

Rezultatele modelului Annual Decarbonisation Perspective privind o traiectorie spre atingerea țintelor de emisii din PNIESC și STL pentru România

LUCIANA MIU

Martie 2024

Context

Revizuirea Planului Național Integrat privind Energia și Schimbările Climatice (PNIESC) reprezintă o oportunitate de a explora opțiunile României pentru reducerea cu 99% a emisiilor de gaze cu efect de seră (GES) până în 2050 și cu 78% până în 2030, ținte stabilite în Strategia pe Termen Lung (STL) și incluse în forma draft a PNIESC. Acest *policy brief* prezintă rezultatele unui exercițiu de modelare, folosind modelul Annual Decarbonisation Perspective (ADP) dezvoltat de Evolved Energy Research în cadrul inițiativei Carbon-Free Europe. ADP modelează traiectoriile sistemului energetic european pentru a atinge net zero emisii de GES în 2050, sub diferite scenarii. Modelul folosește date și asumții referitoare la economia și sistemul energetic al României și optimizează traiectoria de reducere a emisiilor asumat în STL și PNIESC bazat pe opțiunile tehnologice cele mai eficiente din punct de vedere al costurilor asociate.

Rezultatele modelului ADP

Principalul scenariu al modelului ADP pentru România, denumit *LTS-equivalent*, reprezintă o aproximare a strategiei pe termen lung, cu aceleași obiective de atingere a reducerilor de emisii. Deși se bazează pe traiectorii similare de reduceri de emisii și pe investiții aliniate cu cele din planurile naționale ale României, acest exercițiu prezintă câteva concluzii importante despre cum pot să fie atinse obiectivele naționale într-un mod cât mai eficient din punct de vedere al costurilor.¹ Modelul ADP include scenarii și sensibilități adiționale care proiectează traiectorii alternative de reducere a emisiilor – acestea vor fi detaliate într-o viitoare publicație EPG.

Scenariul rezultă într-un **sistem energetic național dominat de energie regenerabilă** în 2030, și o **scădere a consumului final de energie** la nivel național. Această scădere se datorează în mare parte datorită unui declin substanțial în consumul de energie din sectorul rezidențial, dar și în sectorul transporturilor, pe când sectorul industrial prezintă o ușoară creștere a consumului de energie, datorită creșterii indicelui de producție industrială. Modelul prezice o scădere a consumului de energie în clădiri de la 14,5 Mtoe

¹ Scenariul *LTS-equivalent* include și alte ținte și obligații importante și asumții de dezvoltare de noi capacități energetice din alte strategii naționale relevante (Strategia Națională pe Hidrogen, țintele pentru energia eoliană offshore, planurile de punere în funcțiune a reactoarelor de la Cernavodă, obligația de dezvoltare a capacităților de stocare de CO₂, și altele).

în 2021 la aprox. 12,5 Mtoe în 2030, mai mare decât proiecția din PNIESC de 6,93 Mtoe, **indicând posibila necesitate de a remodela traiectoria de eficientizare energetică a clădirilor** prezisă în PNIESC.

Conform scenariului LTS-equivalent, în 2030 capacitatea instalată de producție de energie ar ajunge la 31,3 GW, pentru a răspunde cererii crescute de electricitate provenită din **electrificarea masivă a sectorului industrial, rezidențial, și de transport**. Majoritatea acestei creșteri proiectate se datorează unei expansiuni semnificative a capacității instalate de energie solară (8 GW) și eoliană onshore (6,13 GW), similar cu proiecțiile din PNIESC, și într-o măsură mai mică a capacității de energie eoliană offshore (1,05 GW în 2030²). În 2030, energia nucleară ar fi cea mai mare sursă de producere de energie electrică, cu o pondere de 32,2% din producția națională de electricitate³, urmată de energia eoliană onshore (19,5%) și solară (17,3%). De asemenea, modelul prevede o **creștere a capacității de stocare a energiei electrice la 1,65 GW până în 2030**, cu mult peste ținta PNIESC de 240 MW.

Gazul natural continuă să joace un rol important în sectorul de încălzire și în industrie în 2030. Cu toate acestea, **capacitatea de producție de energie din gaze naturale nu depășește 5 GW în 2030** și 5,3 GW în 2050. Aceste cifre sunt similare cu cele din PNIESC, însă în scenariul *LTS-equivalent* capacitățile pe gaze naturale **nu ar trece la hidrogen sau „gaze verzi”**,⁴ acest lucru nefiind eficient din punct de vedere al costurilor. În schimb, conform modelului, hidrogenul și alte „gaze verzi” vor fi folosite predominant în industrie, în cantități neglijabile comparativ cu consumul total de energie.

Deși gazul natural ar rămâne o sursă importantă de energie pentru sectorul clădirilor în 2030, **ponderea pompelor de căldură va trebui să crească vertiginos**, menținând o traiectorie de decarbonizare aliniată cu țintele din PNIESC și Strategia pe Termen Lung. Conform modelului, consumul de energie din pompele de căldură din sectorul rezidențial ar crește de la 1,94 la 69,3 GWh. Electrificarea ar fi de asemenea pronunțată în sectorul transporturilor, consumul de electricitate ajungând la un nivel de cinci ori mai ridicat decât în prezent. În sectorul industrial, cererea de electricitate aproape s-ar dubla, ajungând la 25,2 TWh.⁵

² În PNIESC nu se menționează concret evoluția capacității de producție a energiei eoliene offshore.

³ Presupunând punerea în funcțiune a reactoarelor de la Cernavodă conform planului actual.

⁴ „Gazele verzi”, spre exemplu bio-metan, bio-propan, sau hidrogen regenerabil, au o amprentă redusă de carbon și pot fi folosite drept alternative la combustibilii fosili.

⁵ Trebuie menționat aici că modelul ADP nu include planul de decarbonizare al producătorului de oțel primar Liberty Galați, a cărui transformare conform planului GREENSTEEL ar duce la un consum adițional de peste 10 TWh de electricitate, dacă hidrogenul verde necesar acestei transformări ar fi produs în România.

Modelul arată că până în 2030, **interconectarea sistemului energetic românesc cu alte state membre s-ar consolida**, pentru a facilita în primul rând schimburi energetice cu Europa centrală. România ar fi un exportator net cu peste 6,700 GWh/an exportați către vecini. Pe de altă parte, în 2030 România ar fi un importator net de hidrogen, cu precădere din zona Europei de sud-est. Aceste două rezultate indică necesitatea creșterii nivelului de interconectare a sistemului energetic național, precum și dezvoltarea de conducte transfrontaliere pentru transportul de hidrogen.

Nu în ultimul rând, modelul **prezintă o traiectorie accelerată de dezvoltare a captării și stocării dioxidului de carbon**, în condițiile obligației României de a dezvolta între 9 și 10 Mt de capacitate de stocare geologică de CO₂ până în 2030. Chiar dacă s-ar presupune o derogare de la acest termen până în 2035, România va trebui să dezvolte măcar 1,68 Mt de capacitate de stocare până în 2025, și 6,4 Mt până în 2030. Pentru a fi rentabile, acestor capacități le trebuie asigurate fluxuri de CO₂ spre stocare geologică – în scenariul *LTS-equivalent*, acestea sunt asigurate din industria domestică de producție a cimentului (2,06 Mt în 2030 și 4,21 Mt în 2050, dublu față de ținta din PNIESC pentru 2050). Modelul indică de asemenea un import de 1,6 Mt CO₂/an pentru stocare geologică în 2030, indicând o nevoie urgentă de dezvoltare de conducte transfrontaliere pentru transportul de CO₂.

Combustia biomasei cu captarea de carbon (BECCS) ar putea genera emisii negative necesare pentru a echilibra emisiile reziduale de 3 Mt CO₂ în 2050. Conform modelului, capacitățile BECCS ar fi dezvoltate încă din 2025 într-o traiectorie optimă din punct de vedere a costurilor. Acestea ar fi în primul rând pentru producția de biocombustibili, care ar contribui la rândul lor la decarbonizarea altor sectoare, cum ar fi cel al transporturilor. Având în vedere obligația de stocare geologică a carbonului, captarea și utilizarea carbonului (producția de e-fuels din dioxid de carbon captat și hidrogen verde) ar juca un rol limitat.

Concluzii

Scenariul *LTS-equivalent* oferă o serie de rezultate utile pentru revizuirea PNIESC. În primul rând, electrificarea masivă a economiei României presupune accelerarea instalării de capacități de energie regenerabilă, inclusiv energia eoliană offshore (pentru care ar trebui definite ținte și măsuri în PNIESC), mărirea țintei de dezvoltare a capacităților de stocare a energiei, și creșterea interconectării pentru transportul transfrontalier atât al energiei electrice, cât și al hidrogenului. În al doilea rând, modelul proiectează o utilizare limitată a gazului natural pentru producția de energie, cât și utilizarea de hidrogen și alte

„gaze verzi” în principal drept combustibili sau materii prime în sectorul industrial și de transporturi și nu pentru producția de energie în termocentrale, electricitatea fiind principalul vector energetic pentru transformarea sistemului energetic național. În ultimul rând, este necesară revizuirea țintelor privind captarea și stocarea de CO₂, inclusiv cel puțin o dublare a țintei de captare din producția domestică de ciment, importul de CO₂ din state vecine, și o potențială limitare a rolului prevăzut pentru CCU ca și vector de decarbonizare eficient din punct de vedere al costurilor.

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

EPG



Scanați pentru mai
multe publicații.