

ANALIZĂ

**Proiectul Planului Național Integrat în domeniul
Energiei și Schimbărilor Climatice 2021-2030**

Decembrie 2018

Cuprins

Sumar executiv	3
1. Introducere: PNIESC și Guvernanța Uniunii Energetice	5
2. Obiectivele naționale asumate în PNIESC	7
<i>2.1 Prezentare generală și procesul de elaborare a planului.....</i>	<i>7</i>
<i>2.2 Analiza țintei de SRE pentru 2030</i>	<i>8</i>
<i>2.3 Celelalte componente ale mixului de energie electrică.....</i>	<i>11</i>
<i>2.4 Abordarea din draftul PNIESC: mărirea consumului previzionat de energie</i>	<i>12</i>
<i>2.5 Alte instrumente de promovare a SRE: CfD și PPA.....</i>	<i>15</i>
3. Celelalte obiective din draftul PNIESC, potrivit dimensiunilor Uniunii Energetice.....	17
4. Baza analitică.....	20
5. Recomandări.....	24
Despre EPG.....	25
About EPG.....	25

Sumar executiv

Planul Național Integrat Energie-Schimbări Climatice (PNIESC) constituie o obligație a statelor membre UE, potrivit noului Regulamentului privind Guvernanța Uniunii Energetice, prin care acestea își elaborează strategii de politici energie-climă pe 10 ani, începând cu deceniul 2021-2030. Guvernul României a publicat draftul PNIESC la sfârșitul lunii noiembrie, încadrându-se în termenul limită de 31 decembrie 2018.

Întins pe 169 de pagini, acest prim draft PNIESC 2021-2030 oferă o sinteză amplă a datelor despre sistemul energetic românesc, incluzând sursele emisiilor de gaze cu efect de seră (GES). Totodată, draftul stabilește obiectivele naționale pentru 2030 în ceea ce privește reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră (GES), ponderea surselor regenerabile de energie (SRE) în consumul final de energie și creșterea eficienței energetice.

Dar draftul PNIESC are și o serie de deficiențe importante. De la bun început, frapează ținta propusă pentru SRE de doar 27,9% pentru 2030, mult sub potențialul național de dezvoltare în condiții de eficiență economică a SRE și, de asemenea, mult sub ținta colectivă la nivel de UE de 32%.

Analiza întreprinsă în acest raport arată că modalitatea prin care draftul PNIESC acomodează creșteri nete de capacitate de producere a energiei electrice până în 2030 bazate pe aproape toate formele de energie primară – cu excepția unităților pe bază de gazelor naturale, a căror capacitate agregată stagnează, și a cărbunelui, pentru care este preconizată o scădere ușoară – este de a prognoza o creștere masivă a consumului final de energie, de 341 TWh în 2030, față de 269 TWh în proiecția PRIMES 2016, respectiv 300 TWh în Strategia Energetică 2019-2030, cu perspectiva anului 2050.

Trebuie menționat că atât Strategia Energetică, cât și draftul PNIESC se bazează pe rezultatele modelării cantitative PRIMES 2016, care a fost realizată în procesul elaborării Strategiei Energetice 2016-2030, cu perspectiva anului 2050, al cărei draft a fost publicat în luna decembrie 2016. Din păcate, diferențele față de proiecțiile PRIMES 2016 nu sunt explicate în mod adecvat în nici-unul dintre documentele strategice subsecvente.

În ceea ce privește consumul final preconizat de energie electrică în 2030, draftul PNIESC avansează cifra de 86,6 TWh, considerabil peste cei 51 TWh din proiecția PRIMES. După cum este argumentat în prezentul raport, prin simpla dimensionare mai realistă a consumului de energie electrică la 60-70 TWh, ținta de SRE în 2030 este atinsă fără politici suplimentare de promovare a surselor regenerabile. Totodată, raportul analizează și perspectivele realiste ale sectorului generării energiei electrice pe bază de cărbune.

Raportul recomandă asumarea unei dimensiuni evaluative a măsurilor și mecanismelor incluse în legislația românească în vigoare, precum și a celor preconizate. Astfel, este de așteptat ca SRE să fie impulsionate de introducerea „contractelor pentru diferență” (CfD) – deși se remarcă propunerea, în draftul PNIESC, a unei amânări suspecte, până în 2025, a termenului de la care CfD ar urma să fie utilizate pentru capacități de SRE. Pe de altă parte, sectorul cărbunelui se va confrunta cu obstacole și restricții tot mai severe: prețul în creștere al certificatelor EU ETS, excluderea unităților noi pe bază de cărbune de la piața de capacitate după 2025 (prin limitarea la 550g CO₂/kWh a emisiilor admise), precum și limitele tot mai severe ale emisiilor de noxe. De asemenea, în absența unor noi reglementări

intempestive, contrare politicilor UE, prețul ridicat al ETS va facilita substituirea cărbunelui de către gazele naturale în mixul de producere a energiei electrice.

În general, draftul PNIESC suferă de o lipsă de transparență și de rigoare în ceea ce privește baza analitică și necesarele clarificări metodologice. În realizarea draftului, nu au avut loc nici consultări publice cu experți și cu părțile interesate, și nici nu a fost realizată o modelare nouă, dedicată, deși aceasta ar fi fost pe deplin justificată, ținând cont de modificarea țintelor UE, de modificările de legislație și de reglementare din ultimii doi ani, precum și de evoluțiile de pe piețele internaționale ale combustibililor și tehnologiilor.

Apoi, draftul PNIESC nu este însoțit de o anexă metodologică cuprinzătoare și transparentă, care să explice fără echivoc legătura dintre scenariile rulate în modelarea PRIMES 2016 și cele menționate în draft (amintim că proiecțiile din documentul Strategiei Energetice 2016-2030 au fost prezentate pentru Scenariul Optim, POPT), precum și modul în care au fost realizate calculele prin care s-a ajuns la rezultate diferite de cele ale proiecțiilor PRIMES 2016. O astfel de anexă este obligatorie pentru versiunea următoare a draftului PNIESC.

Transparența metodologică și o mai bună implicare publică a experților și a părților interesate în elaborarea proiectului PNIESC ar fi permis evitarea impresiei că unele proiecții de relevanță strategică, precum cele privind producția și consumul de energie, sunt mai degrabă asumate politic decât un rezultat al analizei riguroase și obiective.

După parcurgerea minuțioasă a tuturor secțiunilor draftului PNIESC, raportul se încheie cu o serie de recomandări constructive, menite a asigura îmbunătățirea versiunii următoare a draftului și, desigur, a variantei finale a PNIESC 2021-2030.

1. Introducere: PNIESC și Guvernanța Uniunii Energetice

Noul regulament al UE privind Guvernanța Uniunii Energetice, parte a Pachetului „Energie curată pentru toți europenii”, prevede obligația statelor membre ale UE de a realiza Planuri Naționale Integrate Energie-Schimbări Climatice (PNIESC), care să acopere cele cinci dimensiuni interdependente ale Uniunii Energetice – securitate energetică, solidaritate și încredere; o piață internă a energiei pe deplin integrată; eficiență energetică; acțiune climatică și decarbonizarea economiei; cercetare, inovare și competitivitate – pe 10 ani, începând cu deceniul 2021-2030, pe baza unui model comun de raportare. La fiecare cinci ani, PNIESC vor fi actualizate.

Planificarea integrată energie-climă, obligația consultării cu statele membre vecine și cu Comisia Europeană, precum și obligația de realizare bianuală a rapoartelor de progres în atingerea țintelor, obiectivelor și priorităților asumate în plan, fac ca PNIESC să devină, de fapt, adevăratul document de strategie energetică și climatică a statelor membre.

În particular, PNIESC trebuie să arate cu claritate care este contribuția țărilor europene, prin politici și energie-climă și măsuri specifice, la realizarea țintelor colective cheie ale UE pentru 2030:

- reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră (GES) cu 40% față de nivelul de emisii al anului 1990;
- realizarea unei ponderi a surselor regenerabile de energie (SRE) de 32% din consumul total final de energie;
- creșterea eficienței energetice cu 32,5% față de proiecția PRIMES din 2007 pentru anul 2030.

Dacă Comisia Europeană apreciază că un PNIESC nu contribuie în măsură suficientă la realizarea obiectivelor UE, sau dacă progresul colectiv al statelor membre către realizarea acestor obiective se dovedește a fi insuficient, atunci ea poate emite recomandări specifice statelor membre.

Calendarul de realizare a PNIESC este următorul:

- Până la 31 decembrie 2018: depunerea la Comisia Europeană a draftului PNIESC de către toate statele membre;
- Până la 30 iunie 2019: emiterea de recomandări către Comisie privind draftul PNIESC;
- Până la 31 decembrie 2019: notificarea de către statele membre la Comisia Europeană a formei finale a PNIESC pentru perioada 2021-2030, inclusiv a unui sumar al punctelor de vedere ale publicului;
- Până la 15 martie 2023 – și la fiecare doi ani după aceea: depunerea la Comisie a unui Raport de Progres privind statutul implementării PNIESC: progresul în realizarea țintelor, proiecții actualizate, precum și actualizări ale politicilor și măsurilor necesare;
- Până la 30 iunie 2023: depunerea la Comisie a draftului actualizării PNIESC, sau justificarea menținerii celui curent;
- Până la 30 iunie 2024: notificarea la Comisia Europeană a actualizării finale a PNIESC.

Regulamentul privind Guvernanța Energetică subliniază câteva elemente importante în procesul de elaborare a PNIESC:

- ◇ Implicarea timpurie și eficientă a publicului în pregătirea PNIESC, cu includerea concluziilor consultărilor cu autoritățile locale, mediul academic, societatea civilă, investitorii și a cetățenilor într-un dialog structurat pe teme de energie și climă;
- ◇ Publicarea draftului și a versiunii finale de PNIESC, a Raportului de Progres, precum și a proiecțiilor cantitative și a rezultatelor evaluării costurilor și efectelor politicilor publice.

Acest raport reprezintă o analiză efectuată de think-tank-ul Energy Policy Group (EPG) asupra Proiectului Planului Național Integrat Energie și Schimbări Climatice (PPNIESC) 2021-2030 – numit în acest raport draft PNIESC – publicat de Ministerul Energiei în luna noiembrie a.c.

Guvernul României a reușit finalizarea și publicarea la timp a acestui document complex. Cu toate acestea, așa cum este argumentat în detaliu în secțiunile următoare, draftul PNIESC suferă de numeroase deficiențe. Pentru înlăturarea unei cât mai mari părți a acestora în elaborarea versiunii finale a PNIESC, prezentul raport oferă o critică constructivă a draftului, ale cărei concluzii sunt sintetizate într-o serie de recomandări practice.

2. Obiectivele naționale asumate în PNIESC

2.1 Prezentare generală și procesul de elaborare a planului

Draftul PNIESC reprezintă un plan strategic, bazat pe un volum mare de informație de ordin statistic, pe un inventar al legislației românești din domeniile energiei și mediului, precum și pe proiecții privind indicatorii din domeniile energiei și climei până în 2030, cuprinzând nu mai puțin de 169 de pagini. Realizarea sa la timp, înaintea termenului limită de 31 decembrie 2018 – termen care a ridicat dificultăți pentru alte state membre UE – și punerea sa în consultare publică constituie o reușită.

Dar draftul PNIESC conține unele opțiuni strategice discutabile, insuficient întemeiate prin argumente de ordin economic, climatic sau de securitate energetică. În chiar deschiderea primului capitol, „Prezentare generală și procesul de elaborare a planului”, tabelul de la pag. 11 sintetizează principalele obiective ale PNIESC 2021-2030 pentru anul 2030. Ceea ce frapază este ținta asumată pentru ponderea SRE în consumul final brut de energie de doar 27,9%. Cifra este contrariantă, întrucât se situează nu doar cu mult sub noua țintă comună asumată de UE, ci și mult sub potențialul României. Reluăm acest subiect, în detaliu, în secțiunea 2.1, mai jos.

Privind reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră (GES), ținta pentru 2030 este de 43,9% pentru sectoarele acoperite de schema EU ETS, respectiv de 2% pentru cele non-ETS. Creșterea eficienței energetice are o țintă pentru 2030 de 37,5% față de nivelul stabilit prin proiecția PRIMES 2007 pentru anul 2030. Așadar, țintele naționale pentru reducerea emisiilor și pentru eficiență energetică sunt, ambele, peste nivelul țintelor colective ale UE pentru 2030.

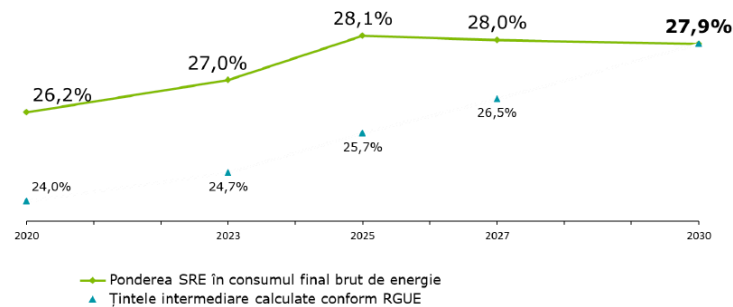
Primul capitol continuă preț de circa 40 de pagini cu două lungi tabele, intitulate „Tabel recapitulativ cu principalele obiective, politici și măsuri ale planului” (pag. 15-39), respectiv „Tabel cu politicile și măsurile actuale în România privind energia și clima referitoare la cele cinci dimensiuni ale Uniunii Energetice” (pag. 43-48). În cel dintâi sunt frecvente formulări generale și vagi, iar cel de-al doilea este, de fapt, un lung inventar al planurilor de acțiune, al programelor și legilor în vigoare în sectorul energetic. Este necesară mai multă concretețe în alcătuirea primului tabel, în vreme ce cel de-al doilea are nevoie de o dimensiune evaluativă, prin care cel puțin elementele centrale de legislație energetică să fie evaluate din perspectiva contribuției lor reale la realizarea obiectivelor strategice naționale și europene.

De exemplu, la categoria politici/măsuri privind sursele regenerabile de energie (SRE), este doar menționată Legea nr. 220/2008 pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei din surse regenerabile (p. 44), împreună cu întreg regimul legislativ și de reglementare care o însoțește, dar fără vreo referire la disfuncționalitățile create prin numeroasele intervenții *ad hoc* ale statului în acest corpus legislativ pentru producătorii de energie regenerabilă și pentru piața de certificate verzi.

2.2 Analiza țintei de SRE pentru 2030

În prezentarea obiectivelor naționale aferente Dimensiunii decarbonare a Uniunii energetice, subsecțiunea 2.1.2, „Energia din surse regenerabile”, debutează cu un grafic ce prezintă „traectoria orientativă a ponderii SRE în consumul final de energie, 2021-2030” (p. 51):

Grafic 2 – Traectoria orientativă a ponderii SRE în consumul final de energie, 2021 – 2030, [%]



Sursă: Calcule Deloitte pe baza Strategiei Energetice a României, 2019 – 2030, cu perspectiva anului 2050

Mai multe elemente stârnesc nedumerire în legătură cu cifrele și tendințele indicate în acest grafic. Valoarea de 27,9% SRE, preconizată a fi realizată în România în 2030, este cu mult sub nivelul de 32% al țintei comune europene, dar și mult sub potențialul de SRE realizabil în mod eficient din punct de vedere al costurilor, estimat de IRENA (2017)¹ la peste 16,9 GW.

Nu este clar cum a fost calculată valoarea de 27,9%. Sintagma des repetată pe parcursul draftului PNIESC, „calculare Deloitte pe baza Strategiei Energetice a României 2019-2030, cu perspectiva anului 2050” nu spune prea multe, întrucât draftul PNIESC nu este însoțit de o anexă metodologică detaliată.

Remarcăm aici că realizarea draftului PNIESC nu s-a bazat pe o modelare cantitativă dedicată, așa cum ar fi fost necesar. Elementele cantitative se bazează, în principal, pe rezultatele modelării PRIMES din 2016, realizate în elaborarea Strategiei Energetice 2016-2030, cu perspectiva anului 2050 (publicată în decembrie 2016) – rezultate preluate parțial și în documentul final al Strategiei Energetice 2019-2030, cu perspectiva anului 2050 (publicat în octombrie 2018)².

Apoi, nu este explicat despre care scenariu anume de evoluție al sectorului SRE este vorba: care sunt asumptiile pe baza cărora este realizată proiecția evoluției până în 2030, care sunt constrângerile, care sunt *driver*-ii de piață și de politici. Draftul PNIESC menționează, fără a detalia, scenariile WEM (scenariu de modelare pe baza măsurilor actuale) și WEP (scenariu de modelare pe baza măsurilor preconizate), dar ele rămân necunoscute cititorului. Dintr-o mențiune de la p. 52 aflăm că proiecțiile pe care se bazează țintele pentru 2030 au fost realizate în scenariul WEP. Din păcate, este incertă legătura lor cu proiecțiile

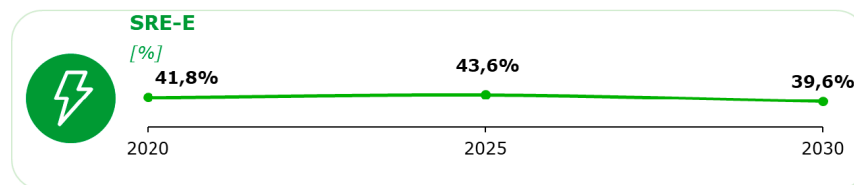
¹ IRENA (2017), Cost-Competitive Renewable Power Generation: Potential Across South East Europe – with Joanneum Research and University of Ljubljana, Faculty of Electrical Engineering

² Ne referim la aceste documente prin *Strategia Energetică 2016-2030*, respectiv *Strategia Energetică 2019-2030*.

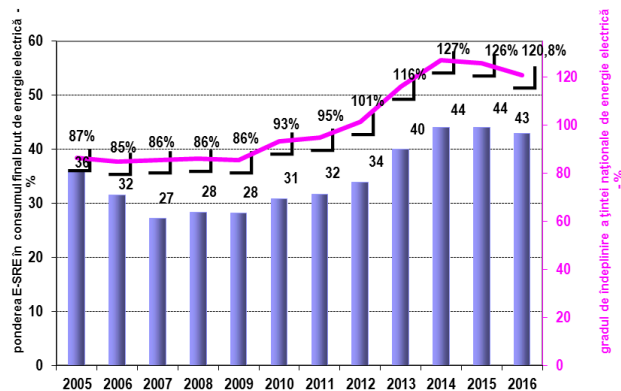
PRIMES 2016, bazate pe Scenariul Optim (POPT)³, care optimizează costurile necesare atingerii țintelor comune indicative ale UE pentru reducerea emisiilor, SRE și eficiență energetică pentru 2030.

Graficul de mai sus prezintă o evoluție curioasă, potrivit căreia ponderea SRE atinge un maximum de 28,1% în anul 2025, după care intră pe o pantă de scădere lentă până la 27,9% în 2030. Așadar, în perioada 2025-2030, rata de creștere a producției SRE rămâne ușor sub rata de creștere a consumului final brut de energie.

Tendența este reflectată și în proiecțiile pentru evoluția ponderii SRE în producerea de energie electrică (SRE-E), pentru care este indicat un maximum de 43,6% în 2025, urmat de o scădere la 39,6% în 2030:



Nu este prezentat nici-un mecanism tehnico-economic ori de politici pentru a explica această tendință. Este însă instructiv ca aceasta să fie pusă în contrast cu datele ANRE (2016, p. 204)⁴, care prezintă evoluția gradului de realizare a țintei SRE-E în consumul final brut de energie electrică al României în perioada 2005-2016:



Sursa: ANRE 2016

Graficul ANRE arată o pondere maximă a SRE-E în consumul final brut de energie de 44% în 2014 și 2015, urmată în 2016 de un relativ declin la 43%, pe fondul apropierii de expirarea perioadei de

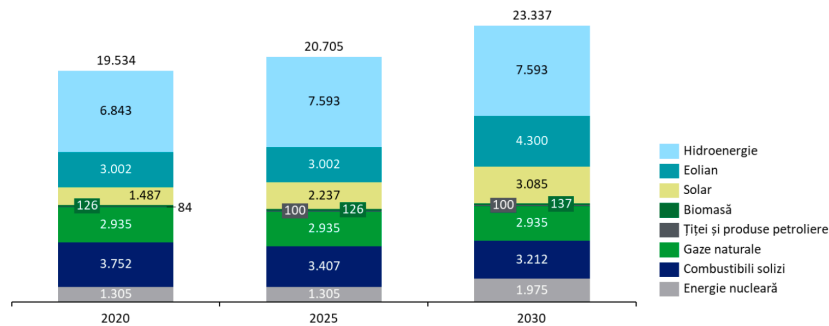
³ Anexă: Metodologia modelării cantitative a evoluției sectorului energetic din România în orizontul de timp al anilor 2030 și 2050, decembrie 2016, pp. 3-4.

⁴ ANRE (2016), Raport Anual privind activitatea Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei.

înscrisere în schema suport a SRE. Draftul PNIESC întrevade o scădere a ponderii SRE-E până la sub 42% în 2020.

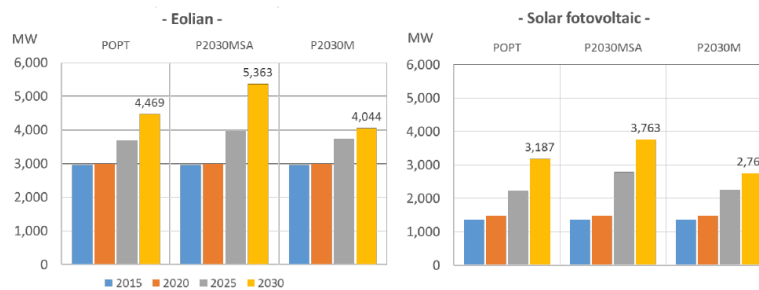
Este relevant să analizăm ponderile în mixul energiei electrice preconizate în draftul PNIESC, ținând cont de proiecțiile pentru capacitatea instalată de generare în perioada 2021-2030 și de consumul final brut de energie. Pentru capacitățile eoliene este anticipată o creștere de la 3.000 MW în 2020 până la 4.300 MW în 2030, iar pentru fotovoltaice, de la circa 1.500 MW până la aproximativ 3.100 MW – vezi Graficul 6, p. 55, a cărui sursă indicată este „Calculare Deloitte pe baza Strategiei Energetice a României, 2019-2030, cu perspectiva anului 2050”.

Grafic 6 – Traiectoria orientativă a capacității instalate, pe surse, [MW]



Creșterile preconizate pentru eolian și PV sunt ceva mai mici decât – dar comparabile cu – cele din proiecția PRIMES 2016 aferentă Scenariului Optim, așa cum este arătat în Strategia Energetică 2016-2030, p. 74:

Figura 17 – Capacitatea instalată în centrale eoliene și fotovoltaice în funcție de costul capitalului



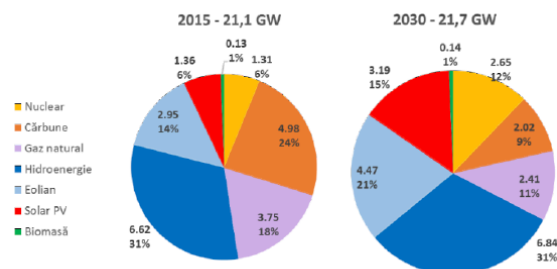
Sursa: PRIMES

Trebuie însă precizat că Scenariul Optim a fost construit cu supoziția atingerii unei ținte europene de 27% pentru SRE în 2030, așa cum cerea în 2016 Cadrul UE Energie-Climă din 2014, și nu a actualei ținte de 32%. Ar fi fost edificatoare, în realizarea draftului PNIESC, cuantificarea unui scenariu care să includă actualele ținte UE pentru reducerea emisiilor de GES, pondere a SRE și eficiență energetică, pentru a avea o bază de comparație privind structura mixului energetic, consumul, costurile, investițiile necesare, emisiile sectoriale etc. Din păcate, acest tip esențial de informație nu este oferit de draftul PNIESC.

2.3 Celelalte componente ale mixului de energie electrică

Capacitatea totală instalată preconizată în draftul PNIESC pentru 2030, 23,3 GW, este cu 1,6 GW mai mare față de proiecția PRIMES 2016 pentru 2030 (Strategia Energetică 2016-2030, p. 76):

Figura 19 – Mixul de capacitate brută instalată în 2015 și 2030 (Scenariul Optim, POPT)



Sursa: PRIMES

Cea mai mare parte a acestei diferențe este atribuită unităților de producere a energiei electrice pe bază de cărbune: 2 GW în 2030 în proiecția PRIMES 2016 vs. 3,2 GW în estimarea din draftul PNIESC. Suma capacităților eoliene și fotovoltaice în 2030, potrivit PRIMES 2016, este de 7,66 GW față de 7,38 GW în draftul PNIESC.

În draftul PNIESC, capacitățile hidro sunt preconizate să crească cu 750 MW în 2030 față de 6,84 GW în 2020, creștere ce pare a fi pusă pe seama realizării improbabilului proiect CHEAP Tarnița-Lăpuștești.

Draftul PNIESC prezintă și tendința unei capacități agregate în stagnare pentru generarea pe bază de gaze naturale. Deși o atare stagnare este improbabilă, ea ar putea fi explicată prin substituția unităților de generare pe bază de cărbune, care vor fi retrase din funcțiune până în 2030 – un total de circa 1.800 MW, potrivit Strategiei Energetice 2016-2030 – cu unități noi, cu menținerea nivelului din 2020. Într-adevăr, față de proiecția PRIMES 2016, draftul PNIESC preconizează o creștere cu circa 500 MW a capacităților pe bază de gaze naturale.

În fine, potrivit Strategiei Energetice 2016-2030, nuclearul constă în 2030 într-o capacitate de 2,65 GW, aferentă funcționării a patru reactoare de tip CANDU de câte 650 MW, în timp ce draftul PNIESC preconizează pentru 2030 doar 1.975 MW, corespunzător funcționării a doar trei reactoare. Explicația este, se pare, că draftul PNIESC ia în considerare punerea în funcțiune a unității 4 de la Cernavodă abia în 2031. Diferența are consecințe în ceea ce privește totalul de capacitate instalată în 2030: dacă anul de referință al proiecțiilor ar fi fost 2031, atunci cota de SRE în consumul final de energie ar fi fost și mai mică.

Estimarea din draftul PNIESC în ceea ce privește retragerea capacităților pe bază de cărbune este extrem de conservatoare: capacitatea de 3,7 GW din 2020 cunoaște o scădere ușoară la 3,4 GW în 2024 și la 3,2 GW în 2030. Documentul nu explicitează mijloacele prin care va fi menținut în 2030 un nivel atât de ridicat al capacităților pe bază de cărbune, în condițiile în care durată tehnică de funcționare expiră până

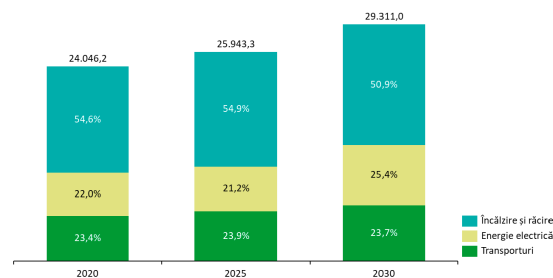
atunci pentru nu mai puțin de 2,4 GW unități pe bază de cărbune. În plus, la nivel european, producția de energie electrică pe cărbune se confruntă cu un mediu de politici și de piață tot mai dificil, atât în contextul creșterii prețului certificatelor EU ETS, cât și al unor politici energie-mediu tot mai restrictive, precum limita de emisii de 550g CO₂/kWh pentru accesul pe piața de capacitate,⁵ sau noile restricții potrivit Directivei europene privind emisiile industriale (2010/75/UE)⁶.

Un raport recent al *think-tank*-ului Carbon Tracker Initiative⁷ arată că (i) în 2025, capacitățile eoliene și fotovoltaice noi vor fi mai ieftine, din punct de vedere al costurilor de capital și de operare, decât unitățile noi pe bază de cărbune în toate piețele din lume; și (ii) în 2030, în UE, toate capacitățile SRE-E noi vor fi mai ieftine decât costurile de operare pe termen lung ale unităților existente pe bază de cărbune (pp. 23-24). Și alte studii recente de economie a energiei confirmă această dinamică. Planificarea strategică responsabilă în energie-climă nu are voie să le ignore.

2.4 Abordarea din draftul PNIESC: mărirea consumului previzionat de energie

Graficul 7 de la p. 55 a draftului PNIESC prezintă estimarea consumului final brut de energie pe sectoare, în anii 2020, 2025 și 2030:

Grafic 7 – Traectoria orientativă a consumului final brut de energie, pe sectoare, [ktep]



Sursă: Calcule Deloitte pe baza Strategiei Energetice a României, 2019 – 2030, cu perspectiva anului 2050

⁵ Pe 18 decembrie 2018 s-au încheiat negocierile în format trilateral (dialog) între instituțiile europene cu privire la regulamentul UE privind piața internă a energiei electrice. S-a decis ca noile capacități de producere a energiei electrice care intră în producție după intrarea în vigoare a regulamentului nu sunt eligibile pentru plăți pe piața de capacitate dacă emit mai mult de 550 g CO₂/kWh.

Unitățile existente care emit peste 550g CO₂/kWh pe an și 350 kg CO₂ în medie anuală per kW instalat vor putea participa la piața de capacități numai până la 1 iulie 2025. Capacitățile existente pot, totuși, beneficia de o clauză de *grandfathering* prin care contractele de capacitate încheiate până la 31 decembrie 2019 vor putea fi derulate până după 2030. Va fi însă extrem de dificil să fie realizate noi investiții în capacități de generare pe bază de cărbune, care nu vor fi finalizate până la finele lui 2019.

⁶ Joint Research Center (2017), European Union: *Best Available Techniques (BAT) Reference Document for Large Combustion Plants*.

⁷ Carbon Tracker Initiative (2018), *Powering down coal. Navigating the economic and financial risks in the last years of coal power*, November

Se remarcă faptul că proiecția pentru consumul final brut de energie din draftul PNIESC diferă atât de proiecția PRIMES 2016, cât și de estimarea din Strategia Energetică 2019-2030, care indică pentru 2030 un consum final de energie de 300 TWh. Draftul PNIESC plusează, preconizând un consum final brut de energie în 2030 de 29.311 ktep, adică aproape 341 TWh. Din acest total, consumul de energie electrică reprezintă 25,4%, adică 86,6 TWh – considerabil peste proiecția PRIMES 2016, care indică pentru 2030 un consum final brut de energie electrică de 51 TWh.

Tot Strategia Energetică 2016-2030, pe baza modelării PRIMES 2016 (scenariul POPT), proiectează o producție totală de energie electrică în 2030 de 73 TWh, în vreme ce Strategia Energetică 2019-2030 preconizează o producție de energie electrică de 77 TWh, fără indicarea unui mecanism sau a unui calcul din care să reiasă creșterea consumului față de proiecția PRIMES 2016.

Tabelul 1 sintetizează datele pentru 2030 furnizate de cele trei documente succesive de strategie. Discrepanța este evidentă între producția totală de electricitate de 73 TWh estimată de PRIMES 2016 și consumul total de electricitate de 86,6 TWh preconizat de draftul PNIESC. Diferența ar presupune un import de peste 13 TWh la nivelul anului 2030. Pe de altă parte, PRIMES 2016 arată pentru 2030 un export de electricitate 11 TWh, în Scenariul Optim.

Dintre acestea, doar Strategia Energetică 2016-2030 s-a bazat pe o modelare cantitativă completă (PRIMES 2016), în vreme ce celelalte două recurg în mod selectiv și cu adiții incerte din punct de vedere metodologic la rezultatele modelării PRIMES 2016.

Tabel 1: Date privind producția și consumul de energie în 2030

Anul 2030	<i>Strategia Energetică 2016-2030 (PRIMES 2016, POPT)</i>	<i>Strategia Energetică 2019-2030</i>	<i>Draftul PNIESC</i>
Producția totală de energie electrică (TWh)	73	77	77*
Consumul final de energie (TWh)	269	300	341
Consumul final de energie electrică (TWh)	51	n/a	86,6
Capacitate surse SRE-E (MWh)			
<i>eoliene</i>	4.500	4.300	4.300
<i>PV</i>	3.200	3.100	3.100

Sursa: EPG

*Cifra de 77 TWh pentru producția totală de energie electrică este presupusă a fi preluată implicit în draftul PNIESC din Strategia Energetică 2019-2030

Pentru discrepanța față de PRIMES 2016 nu este oferită o explicație riguroasă. Totuși, putem propune o corecție intuitivă, care să ducă la un nivel mai realist al consumului final de energie electrică în 2030, chiar pornind de la valoarea prezentată de draftul PNIESC.

La o producție de energie electrică în 2030 de 77 TWh (indicată în Strategia Energetică 2019-2030 și asumată implicit și în draftul PNIESC), un consum de 86,6 TWh ar presupune un import anual de aproape 10 TWh, ceea ce nu poate constitui o prioritate strategică pentru România. Cu supoziția că un export anual de energie de 8-10%, comparabil cu nivelul prezent, ar putea fi menținut până în 2030 (când, potrivit draftului PNIESC, nu vom avea în funcțiune patru unități nucleare, așa cum era cazul în scenariul POPT al Strategiei Energetice 2016-2030, ci doar trei, deci exportul nu va ajunge, probabil, la nivelul de 11% de PRIMES 2016), să analizăm pe scurt efectele unui consum final de energie electrică de 60-70 TWh în 2030.

Raționamentul este următorul: cota de SRE-E proiectată pentru 2030 în draftul PNIESC, de 39,6% din 86,6 TWh, corespunde unui procent de aproape 49% dintr-un consum de 70 TWh. În acest fel, rezultă o cotă de SRE-E cu 9,4% mai mare decât în ținta din draftul PNIESC pentru 2030. Ca pondere în consumul final brut de energie, dat fiind că SRE reprezintă 25,4% din total, cele 9,4% suplimentare revin la 2,3% din total. Ajungem astfel la o pondere a SRE în 2030 din consumul final brut de energie de 27,9% + 2,3% = 30,2%.

Tabelul 2 rezumă rezultatele acestui raționament pentru un consum final de 70 TWh, 65 TWh și 60 TWh – toate situate semnificativ peste nivelul proiecției de consum final livrate de PRIMES 2016. A se nota și că, pe baza capacităților SRE-E proiectate în Strategia Energetică 2016-2030 (POPT), producția totală de SRE-E ar reprezenta 51% din totalul consumului final de electricitate, ceea ce s-ar reflecta într-o cotă totală a SRE în 2030 de 27,9% + 2,9% = 30,8%.

Tabel 2: Relația dintre cota SRE în 2030 și consumul final de energie electrică, potrivit ponderii atribuite în draftul PNIESC

Consum final de energie electrică, 2030 (TWh)	Cota SRE-E în mixul de energie electrică, 2030	Cota SRE în consumul final de energie, 2030	Cota SRE în consumul final de energie, potrivit proiecției PRIMES 2016 pentru capacitățile SRE-E
70	49%	30,2%	30,8%
65	52%	31,0%	31,5%
60	57%	32,2%	32,8%

Sursa: EPG

Observăm că, prin simpla dimensionare mai realistă a consumului, ținta de regenerabile pentru 2030 este atinsă fără a introduce mecanisme suplimentare de promovare a SRE.

Desigur, astfel de calcule, care amestecă elemente din diferite scenarii, au mai degrabă o valoare euristică, ele indicând doar tendințe. Pentru o argumentare mai riguroasă din punct de vedere matematic este necesară o modelare care să ruleze ca senzitivități aceste variante de consum. Totuși, chiar și așa, este evident că draftul PNIESC a mizat pe o creștere masivă a consumului final de energie în România până în 2030, cu mult peste proiecția livrată de modelul PRIMES rulat în anul 2016 în Scenariul Optim (POPT). Problema este că, din punct de vedere analitic, această estimare de creștere substanțială a consumului final de energie nu este întemeiată.

În orice caz, draftul PNIESC poate astfel acomoda multiplele tensiuni care rezultă din inevitabila concurență în mixul energetic între diferitele forme de energie primară, mai ales în contextul unor politici energetice care penalizează tot mai sever emisiile de CO₂. Dar analiza trebuie să ia în calcul și probabila contracție a sectorului electricității pe bază de cărbune, mult mai semnificativă față de estimarea din draftul PNIESC, ceea ce va face loc suplimentar pentru SRE-E în mixul de energie electrică. Vom reveni cu considerații suplimentare în secțiunea 4.

2.5 Alte instrumente de promovare a SRE: CfD și PPA

Ca mijloc de promovare a SRE, Ministerul Energiei are în vedere utilizarea instrumentului *contractelor pentru diferență* (CfD) pentru organizarea de licitații pentru noi capacități de energie eoliană și fotovoltaică. Dar draftul PNIESC menționează, la paginile 76-77, anul 2025 ca termen până la care „se estimează că se vor elabora studii care să permită instituirea a cel puțin 10 zone de dezvoltare a centralelor eoliene și fotovoltaice pe teritoriul național, fiecărei zone fiindu-i stabilită delimitarea și capacitatea maximă ce poate fi instalată.”

Însă un termen atât de prelungit este de neînțeles și de neacceptat. El stârnește suspiciunea că CfD poate fi utilizat ca mijloc de promovare selectivă a anumitor tipuri de energie cu emisii scăzute și de întârziere deliberată a altora. Nu există nici un motiv tehnic sau administrativ pentru ca un astfel de studiu de nivel național să nu poată fi elaborat de către Ministerul Energiei și dezbătut public în cursul anului 2019, astfel încât cel târziu în 2020 să fie organizate primele licitații de capacitate pentru SRE-E pe bază de CfD. Exemplul Poloniei, care tocmai a realizat acest lucru cu succes în luna noiembrie 2018 pentru o capacitate eoliană de 182 MW, demonstrează fără echivoc aplicabilitatea acestei abordări, care are și virtutea de a introduce un necesar element de competitivitate în promovarea energiilor verzi.

În fine, pentru a stimula investițiile în SRE și a coborî costul integrării lor în sistem sunt necesare ajustări legislative care să permită introducerea în România PPA-urilor (*Power Purchase Agreements*), contracte ce s-au dovedit necesare în toate regiunile cu nivel ridicat de dezvoltare al sectorului SRE. Ele trebuie să fie accesibile tuturor participanților la piața de energie electrică, împreună cu norme și instrumente suplimentare de diminuare a riscurilor contractuale, precum riscul de contraparte. În lipsa PPA-urilor, bancabilitatea investițiilor este limitată, iar piața de energie electrică este confruntată cu tendința de concentrare a tranzacțiilor către termene scurte, cu efecte negative asupra mecanismelor de auto-reglare, prin care prețul se formează la un nivel corect⁸. În plus, restricționarea la piața centralizată de

⁸ Eventualitatea utilizării ilegale a contractelor bilaterale negociate direct care, în România, a justificat impunerea obligativității tranzacționării integrale pe piața centralizată, este în prezent limitată prin adoptarea la nivel european a Regulamentului REMIT (UE) 1227/2011 privind integritatea și transparența pieței angro de energie și

energie din România pune adesea producătorii de energie electrică în situația de a pierde valoare financiară prin imposibilitatea de a încheia direct contracte bilaterale cu cumpărători externi.

Draftul PNIESC abordează problema PPA-urilor în Capitolul 3, pagina 80, cu referire la recentul proiect de Regulament al ANRE privind modalitatea de încheiere a contractelor bilaterale de energie electrică utilizarea produselor care să asigure flexibilitatea tranzacționării pe termen lung. Este avută în vedere crearea unei noi modalități de tranzacționare pe piața centralizată a contractelor bilaterale de energie electrică (PCCB), numită *PCCB-flex*, conform căreia contractele sunt atribuite prin licitație extinsă, cu utilizarea produselor care să asigure flexibilitatea tranzacționării pe termen lung.

Potrivit proiectului de regulament ANRE, în modalitatea de tranzacționare PCCB-flex, profilul zilnic de livrare poate avea o variație a puterii orare de până la +/-25%, cu condiția notificării reciproce a cantității de energie electrică din contract, iar intervalul orar al profilului de livrare poate varia cu +/-1 oră, cu condiția menținerii constante a numărului de ore din interval. Totuși, rămâne de văzut dacă tranzacționarea PCCB-flex va trece testul pieței și va putea fi asimilată cu PPA-urile.

a Regulamentului (UE) 1348/2014 privind raportarea de date. S-a introdus obligativitatea raportării informațiilor privind inițiatorul tranzacției, durata ordinului de tranzacționare, prețul, profilul de livrare etc.

3. Celelalte obiective din draftul PNIESC, potrivit dimensiunilor Uniunii Energetice

Dimensiunea eficiență energetică

Potrivit draftului PNIESC, „Raportat la prognoza consumului de energie primară aferentă anului 2030, așa cum a fost calculată în scenariul PRIMES 2007 pentru România, respectiv 58,7 Mtep, scenariul WPM indică o scădere de 37,5% la nivelul anului 2030.”

Din nou, în lipsa unor clarificări metodologice, este neclar cum anume operează scenariul WPM și cum a fost realizat calculul. Pentru sectorul clădirilor, draftul PNIESC recurge la *Strategia pentru mobilizarea investițiilor în renovarea fondului de clădiri rezidențiale și comerciale, atât publice cât și private, existente la nivel național* (2017) a MDRAP pentru date privind reducerea consumului energetic anual maxim specific pentru diferitele tipuri de clădiri din România – rezidențial, birouri, școli, spitale, hoteluri.

Dimensiunea securitate energetică

Pe lângă afirmarea obiectivelor de sporire a gradului de diversificare a surselor de energie interne și externe și de reducere a dependenței de importuri, este notabilă ținta de „integrare a unor sisteme de stocare a energie cu baterii în SEN (sistemul electroenergetic național) la nivelul unei capacități de peste 400 MW, în special cu scopul aplatizării curbei de sarcină și a asigurării unei rezerve exploatabile sub forma serviciilor tehnologice de sistem (STS) – reglaj secundar și terțiar rapid” (p. 60). Lipsește însă referința la măsuri legislative care ar facilita realizarea acestei ținte.

De asemenea, ar fi fost cazul ca, sub obiectivul creșterii flexibilității SEN, draftul PNIESC să abordeze în dimensiunea securitate energetică și rolul tot mai important al managementului cererii de energie (*demand side response*), al digitalizării, al prosumatorilor și al interconectărilor – aspecte care, de altfel, sunt prezentate în contextul Dimensiunii pieței interne a energiei, în subsecțiunea 2.4.3, „Integrarea piețelor”. Totuși, orizontul de timp anunțat la pag. 77 pentru finalizarea contorizării inteligente – anul 2028 – este inadmisibil de lung față de calendarele asumate în majoritatea statelor membre ale UE.

La pagina 63, în subsecțiune 2.4.3, „Integrarea piețelor”, este menționat obiectivul de instalare a unei puteri de cel puțin 750 MW până în 2030 sub forma unor capacități deținute de prosumatori.

Dimensiunea piață internă a energiei

Sunt discutate interconectivitatea rețelelor electrice, infrastructura de transport a energiei (cu prezentarea principalelor proiecte de dezvoltare a rețelei ale CNTEE Transelectrica) și integrarea piețelor.

Cu privire la aceasta din urmă, „o acțiune strategică a României rămâne integrarea în cuplarea unică a piețelor pentru ziua următoare și a piețelor intra-zilnice (SDAC și SIDC).” Rămâne însă de văzut cum este

afectată viabilitatea acestei „acțiuni strategice” prin noile reglementări introduse de Ordonanța de Urgență a Guvernului României din 21 decembrie 2018⁹.

Dimensiunea sărăcie energetice

Politicile și măsurile de combatere a sărăciei energetice sunt abordate în manieră calitativă în secțiunea 3.4.4. Acțiunile operaționale luate în considerare sunt de natură financiară și non-financiară.

Cele din urmă constau în adoptarea unui cadru clar politic și legislativ (cu remarca faptului că „în prezent, caracterul incomplet al definiției consumatorului vulnerabil la nivelul României are un impact negativ asupra eficienței măsurilor...” – p. 95), îmbunătățirea sistemului de colectare și monitorizare a datelor privind sărăcia și vulnerabilitatea energetică, posibilitatea unor eșalonări la plată a facturii de energie electrică, punerea în aplicare a Sistemului Național Informatic al Asistenței Sociale.

Măsurile de natură financiară sunt subvențiile acordate consumatorilor vulnerabili potrivit Legii 196/2016 privind venitul minim de incluziune, respectiv potențialele plăți dintr-un fond de solidaritate pentru susținerea financiară a consumatorului vulnerabil, ce poate fi constituit în baza Legii 123/2012 a energiei și gazelor naturale, art. 201, alin. (3), pe baza veniturilor colectate la bugetul de stat prin „impozitarea suplimentară a profiturilor neașteptate ale producătorilor și furnizorilor de energie electrică și gaze naturale, realizate ca urmare a unor situații favorabile ale pieței și /sau a unor tranzacții conjuncturale”.

Dimensiunea cercetare, inovare și competitivitate

În secțiunea 2.5 sunt redate obiectivele desprinse din Strategia Națională de cercetare, dezvoltare și inovare pentru perioada 2014-2020, fără nici o țintă pentru anul 2030.

Capitolul 3 al draftului PNIESC, „Politici și măsuri pentru atingerea obiectivelor propuse”, pune în corespondență cele cinci dimensiuni ale Uniunii Energetice cu obiectivele operaționale (OP) listate în capitolul 1. În general, măsurile sunt identificate și formulate în mod corespunzător. Totuși, ocazional regăsim enunțuri generale și vagi, care ar trebui reformulate în manieră mai aplicată și mai concretă în versiunea următoare a draftului. Astfel, la Dimensiunea decarbonare, pentru sectorul de transport este menționată, ca măsură de reducere a emisiilor de GES și noxe, „Introducerea unor stimulente economice puternice pentru un sistem de transport ecologic, prin instrumente de preț” (p. 70), fără nici un fel de

⁹ OUG privind instituirea unor măsuri în domeniul investițiilor publice și a unor măsuri fiscal-bugetare, modificarea și completarea unor acte normative și prorogarea unor termene, din 21 decembrie 2018, prevede impunerea unui preț maxim în contractele cu gaze naturale extrase din România de 68 lei/MWh în perioada 01.04.2019-28.02.2022, cu reinstituirea „coșului” de gaze de producție indigenă și de import pentru consumatorii noncasnici; reglementarea prețului energiei electrice pentru consumatorii casnici în perioada 01.03.2019-28.02.2022, urmând ca ANRE să reglementeze prețul; instituirea unei „contribuții bănești” de 2% din cifra de afaceri a companiilor ce operează în domeniul energiei electrice, pentru activitățile ce fac obiectul licențelor acordate de ANRE. Aceste reglementări sunt profund contrare principiilor UE de piață energetică unică, liberalizată și competitivă, limitând masiv procesul de tranziție către un sector energetic modern, cu emisii scăzute de GES. În orice caz, pentru o cuantificare riguroasă a efectelor lor pentru intervalul 1 ian. 2020-28 feb. 2022 este necesară o modelare cantitativă care să le includă într-un scenariu de referință.

clarificări suplimentare. La pagina 73, cu privire la sectorul turism și activități recreative, este propusă „Adaptarea și protejarea turismului litoral în ceea ce privește infrastructura la schimbările climatice”.

Sau, ca măsură de creștere a eficienței energetice este propusă, printre altele, „Utilizarea eficientă a biomasei, sisteme moderne de producere a căldurii în special pentru încălzirea rurală” (p. 83). Dar aceasta constituie în sine un obiectiv național de politici energetice, complex și dificil de realizat. Simpla sa menționare la modul deziderativ nu este de ajutor.

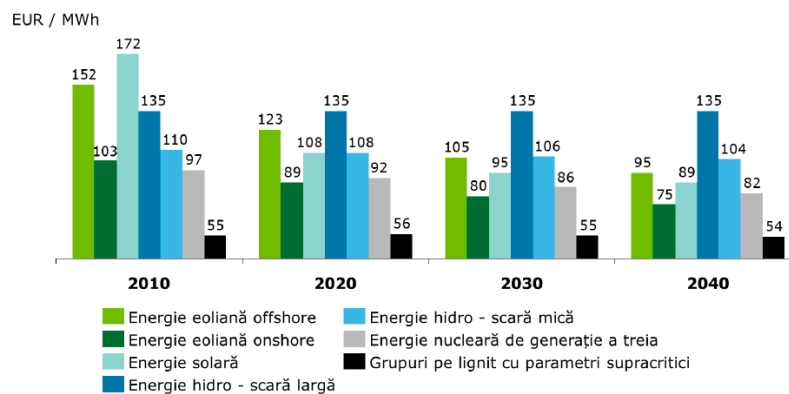
La dimensiunea securitate energetică, OP8 („Înlocuirea, la orizontul anului 2030, a capacității de producție de energie electrică care vor ieși din exploatare cu capacități noi, eficiente și cu emisii reduse”) urmează a fi realizat prin „Asigurarea mecanismelor de finanțare pentru investițiile în capacități noi de producere a energiei electrice fără emisii de GES, în condiții de eficiență economică.” Din nou, a dezvolta astfel de mecanisme de finanțare constituie o provocare în sine. Cum anume vor fi ele asigurate? Draftul PNIESC trebuie neapărat să indice elemente mai concrete.

4. Baza analitică

Capitolul 4 al draftului PNIESC, „Situția actuală și previziuni în contextul politicilor și măsurilor existente”, prezintă prognozele privind creșterea PIB și a populației până în 2030, respectiv 2035. Urmează, în subsecțiunea (ii) „Modificări sectoriale preconizate să aibă un impact asupra sistemului energetic și a emisiilor de GES”, prezentarea unei serii de date privind contribuția diferitelor sectoare economice la emisiile de GE, potrivit *Strategiei naționale privind schimbările climatice și creșterea economică bazată pe emisiile reduse de carbon pentru perioada 2016-2030*: energie, transport, industrie, agricultură și dezvoltare rurală, gestionarea deșeurilor, sectorul apă și resursa de apă, silvicultura.

Semnificativ pentru întemeierea cantitativă a obiectivelor și măsurilor din draftul PNIESC este Graficul 12 de la p. 107, care prezintă evoluția preconizată a costului diferitelor tehnologii:

Grafic 12 - Evoluția preconizată a costului diferitelor tehnologii



Sursă: PRIMES 2016 scenariul de referință al Uniunii Europene, „EU Reference Scenario 2016”

Se observă că grupurile supracritice pe bază de lignit apar ca fiind cea mai ieftină dintre tehnologiile de producere a energiei electrice, la diferență mare de tehnologiile rivale, regenerabile sau non-regenerabile. Această estimare a evoluției costului tehnologiilor se bazează, potrivit draftul PNIESC, pe Scenariul de Referință al UE, care a fost cuantificat în 2016 pentru Comisia Europeană folosind suita de modele PRIMES¹⁰. Datele prezentate în acest grafic par a sugera că unitățile supracritice pe bază de lignit sunt, din punct de vedere al costurilor, cea mai eficientă formă de generare a energiei electrice. Ar rezulta atunci că abordarea din draftul PNIESC, favorabilă pe termen lung capacităților pe bază de cărbune, este bine întemeiată economic.

Dar, în vreme ce draftul PNIESC specifică, în legătură cu graficul de mai sus, doar că este realizat sub asumția unui cost al capitalului (WACC) de 7,5% și a unui număr de ore anuale de funcționare „conform

¹⁰ European Commission (2016), *EU Reference Scenario 2016. Energy, Transport, and GHG Emissions – Trends to 2050*

datelor curente”, proiecțiile Scenariului de Referință al UE includ și alte condiții cheie. Graficele de mai jos, care prezintă costurile egalizate ale energiei (LCOE) pentru tehnologiile non-SRE, respectiv SRE – pe baza cărora a fost compilat Graficul 12 din draftul PNIESC – sunt realizate sub supoziția suplimentară a unui cost nul al carbonului și, de asemenea, fără a include costurile de transport și de stocare a CO₂.

FIGURE 10: INDICATIVE LEVELIZED COSTS FOR NON-RES TECHNOLOGIES

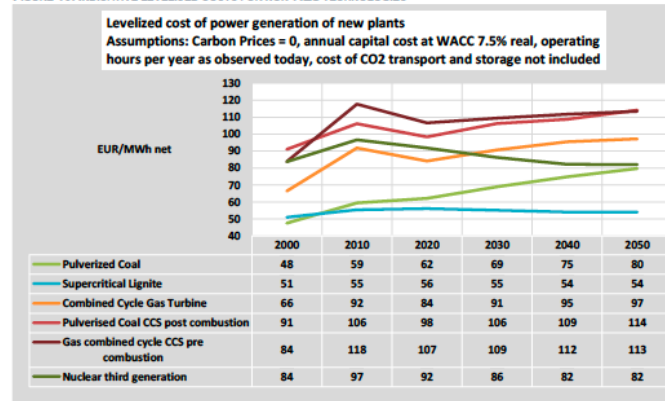
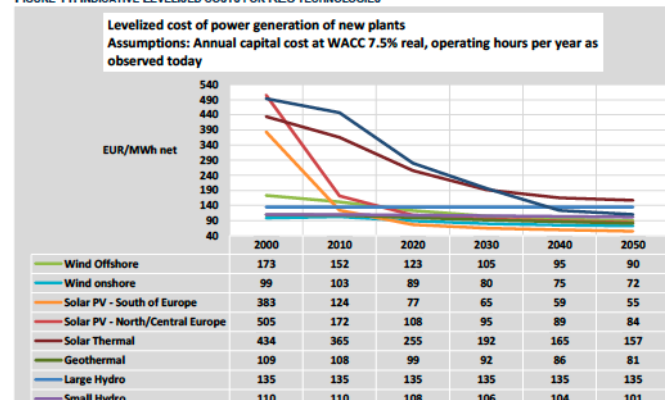


FIGURE 11: INDICATIVE LEVELIZED COSTS FOR RES TECHNOLOGIES

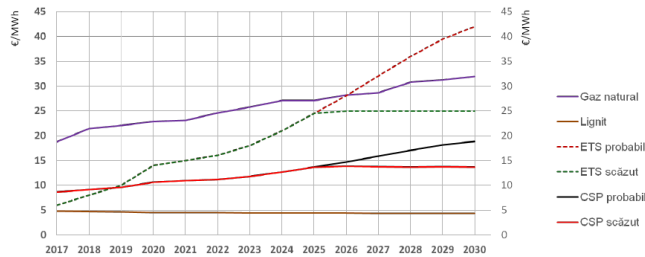


Sursa: Scenariu de Referință al UE (2016, p. 44)

Însă prețul EU ETS reprezintă principalul factor de creștere al energiei electrice pe piețele angro de energie electrică ale UE în deceniile următoare. Prin urmare, profilurile LCOE vor arăta cu totul diferit pentru capacitățile pe bază de combustibili fosili, prezentând curbe de creștere, dacă ele sunt calculate prin internalizarea costului ETS, dată fiind obligația capacităților pe bază de cărbune și gaze naturale de a achiziționa EUA-uri pentru fiecare tonă de CO₂ echivalent emisă. Cel mai mare impact va fi resimțit de unitățile pe bază de lignit și, în mai mică măsură, de cele pe bază de gaze naturale.

Acest impact diferențiat al costului ETS asupra cărbunelui, respectiv gazelor, a fost cuantificat în Strategia Energetică 2016-2030 prin calculul nivelului de preț al gazelor la care acestea înlocuiesc lignitul ca materie primă în ordinea de merit de pe piața de electricitate (*coal switching price*):

Figura 21 – Prețul estimat al gazului natural (CSP, coal switching price) la care acesta devine mai competitiv decât lignitul în mixul de energie electrică

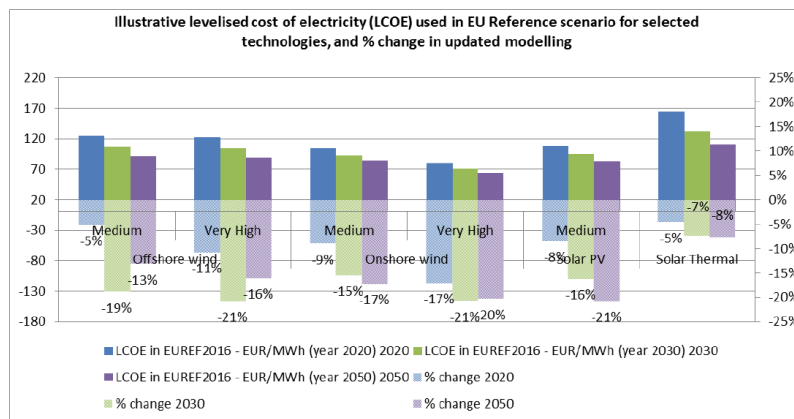


Sursa: Ministerul Energiei, pe baza datelor PRIMES

La o proiecție de preț al EU ETS de 40 EUR/tonă CO₂ echivalent în 2030, prețul gazelor naturale la care urmează să aibă loc înlocuirea lignitului, conform PRIMES 2016, este de 19 EUR/MWh.

În afară de acest aspect esențial, Graficul 12 neglijează faptul că, potrivit Scenariului de Referință al UE, parcurile fotovoltaice în sudul Europei erau proiectate a avea în 2030 costuri de 65 EUR/MWh față de 95 EUR/MWh, pentru PV onshore în Europa Centrală și de Nord. Însă, dată fiind concentrarea geografică în regiunea Dobrogei a potențialul românesc de producere a energiei electrice pe bază de panouri PV, datele sud-europene sunt mai relevante pentru România decât cele central- și nord-europene.

Mai mult, Directoratul General Energie (DG ENER) al Comisiei Europene a dat publicității în vara anului 2018 un *non-paper* de actualizare a modelării PRIMES realizate în 2016 pentru Scenariul de Referință UE¹¹, prin care sunt ajustate semnificativ în scădere costurile tehnologiilor SRE, pe baza celor mai recente date ale Agenției Internaționale pentru Energie (IEA) (vezi graficul de mai jos).



Sursa: DG ENER 2018

¹¹ <https://elperiodicodelaenergia.com/wp-content/uploads/2018/03/Complementary-economic-modelling-non-paper.pdf>

LCOE pentru capacitățile eoliene onshore de potențial natural mediu în 2030 este preconizat a fi cu 15% mai ieftin, iar solarul fotovoltaic de nivel mediu cu 16% mai ieftin decât proiecțiile realizate în anul 2016. Cu alte cuvinte, în 2030, 1 MWh produs de turbine eoliene onshore va costa, potrivit noii proiecții, 68 EUR, față de 80 în proiecția din 2016, în vreme cu 1 MWh produs de panouri PV în sudul Europei va costa circa 58 EUR față de 65 EUR în proiecția din 2016.

Astfel, „curba de învățare” a tehnologiilor regenerabile, prin care costurile SRE scad în timp, pe măsură ce crește capacitatea lor instalată, a avut în ultimii ani o evoluție mai rapidă decât cea preconizată în Scenariul de Referință al UE din 2016.

Dar mai ales costurile în creștere ale emisiilor de CO₂ vor face ca SRE și unitățile pe bază de gaze naturale să substituie capacitățile pe bază de cărbune în mixul de producere a energiei electrice. Celelalte restricții cu care se confruntă generarea pe bază de cărbune (normele BREF privind de emisiile de NO_x și SO_x, precum și înscrierea în limita de 550g CO₂/kWh pentru participarea la piața de capacitate) adaugă, așa cum am arătat în secțiunea 2.3, la dificultățile economice ale sectorului european al cărbunelui. Contrar imaginii sugerate de Graficul 12, pentru cea mai mare parte a capacităților pe bază de cărbune din UE, 2021-2030 va reprezenta ultimul deceniu de funcționare.

Desigur, și reglementările aduse de OUG din 21 decembrie a.c. vor avea un impact semnificativ asupra generării electricității pe bază de cărbune, dar ele vor afecta toate celelalte tipuri de producere a energiei electrice. Pentru o evaluare diferențiată riguroasă este necesară o modelare cantitativă.

5. Recomandări

Pentru îmbunătățirea draftului PNIESC, facem următoarele recomandări:

- Draftul PNIESC trebuie să fie completat cu o anexă metodologică detaliată, care să prezinte cu transparență și rigoare sursa datelor folosite, instrumentele de modelare utilizate, scenariile rulate și asumptiile acestora. Graficele prezentate în draft și cifrele rezultate din alte calcule decât procesul de modelare cantitativă trebuie să fie însoțite de indicații clare privind datele și pozițiile sub care au fost realizate calculele.
- Întrucât draftul PNIESC, ca și Strategia Energetică 2019-2030, se bazează pe rezultatele modelării PRIMES 2016 realizate în elaborarea Strategiei Energetice 2016-2030, se impune mult mai multă claritate și rigoare în stabilirea corespondențelor dintre scenariile rulate pentru România pe suitele de modele PRIMES în 2016 și cele, insuficient specificate, ale draftului PNIESC (WEM și WPM). Altminteri, pot fi generate confuzii, analogii și sugestii inadecvate, precum și concluzii neîntemeiate privind politicile și programele necesare. Acestea pot merge până la prioritizarea improprie, pe false considerente de eficiență a costurilor, a unor componente de mix energetic care sunt, în realitate, ineficiente, poluante și evident contrare, pe termen lung, politicilor energetice și climatice ale UE.
- Politicile și măsurile prioritare prezentate în sprijinul diferitelor obiective operaționale trebuie, pe cât posibil, să fie legate de planuri și cursuri concrete de acțiune. De asemenea, corpurile existente de legislație și reglementare în care acestea sunt încadrate trebuie însoțite de o analiză evaluativă, cu indicarea riscurilor și a dificultăților manifeste în subsectoarele energetice, precum și a oportunităților și a potențialului de dezvoltare. Astfel de elemente pot fi colectate și sistematizate la nivel calitativ prin sesiuni de consultare publică cu experții și cu părțile interesate. Consultarea publică de substanță trebuie să devină o practică curentă atât în realizarea PNIESC, cât și a raportului ulterior de progres.
- Deoarece țintele UE pentru SRE și eficiență energetică pentru 2030 au fost crescute semnificativ în 2018 și pentru că au avut loc modificări substanțiale de ordin legislativ și de reglementare în sectorul energetic românesc, proiectul PNIESC ce urmează a fi finalizat în 2019 trebuie să se bazeze pe o nouă modelare cantitativă dedicată, amplă, realizată pe baza celor mai recente date statistice și rezultate științifice. Astfel, fie și numai recente modificări prin OUG din 21 decembrie a.c., care vor fi în vigoare până la începutul lunii martie 2022, sunt atât de ample în consecințe încât este pe deplin justificată includerea lor în scenariul de referință al unei noi modelări cantitative pentru 2021-2030. Rezultatele unei modelări energie-climă adaptate la noile politici ale UE vor permite susținerea mult mai convingătoare a poziției strategice adoptate de România în consultările asupra draftului PNIESC cu Comisia Europeană și cu statele membre UE vecine.

Despre EPG

Asociația Energy Policy Group (EPG) este un think-tank independent, non-profit, cu sediul în București, specializat în politici energetice, analiza piețelor de energie și strategie energetică. Focusul regional al EPG este regiunea est-europeană și Bazinul Mării Negre, dar analizele membrilor săi sunt informat de tendințele și procesele mai largi din lume și din UE. Se bazează pe cele mai bune surse publice de date și pe rezultatele propriilor cercetări privind securitatea și strategia energetică, tehnologiile și piețele energetice, geopolitica și riscul politic.

EPG promovează un sistem energetic avansat tehnologic, sigur, sustenabil și acceptabil din punct de vedere social. Punctele sale de vedere sunt independente și bazate pe evidență. EPG încearcă să faciliteze un dialog informat și imparțial între decidenții politici, companiile și asociațiile industriei energetice și publicul mai larg. EPG analizează politicile energetice publice și efectele lor, evenimentele și tendințele de pe piețele energetice, precum și procesele strategice mai ample, cu impact economic, de securitate și de mediu.

EPG încheie parteneriate cu think-tank-uri, universități, institute de cercetare, asociații, fundații și platforme media pentru a participa mai eficient la construcția unui sistem energetic inteligent, rezilient și bazat pe cooperare în România și în regiune, ancorat în politicile energetice și climatice ale UE.

About EPG

The Energy Policy Group (EPG) is a Bucharest-based non-profit, independent think-tank specializing in energy policy, market analytics and energy strategy, grounded in February 2014. EPG's regional focus is Eastern Europe and the Black Sea Basin, yet its analyses are informed by wider trends and processes at global and EU levels. It relies on the best specialized data sources, as well as its own research concerning energy security and strategy, technology, markets, geopolitics and political risk.

EPG promotes a technologically advanced, secure, sustainable and socially acceptable energy system. The views it defends are self-standing and evidence-based. EPG seeks to facilitate informed and impartial dialogue between public decision-makers, energy companies and associations, and the broader public. It looks at governmental energy policies and their effects, at market events and tendencies, and at broader strategic processes with economic, security, and environmental impact.

EPG partners with think-tanks, universities, research institutes, associations, foundations, and media platforms in order to more efficiently participate in the construction of a smart, cooperative, mutually beneficial, resilient energy system in Romania and the region, anchored in the EU energy and climate policies.

Copyright © 2018 Energy Policy Group

www.enpg.ro, office@enpg.ro