2024):
 - 2030: 127–131 €/t; 2040: 141–193 €/t
- Propunerea CE pentru planificarea PNIESC (sfârșitul anului 2022):
 - 94 €/t pentru 2025 și 2030, 100–290 €/t pentru 2040
- Evaluarea CE privind ținta de 90% pentru 2040 (februarie 2024):
 - 160–290 €/t până în 2040

13 Prețurile gazelor naturale și ale certificatelor de emisii de CO₂ vor influența semnificativ evoluția prețului angro al energiei electrice.

Prognoza prețului energiei electrice în bandă (Baseload), 2027-2040 (€/MWh)



Comentarii

- În toate scenariile, prețul de pe piața angro va rămâne la un nivel comparabil cu cel actual. În consecință, industriile dependente de energie se vor confrunta cu o provocare semnificativă în ceea ce privește competitivitatea
- Cele patru scenarii analizate prezintă evoluția prețului energiei electrice în următorii 15 ani, pornind de la un scenariu de referință și luând în considerare diferiți factori, precum prețul gazelor și costul emisiilor de CO₂
- Capacitățile suplimentare pe gaz au, per ansamblu, un impact redus asupra prețului, deși mutarea accentului de pe centralele pe gaz pe tehnologii care nu depind de CO₂ ar putea avea un impact pozitiv limitat asupra prețului final
- Dintre toate scenariile, cel mai mare impact îl are prețul asociat emisiilor mai ridicate de CO₂, de unde rezultă că un mix de producție „mai verde” ar putea reduce prețul energiei electrice