



IMPACTUL PROMOVĂRII SUSELOR EOLIENE ASUPRA DEZVOLTĂRII SISTEMULUI ENERGETIC NAȚIONAL¹

Comendant Ion,
Institutul de Energetică AȘM

Rezumat – În articol se arată că pentru condițiile în care se află energetica țării promovarea surselor eoliene nu va duce prin sine la atingerea obiectivelor strategice energetice, motivul principal fiind necesitatea asigurării cu surse de preluare a puterii SE, atunci când vântul lipsește, cea mai recomandabilă fiind ciclul combinat pe gaze (CCPP). Însă tandemul CCPP+SE duce la creșterea cu cca. 24% a prețului la energia electrică, față de opțiunea dezvoltării surselor tradiționale, iar securitatea energetică nu are mult de câștigat. În locul dezvoltării surselor eoliene în lucrare se propune o altă soluție de acoperire a aceleiași cereri de energie. Ea corespunde construcției centralei pe cărbune de aceeași capacitate. O atare centrală rezolvă securitatea energetică a statului, asigură un preț la energie mult mai mic, în condițiile păstrării nivelului de emisii, egal cu tandemul CCPP+SE.

Cuvinte cheie – impactul surselor eoliene, preluarea puterii sursei eoline, prețul energiei, securitatea energetică, reducerea de emisii CO₂

WIND FARM PROMOTION IMPACT ON NATIONAL POWER SYSTEM DEVELOPMENT¹

Comendant Ion
Institute of Power Engineering ASM

Abstract – The article demonstrate that for the country actual conditions Wind Farm (WF) promotion, by itself, do not lead to resolving energy strategic objectives, the main reason being the necessity to have the source replacing WF capacity when the wind is missing. As such source the most recommendable would be combine cycle PP (CCPP). But the tandem CCPP+WF lead to electricity price increasing by circa 24% in comparison with the traditional power sources development option, energy security does not having much to gain. This paper proposes an alternative to CCPP+WF solution to cover the same demand. It is the construction of coal-fired power plant of the same capacity. Such a choice overcomes country energy security challenge, ensures a price for electricity much lower than CCPP+WF solution, keeping Greenhouse Gas Emission at the level of CCPP+WF tandem.

Keywords – wind sources impact, wind farm capacity replacement, electricity price, energy security, CO₂ emission reduction

ВЛИЯНИЕ ВОВЛЕЧЕНИЯ ВЕТРОВЫХ ИСТОЧНИКОВ НА РАЗВИТИЕ НАЦИОНАЛЬНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ¹

Комендант Ион
Институт Энергетики АНМ

Реферат – В статье показано, что в существующих условиях страны вовлечение ВЭ не приведет само по себе к достижению стратегических целей энергетики, главным образом из-за необходимости обеспечить покрытие мощности ВЭ, всякий раз, когда ветер отсутствует. Наиболее рекомендуемый для этих целей источник является парогазовая установка (ПГУ). Однако, сочетание ПГУ + ВЭ приводит к увеличению цены на электроэнергию на примерно 24%, по сравнению с традиционными источниками. При этом энергобезопасность увеличивается не на много. Вместо развития ветровых энергоисточников в работе предлагается другое решение для покрытия той же потребности в энергии. Вариант соответствует угольной электростанции. Такой выбор позволяет решить вопрос энергетической безопасности государства, обеспечивает значительно более низкую цену на электроэнергию, при сохранении выбросов CO₂ на уровне тандема ПГУ + ВЭ.

Ключевые слова – влияние ветровых установок, покрытие мощности ветроустановки, цена электроэнергии, энергобезопасность, снижение выбросов CO₂

¹ Actuala lucrare a fost realizată cu suportul financiar din cadrul proiectului GEF/UNEP "Republic of Moldova: Enabling Activities for the Preparation of Third National Communications under the UNFCCC", implementat de Ministerul Mediului al Republicii Moldova

1. INTRODUCERE

Dintre sursele regenerabile de producere a energiei electrice, cele eoliene se disting prin amploarea extinderii lor în toată lumea. Către finele anului 2011, capacitatea acestora a atins 239 GW, reprezentând 3% din puterea generatoare mondială [1], viteza dezvoltării acestui sector cunoscând indici spectaculoși. Astfel, puterea eoliană mondială pusă în exploatare în primii zece ani ai secolului curent a crescut de mai mult de șapte ori, de la 24GW în 2001 până la 197 GW în 2010, în acest din urmă an fiind date în exploatare 37,6 GW, în 2011-42 GW (WWEA, 2011), ne cătând la criza economică mondială.

Nu aceleași progrese au fost înregistrate și în Republica Moldova. Până la momentul de față, dacă și au fost construite atare surse, ele sunt de capacitate mică, având mai degrabă ca scop confirmarea experimentală a parametrilor tehnici și economici ale acestora. Totodată, în vederea depășirii crizei energetice și a problemei securității energetice, actele normative în vigoare trasează obiective ambițioase în ceia ce privește atragerea surselor regenerabile în balanța energetică a țării. Astfel, conform [2,3,4], către anul 2020 cca 20% din energia total consumată urmează a fi acoperită din sursele regenerabile, iar Strategia Națională de Dezvoltare „Moldova 2020” [5] stabilește și nivelul producerii energiei electrice din sursele regenerabile: ponderea acesteia trebuie să atingă 10% din cererea pe țară. Pornind de la pronosticul evoluției cererii, capacitatea celor din urmă ar trebui să atingă către anul 2020 valoarea de cca. 200 MW, cea mai de perspectivă fiind sursele eoliene de energie.

Judecând după interesul investitorilor manifestat în prezent față de atare surse, putem constata că nivelul însușirii potențialului tehnic eolian al țării către această dată ar putea fi în proporții mai însemnate, decât 200 MW. Conform datelor ÎS Moldelectrica, către anul 2012 au fost depuse cereri de racordare la rețea pentru mai bine de 800 MW putere eoliană, în timp ce rezervele tehnice ale acestora sunt estimate la cca. 600-1000 MW [6].

În vederea stimulării investițiilor în domeniul dat, sunt în proces de dezbateri introducerea tarifelor de tip Feed-in, în locul Metodologiei de calculare a acestora, aprobată de ANRE în 2009 [7].

După cum observăm, evoluția evenimentelor spre promovarea surselor regenerabile, inclusiv a celor eoliene, este una lăudabilă. Totodată, implicarea acestora din urmă la acoperirea cererii de energie electrică ar trebui să se efectueze cu mare atenție, având în spate justificări tehnice și economice adecvate. Aceasta pentru că sursele de energie electrică regenerabile sunt scumpe, iar caracteristicile de producere a energiei electrice de către sursele eoliene sunt cu totul deosebite în fața celor tradiționale. Dacă cele din urmă sunt orientate să reacționeze la schimbarea cererii de energie și să o

satisfacă în mărimea solicitată, sursele eoliene (dar și cele fotovoltaice), invers, sunt reglementate astfel ca energia produsă de ele să fie consumată prin dezlocuirea energiei produse de sursele tradiționale sau stocată prin metodele general cunoscute. Drept urmare, investițiile specifice mari, precum și incertitudinea producerii energiei în timp real impune să se răspundă la două întrebări de importanță, înainte ca o sursă de acest gen să aibă sorț de izbândă în a fi implementată: a) poate consumatorul să suporte prin tarif costul noilor surse și b) care este impactul acestora asupra funcționării și dezvoltării surselor de energie electrică ale țării? La prima întrebare s-a încercat a se da răspuns în studiul IE ASM [8]. În ce privește la cea din urmă, problema este destul de complexă și cere studii mult mai ample.

În lucrarea de față se dorește să se elucideze doar una dintre întrebările din șirul existent la acest capitol: în ce măsură sursa eoliană contribuie la reducerea cantității de combustibil tradițional utilizat în sistemul energetic pentru producerea energiei electrice aferente acoperirii cererii de energie și, ca consecință: a) în ce măsură această reducere influențează prețul energiei generate în sistem și, b) în ce măsură atare surse contribuie la ridicarea securității energetice ale statului.

2. FORMULAREA PROBLEMEI

După cum este cunoscut, sursele eoliene nu se disting prin producerea energiei electrice într-un regim solicitat de cerere, iar în condițiile R. Moldova, unde potențialul tehnic a surselor eoliene se află pe un teritoriu relativ compact și mărginit, nu ne putem aștepta la o putere creditară² importantă a acestora, dat fiind că lipsa vântului la un moment dat îl putem aștepta pe întreg teritoriu unde sunt instalate aceste centrale.

Este cunoscut, că producția energiei eoliene este direct dependentă de prezența vântului, acesta având viteze nu mai mici de 2.5 m/s și nu mai mari de 25 m/s³ [9]. Totodată, pronosticul vitezei vântului se bazează aproape în întregime pe previziunile meteorologice locale, sau din zonă. Indiferent de metoda utilizată pentru obținerea pronosticului în cauză, eroarea privind viteza vântului aferentă unei singure instalații eoliene este între 10% și 20% din puterea instalată pentru un orizont de pronostic egal cu 48 ore și ajunge la 100% pentru un orizont mai îndepărtat. Eroarea scade pe măsură ce pronosticul este alcătuit pentru perioade mai scurte de timp. Diversificarea geografică scade eroarea până la aproximativ 18% din producția medie. Pronosticul pentru o oră înainte scade

² Puterea minimă asigurată în orice interval de timp al curbei sarcinii de consum pe parcursul întregului an de la toate sursele eoliene în funcțiune

³ Vitezele menționate vor varia pentru diferite tipuri de turbine eoliene.

eroarea privind energia urmată a fi produsă până la 4-5% [9]. Pe lângă atare particularități se distinge cea aferentă schimbării în timp, cu mari viteze, a energiei produse de centrală. În condițiile în care viteza crescândă a vântului ajunge limitele admisibile, centrala eoliană este deconectată de la rețea, puterea căzând de la cea maximă (să zicem 3MW) la zero, provocând în sistem perturbații și impunând luarea de măsuri spre evitarea fluctuației frecvenței în afara limitelor admisibile.

Adică, atunci când vântul lipsește, locul puterii centralei eoliene trebuie să-l preia o altă sursă de energie, ca regulă – de una cu funcționare pe combustibil tradițional și care ar avea capacitatea să reacționeze cu aceleași viteze de schimbare a puterii sursei eoliene. Nu se exclude ca substituția să se producă din partea unui acumulator de energie în care a fost stocată energia produsă de sursa eoliană atunci, când aceasta nu era solicitată în curba sarcinii de consum. O atare situație, însă, pare a fi ipotetică încă pentru cazul Republicii Moldova. De aceea ea nu este examinată în continuare.

În condițiile în care se află sistemul energetic național la moment, în care cererea din teritoriul aflat în partea dreaptă a Nistrului este satisfăcută doar la nivelul de cca. 30% din sursele proprii (în principal de CET-1, CET-2, CET-Nord și CHE-Costești) problema impactului surselor eoliene asupra prețului energiei în teritoriu, precum și a securității energetice trebuie examinată din două perspective: de scurtă durată și de medie sau lungă durată. În termeni relativi scurți, substituția puterii generatoare ale sursei eoliene în situația lipsei vântului poate avea loc exclusiv din contul energiei de balansare, care este de import și, după cum a arătat experiența, este foarte scumpă, în condițiile în care puterea respectivă depășește o valoare apriori stabilită. Astfel, în anul 2011, puterea în cauză reprezenta 50 MW, iar prețul energiei produse cu puterea mai mare de limita menționată depășea de două ori cea de bază. Deci, alături de un preț la energia eoliană destul de ridicat⁴ aceasta se va scumpi și mai mult din cauza prețului înalt la energia de balansare, care depășește prețul energiei produse de instalația eoliană. Ba mai mult, dată fiind proveniența de import, ea ar putea fi indisponibilă într-un an concret, afectând însemnat furnizarea neîntreruptibilă a consumatorilor de energie electrică. Drept urmare, putem constata că punerea în aplicare a surselor eoliene în termene scurte nu duce la un avantaj economic pentru consumatorii de energie electrică din teritoriul aflat în partea dreaptă a Nistrului, nu contribuie și nici la majorarea securității energetice al acestui teritoriu.

În ce privește răspunsul la întrebarea mai sus formulată pentru termenii pe medie sau lungă durată, acesta poate fi identificat în condițiile în care este cunoscut cum va evolua dezvoltarea propriilor surse de energie electrică pe teritoriul examinat. Sunt mai multe opțiuni în acest sens. Conform celor oficiale [3], dezvoltarea surselor tradiționale se vede prin extinderea centralelor electrice de cogenerare existente, precum și construcția de centrale de cogenerare distribuite. Ca combustibil de bază este ales

gazul natural. Realizarea acestor scenarii, însă, trezește rezerve, dată fiind lipsa sarcinii termice și dificultatea practică de realizare a acestor variante. Pornind de la aceasta, IE ASM propune opțiuni mai flexibile [10], ele întrunind implicarea în acoperirea cererii de energie electrică pe viitor a diferitor genuri de grupuri generatoare: ciclul combinat și turbine pe gaze naturale, precum și centrale pe cărbune, ele fiind alese cu aplicarea modelului de calcul WASP [11]. În studiul respectiv, centralele nucleare au fost excluse din analiză din motivele expuse în [12].

Care vor fi, deci, centralele electrice care vor servi drept sursă pentru substituția puterii generatoare eoliene atunci când vântul lipsește? Răspunsul la această întrebare îl găsim în studiul [9]. Aici sunt considerate patru tipuri de centrale: ciclul combinat, turbine pe gaze, centrale pe cărbune și nucleare, ele fiind examinate de pe poziția a următorilor factori de influență asupra deciziei alegerii sursei, puterea căreia va fi dezlucuită de cea eoliană: Timpul de pornire, Costul de pornire, Viteza preluării puterii, Puterea minimă generatoare. Cele mai preferabile sunt după cum urmează în ordine descrescătoare din Tab. 1: turbina pe gaze, ciclul combinat, centrala pe cărbune, centrala nucleară.

Concluzia este că, datorită investițiilor mici și flexibilității de a reacționa la compensarea variației puterii sursei eoliene, tehnologiile de producere a energiei electrice bazate pe gaze naturale sunt mult atractive spre investiții în capacități generatoare orientate în suportul ponderii crescândă a surselor eoliene de pe piața energiei electrice. Este cert că rolul tehnologiilor generatoare pe gaze naturale în suportul surselor eoliene va crește pe viitor [9]. În cele din urmă, costul marginal ar trebui să determine care dintre tehnologiile tradiționale, în limitele sale tehnologice, urmează să răspundă schimbărilor în cererea de energie, provocate de producerea energiei eoliene. Pentru cazul Republicii Moldova, însă, unde sursele eoliene par să o ia înaintea dezvoltării surselor tradiționale, iar cele existente nu pot să preia o atare sarcină, întrebarea compensării puterii eoliene în lipsa vântului devine una mult actuală și trebuie să aibă răspuns înainte ca atare surse regenerabile să obțină undă verde spre implementare.

Dezvoltarea surselor tradiționale, care ar putea prelua și puterea SE în lipsa vântului programat, la moment întâlnește mari dificultăți, acestea fiind create în principal de prezența energiei relativ ieftine de import și a celei de la centrala de la Cuciurgani (Transnistria), prețul de achiziție pentru anul 2012 fiind de 6,9 UScenți/kWh, pe când la o centrală tip ciclul combinat, cu randamentul 52%, construită pe teritoriului malului drept al Nistrului, unde prețul la gazele naturale este de cca. 400US\$/mie m³, prețul energiei produse ar fi de 12,2 US\$cenți/kWh. Cu alte cuvinte, o atare centrală nou construită nu va fi deloc competitivă pe piața locală, din care motiv investitorii și-au retras până în prezent intenția de a investi în sursele tradiționale locale de producere a energiei electrice. Situația se agravează și mai mult în condițiile în care acestea vor trebui să funcționeze pe piața liberă, în care ponderea centralelor eoliene ar trebui să atingă, după cum deja s-a menționat mai sus, proporții însemnate,

⁴ După cum va fi arătat mai jos, pentru condițiile R. Moldova prețul la energia eoliană produsă cu instalații moderne ar fi în jurul de 13,6 US cenți UScenți/kWh

către 2020 – 10% din total energia achiziționată în țară [5]. Considerentele sunt următoarele. Pornind de la interesul economic, investitorul își croiește afacerea din conceptul de a-și recupera banii investiți și obținerea unui profit, adecvat riscului țării. Majorarea ponderii surselor eoliene în sistem duce la diminuarea Tm^5 al surselor tradiționale, drept urmare – la scumpirea energiei produse. La majorarea prețului energiei produse duce și diminuarea randamentului centralei, dat fiind că ea este nevoită să funcționeze mai puțin la puterile apropiate de cea nominală. Drept consecință, investitorul este supus unor riscuri adiționale pe piața unde ponderea surselor eoliene este planificată a fi însemnată.

Toate aceste scumpiri, alături de prețul energiei eoliene înalt nu poate să nu aibă un impact negativ asupra tarifului la energia electrică aplicat consumatorilor finali. Adică, valorificarea energiei vântului expusă în actele normative ale Republicii Moldova a avut ca scop reducerea dependenței de sursele externe de energie, diminuarea emisiilor cu efect de seră și ridicarea securității energetice. Dar, așa cum s-a menționat mai sus, sursele în cauză au un impact nu tocmai corespunzător

Se examinează un set de centrale eoliene cu o putere totală de 200 MW, planificat a fi construit pe teritoriul aflat în partea dreaptă a râului Nistru. Având în vedere că puterea generatoare a SE are toată șansa de a căpăta valori zero (din cauza lipsei vântului) în orice oră pe parcursul anului, locul ei va fi preluat de către o centrală tip ciclu combinat pe gaze de aceeași capacitate de 200 MW (CCPP). Aceasta din urmă este programată să funcționeze 8000 ore pe an la capacitatea maximă, în lipsa sursei eoliene respective, dat fiind că pe teritoriul aflat pe malul drept al râului Nistru deficitul energiei locale pentru acoperirea cererii este mai mare de 70% [3].

Producerea energiei de către sursa eoliană este simulată printr-un grafic zilnic mediu de generare a energiei, care reflectă media anuală. El este prezentat în Fig. 1. Timpul utilizării puterii maxime al centralei eoliene caracteristic Republicii Moldova este de 2663 ore [6]. Bineînțeles, graficul real va fi unul diferit de acesta, dar în lipsa lui, modelarea în cauză se consideră suficientă din punct de vedere a erorii, avându-se în vedere că scopul este de a evidenția posibilele urmări de pe urma realizării politicii

Tabela 1. Prioritizarea centralelor în preluarea puterii sursei eoliene

Tip combustibil	Tehnologia	Timpul de pornire			Costul de pornire	Viteza preluării puterii		Puterea minimă generatoare	
		Din stare fierbinte	Din stare rece	Flexibilitatea relativă*		Flexibilitatea relativă**	(% din puterea nominală /minută)	Flexibilitatea relativă**	Valoarea de la cea nominală
Gas natural	Turbine pe gaze	10-40 minute	10-40 minute	++	++	20%-30%	++	25%-30%	++
	Ciclu combinat	10-40 minute*	10-40 minute*	++	+	5%-10%	+	40%	+
Cărbune	Cazane pe abur	40-60 minute	1-10 ore	-	-	1%-5%	-	40%-50%	-
Nuclear	Cazane pe abur	60-120 minute	13-24 ore	--	--	1%-5%	-	50%-60%	--

* După acest timp CCPP își are disponibile doar capacitățile turbinelor pe gaze.

**Simbolul arată flexibilitatea relativă a diferitor tehnologii; ++ arată cea mai flexibilă tehnologie, -- arată cea mai puțin flexibilă tehnologie

așteptărilor, fiind chiar contrar obiectivelor trasate.

În cele ce urmează se încearcă a da răspuns la întrebarea: în ce măsură acest impact afectează atingerea scopurilor strategice de medie și lungă durată ale statului privind dezvoltarea sectorului energetic. Studiul este efectuat în baza examinării ca sursă de preluare a puterii centralei eoliene una corespunzătoare ciclului combinat care, datorită performanțelor tehnice și economice avansate aduce cel mai mic impact negativ asupra obiectivelor susmenționate.

3. MODUL DE REZOLVARE A TEMEI

⁵ Tm semnifică cantitatea de ore echivalente de funcționare a centralei pe parcursul anului la puterea nominală.

de implementare pe larg a surselor eoliene.

Dacă în ora „x” se înregistrează o valoare „y” de putere generatoare a sursei eoliene, CCPP își va diminua în aceeași oră „x” puterea generatoare cu valoarea „y”. O încărcare a CCPP cu o putere diferită de cea apropiată capacității nominale duce la descreșterea randamentului centralei, cu consecințe respective asupra prețului energiei și a emisiilor de CO₂. În vederea modelării consumului specific (Cs) al CCPP funcție puterea dezlocuită la această centrală (Pd) au fost utilizate caracteristicile de consum pentru genul de ciclu combinat expus în [13] (STAG 200) și prezentat în Fig. 2.

Având curba din Fig.1 și cea din Fig.2 a fost obținută următoarea relație, care descrie cu mici erori curba reală

Tabela 2. Impactul surselor eoliene asupra indicilor de asigurare cu energie electrică

Indicatorii	u.m.	Ciclul combinat (CCPP) 200 MW	Sursa eoliană (SE) 200MW ¹	CCPP+SE, 400MW
Randamentul	%	52	-	43
Reducerea consumului de gaze naturale	mil. M3	0	110 ²	64
Prețul energiei produse	US\$ c/kWh	12,20	13,60 ¹	14,75
Investițiile	mil. US\$	130	300	430
Reducerea de emisii CO2	mii CO2	0	209 ²	121
Securitatea energetica	-	Asigură	nu asigură ³	asigură

Note:

¹⁾ examinată fără luarea în considerație a energiei de balansare, menită să substituie energia SE în lipsa vântului

²⁾ la o centrală electrică cu randamentul de 52%

³⁾ pentru condițiile Republicii Moldova puterea creditară este luată egală cu zero

căutată (doar pentru intervalul de puteri 120-130 MW eroarea atinge – 4,5%, în rest ea este în limitele ±3%):

$$C_s = 0,006739 \cdot P_d^2 - 2,53086 \cdot P_d + 473,1,$$

unde,

$$P_d = P_{ccx} - P_{ex},$$

în care

P_{ccx} – puterea CCPP în ora „x” în lipsa surselor eoliene, în calcul egală cu 200 MW;

P_{ex} – puterea efectivă de producere a energiei electrice de către sursa eoliană în ora „x”.

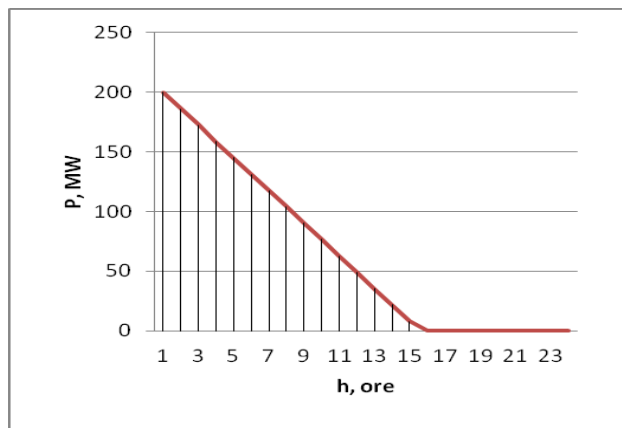


Fig. 1. Curba medie zilnică de producere a energiei electrice de către sursa eoliană la $T_m=2663h$.

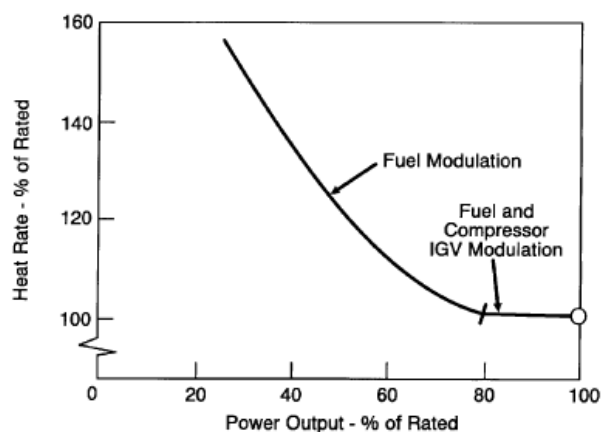


Fig. 2. Consumul de combustibil funcție nivelului de încărcare la ciclul combinat.

Pentru $x=0$, adică sursa eoliană funcționează la puterea maximă, apropiată de 200 MW, consumul specific al CCPP este egal cu 473,1 g.c.c./kWh, adică centrala produce energia electrică la un randament mult scăzut și egal cu 26%, corespunzător lipsei regimului de ciclu combinat, CCPP funcționând doar cu turbinele pe gaze la capacități mult reduse față de cea nominală. În cazul în care setul de centrale eoliene staționează din lipsa de vânt, CCPP produce energia electrică la capacitatea sa nominală, egală cu 200MW, randamentul ei fiind cel maxim și egal cu 52 %, corespunzător consumului specific de cca 236,5 g.c.c./kWh.

Având relația susmenționată și caracteristicile tehnice și economice ale surselor eoliene și ciclului combinat (Anexa 1) a fost alcătuit un model de calcul în formatul Excel cu ajutorul căruia a fost determinat impactul funcționării surselor eoliene în Republica Moldova asupra:

- randamentului mediu anual al CCPP;
- reducerea consumului de gaze naturale;
- prețului la energia electrică;
- efortului investițional în acoperirea cererii de energie din sursele noi, dezvoltate pe malul drept ale Nistrului;
- emisiilor de gaze cu efect de seră;
- securității energetice a statului.

Calculule au fost efectuate pentru puterea creditară a surselor eoliene egală cu zero, datorită, așa cum s-a menționat mai sus, teritoriului mărginit al țării, în condițiile căruia vântul, la un moment dat, poate lipsi pe întreg spațiu. Dacă datele experimentale pentru o perioadă mai îndelungată de ani ar confirma existența unei valori a puterii creditare, atunci se va cere reexaminarea calculului de mai jos, luându-se în considerație dependența randamentului CCPP de această putere creditară, prezentată în Fig. 3.

4. REZULTATELE OBȚINUTE ȘI ANALIZA ACESTORA

În Tab. 2 sunt prezentate rezultatele calculului, unde găsim valorile parametrilor a) - e) menționați mai sus pentru trei scenarii de dezvoltare a surselor examinate: separat CCPP; separat SE; combinată CCPP+SE. Scenariul „separat SE” este unul teoretic, pentru că realizarea lui nu are sorți de izbândă din cauza neglijării sursei, care ar completa cererea de energie în lipsa vântului. Astfel că comparația urmează a fi efectuată între scenariul „separat CCPP” și „combinat CCPP+SE”. Analiza vom efectua-o pentru fiecare parametru în parte.

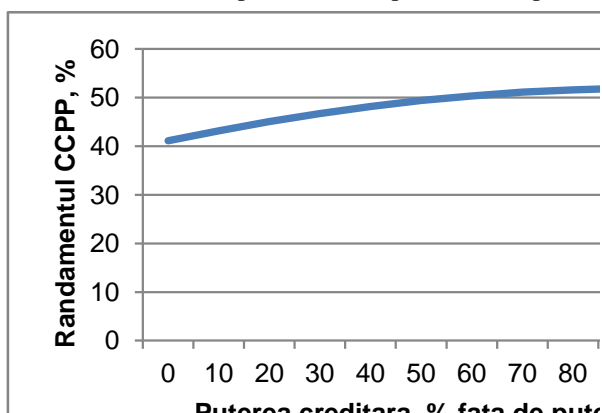


Fig. 3. Dependența randamentului CCPP de puterea creditară a SE

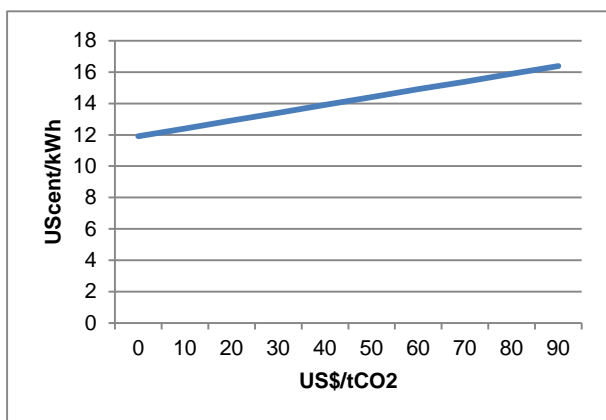


Fig. 4. Dependența prețului la energia electrică a centralei pe cărbune de prețul 1 tone de CO2.

4.1. Randamentul

În condițiile în care energia pentru acoperirea cererii de 1,6 mlrd. kWh (=200MW*8000h) va fi acoperită doar de către CCPP, randamentul producerii energiei electrice de către această centrală va fi egal cu 52%. Participarea la

acoperirea acestei cereri și a surselor eoliene duce la micșorarea randamentului funcționării ciclului combinat până la 43%, fapt care influențează negativ asupra prețului la energia produsă de această centrală, precum și asupra intenției investitorului de a investi în CCPP.

4.2. Reducerea consumului de gaze naturale

Reducerea consumului de gaze naturale în urma implementării SE nu este tocmai aceea, care ar corespunde dezlocuirii producerii energiei electrice de către o centrală electrică tip ciclu combinat care funcționează cu randamentul de 52%, ci este mai mic cu 42% și este egală cu 64 mil. m³, sau echivalentă micșorării cu 19% a gazului consumat de CCPP în condițiile lipsei sursei eoliene. Aceasta se produce din motivul înrăutățirii randamentului CCPP drept urmare a preluării de către CCPP a puterii SE în lipsa vântului.

4.3. Efortul investițional

Realizarea scenariului combinat de acoperire a cererii energiei electrice se va solda cu creșterea efortului investițional de 3,3 ori față de cazul construcției CCPP fără sursa eoliană, majorându-se de la 130 mil. US\$ la cca. 430 mil. US\$, adică investițiile specifice cresc până la 2150 US\$/kW, corespunzătoare centralelor pe cărbune performante [14], implementarea cărora în țară ar contribui la diversificarea surselor de energie în balanța energetică și totodată ar exclude dependența de un singur furnizor de combustibil, la care contribuie adițional CCPP, gazul pentru care este achiziționat de la un singur furnizor.

4.4. Prețul energiei produse

Scenariul combinat de producere a energiei electrice duce și la majorarea prețului la energia electrică, de la 12,2 US\$ c/kWh în cazul scenariului „separat CCPP” până la 14,75 US\$ c/kWh aferent „CCPP+SE”, adică cu 21%. Totodată, prețul energiei produse la CCPP va crește de la 12,2 US\$ c/kWh până la 15,33 US\$ c/kWh, adică cu 26%, în timp ce prețul energiei produse de centrala eoliană este de 13,6 US\$ c/kWh.

Așa cum a fost menționat în p. 4.3, investițiile specifice pentru scenariul CCPP+SE sunt la nivelul centralelor pe cărbune performante. O centrală de acest gen construită în Republica Moldova ar produce energia electrică la un preț mai mic cu 24%, decât în cazul CCPP+SE, el fiind egal cu 11,9 US\$ c/kWh⁶.

4.5. Securitatea energetică

Implementarea surselor eoliene fără suportul unei surse (fie de producere a energiei electrice în baza combustibilului fosil sau biomasă, fie acumulator de energie) de preluare a puterii acestora în lipsa vântului nu duce deloc la ridicarea securității energetice a Republicii

⁶ La calcularea prețului centralei pe cărbune au fost aplicate următoarele date: prețul la cărbune, egal cu 150 US\$/tonă, la poarta centralei, puterea calorifică fiind de 6000kcal/kg. Randamentul centralei este egal cu 41%. Celelalte date au fost luate egale cu cele ale CCPP, inclusiv creșterea anuală a prețului la cărbune, egal cu 3%

Moldova, dat fiind că datorită puterii creditare a acestora egală cu zero, ele nu contribuie la acoperirea cererii consumatorilor atunci, când ea este solicitată pe parcursul întregului an. Totodată, preluarea puterii în cauză de către o centrală tip ciclu combinat face ca o atare combinație să fie după prețul la energia electrică mult dezavantajoasă, decât construcția unei centrale electrice pe cărbune de aceeași capacitate. Tipul de combustibil utilizat la aceasta ridică semnificativ securitatea energetică a statului, dat fiind că cărbunele este accesibil din mai multe surse, rezervele pe glob fiind suficiente pentru următorii 200 ani⁷, în conceptul păstrării nivelului curent de consum al acestuia.

4.6. Reducerea de emisii CO₂

Datorită reducerii randamentului CCPP, micșorarea emisiilor de CO₂ nu este cea așteptată, de cel puțin 209 mii tone CO₂ pe an, ci doar cca. 60% din aceasta, egală cu 121 mii tone CO₂. În condițiile în care scenariul CCPP+SE iar lua locul construcția unei centrale pe cărbune de 200 MW fără participarea SE, emisiile de CO₂ ar constitui 1304 mii tone CO₂, față de 507 mii tone în scenariul CCPP+SE și 628 mii tone în cazul funcționării ciclului combinat fără prezența sursei eoliene, adică, centrala pe cărbune duce la majorarea considerabilă a nivelului emisiilor gazelor cu efect de seră, respectiv, cu 157 și 108%. În condițiile în care țara și-a luat angajamentul să atingă către anul 2020 o reducere cu 25% a emisiilor de gaze cu efect de seră față de cele înregistrate în 1990⁸, construcția unei centrale pe cărbune, s-ar părea, va îngreuna atingerii acestui obiectiv. Totodată, o analiză mai detaliată a cazului arată că problema dată poate fi depășită, fie prin instalarea la centrală a sistemelor orientate spre captarea și stocarea emisiilor de CO₂, fie prin intermediul achiziției reducerilor de emisii pe piața de carbon. Conform informațiilor prezentate în analizele [16-17], costul captării CO₂ la centrala pe cărbune variază între 35-88 US\$/tonă CO₂. Pornind de la aceste valori, apare logica întrebare: la ce preț a CO₂ prețul la centrala pe cărbune devine egal cu cel al CCPP+SE, emisiile la centrala pe cărbune fiind egale cu cele de la CCPP+SE, adică cu 507 mii tone CO₂? În Fig. 2 este prezentată dependența prețului la energia produsă la centrala pe cărbune funcție prețul reducerii unei tone de CO₂. De aici se vede că prețului de 14,75 US\$/kWh îi revine un preț pentru CO₂, egal cu 57 US\$/tCO₂, nivel substanțial mai mare decât prețul la CO₂ înregistrat pe piața internațională în 2012, în septembrie coborând până la 8,6 US\$/tCO₂⁹. Această importantă discrepanță justifică încă odată

⁷ <http://www.referatele.com/referate/fizica/online6/Carbunele-Rezervele-de-petrol-Gazele-naturale-Energia-nucleara-Pro-sau-contr-energiei-nucleare-refe.php>

⁸ Being guided by the principles and provisions of the UNFCCC, the Republic of Moldova associated itself with the Copenhagen Accord and submitted an emission reduction target to be specified in its Appendix II, expressing the national willingness to undertake mitigation measures focused on reducing its total national GHG emissions by 2020 with no less than 25% of the base year (1990) level.

⁹ <http://www.businessgreen.com/bg/news/2166311/bloomberg-worlds-carbon-markets-cent-2012>

avantajul centralei pe cărbune în fața opțiunii CCPP+SE. Sigur, pe viitor evoluția prețului la CO₂ ar putea fi de natură să crească, însă, și tehnologiile de captare a CO₂ la centralele pe cărbune ar putea evalua în direcția micșorării costurilor respective, tehnologii, cărora până nu demult nu li s-a acordat atenția cuvenită [17].

CONCLUZII

1. După cum este cunoscut, sistemul energetic național aflat pe teritoriul din partea stângă a râului Nistru se distinge prin următoarele particularități esențiale: cererea de energie electrică este acoperită la nivelul de mai bune de 70% din afară acestui teritoriu, cca. 94% din energie este de import, ponderea gazelor naturale alcătuind cca. 50%, ele provenind dintr-o singură sursă, iar intensitatea energetică depășește media europeană de aproape trei ori. În vederea ridicării securității energetice și reducerii consumului de energie, conducerea țării programează acoperirea balanței energetice a statului la nivelul de 20%, către anul 2020, prin intermediul eficienței energetice și surselor regenerabile de energie, producerea energiei electrice din aceste din urmă fiind stabilită la nivelul de 10% către același an. Sursele cele mai atractive în sensul producerii energiei electrice regenerabile sunt cele eoliene (SE). Atingerea dezideratului de 10% menționat, corespunde construcției a cca. 200MW putere către 2020. Sursele în cauză, însă, din motivul variației imprevizibile pe medie și lungă durată a vitezei vântului, nu pot fi examinate ca unele care satisfac cererea de energie prestabilită, din care motive se cere prezența de surse tradiționale de energie în vederea preluării puterii sursei eoliene, atunci când lipsește vântul prognozat. Cele mai rezonabile surse tradiționale în acest sens sunt turbinele pe gaze și ciclul combinat (CCPP). Examinarea în tandem a CCPP cu SE a demonstrat că:

- a) prețul la energia electrică crește de la 12,2 US\$/kWh, aferent CCPP în lipsa SE în sistem, - până la 14,75 US\$/kWh, datorită diminuării randamentului CCPP drept urmare a dezlocuirii de către SE a energiei produse de CCPP și reducerii randamentului la aceasta de la 52% la 43%;
- b) efortul investițional crește de la 130 milioane US\$ în cazul funcționării separate a CCPP, - până la 430 milioane US\$ în cazul CCPP+SE, echivalent construcției unei centrale pe cărbune performante de aceeași capacitate de 200MW, investițiile specifice pentru care ar fi de 2150 US\$/kW;
- c) reducerea de gaze naturale este de doar 64 mil.m³/an, nu 110 mil.m³/an, după cum se aștepta dacă sursa eoliană ar fi capabilă să funcționeze fără CCPP;
- d) sursa eoliană practic nu duce la ridicarea securității energetice a statului, cu excepția diminuării doar a consumului de gaze la CCPP cu cca. 19%.
- e) Micșorarea randamentului CCPP duce și la o pondere mai mică a reducerilor de emisii CO₂, constituind 60% față de cazul în care SE nu ar cere funcționarea în tandem cu CCPP.

2. Pentru cazul Republicii Moldova există o soluție mai benefică decât implementarea surselor eoliene. Aceasta

corespunde construcției unei centrale pe cărbune, care asigură:

a) un preț la energia electrică net inferior tandemului CCPP+SE, și egal cu 11,9 US\$ c/kWh, nu 14,75 US\$ c/kWh, adică un preț mai mic cu 24%. Chiar dacă s-ar lua în considerație costul reducerii emisiilor de gaze cu efect de seră până la nivelul emis în tandemului CCPP+SE, prețul la centrala pe cărbune va fi mai mic atâta timp cât prețul CO₂ nu depășește 57 US\$/tonă CO₂. Pentru comparație, menționăm că în septembrie 2012 prețul CO₂ pe piața de carbon a fost în jurul de 8,6 US\$/tonă CO₂.

b) Centrala pe cărbune permite dezlocuirea din balanța energetică a cca 331 mil. m³ de gaze naturale, nu 64 cum are loc în cazul CCPP+SE, diversificând în acest mod genurile de combustibil utilizate, cărbunele putând fi achiziționat de pe piața mondială, rezervele lui fiind substanțial mai însemnate, decât a gazelor naturale. O atare soluție ridică însemnat securitatea energetică a țării, incomparabilă cu cea a cazului promovării surselor eoliene de aceeași capacitate.

3. Pe scurtă durată, promovarea surselor eoliene, dar și a celor fotovoltaice, duc la scumpirea considerabilă a energiei electrice, fără a rezolva palpabil obiectivele energetice strategice ale țării. Practic, aceleași rezultate sunt obținute pentru termene medii și lungi, iar lipsa de luare a deciziei privind preluarea puterii centralelor eoliene în lipsă de vânt amenință însemnat securitatea energetică a statului, cu grave impacturi asupra prețului la energia electrică pentru consumatorii finali.

BIBLIOGRAFIE

- [1] Small Wind World Report. WWEA. 2012. National Energy Efficiency Program. Government Resolution No 833,10.11.2011, Official Monitor No. 197-202/914 from 18.11.2011, <http://lex.justice.md/>
- [2] Moldova Energy Strategy up to 2020, Official Monitor No. 141-145 from 07.09.07. <http://lex.justice.md/>
- [3] Law on Renewable Energy (No. 160-XVI, 12.07.2007, Official Monitor No. 127-130 from 17.08.2007, <http://lex.justice.md/>.
- [4] Strategia Națională de Dezvoltare „Moldova 2020”. 2012.
- [5] I. Bostan and others. Systems for conversion of renewable energies. TEHNICA-INFO, Chisinau, 2007. 592 pages.
- [7] Methodology for the determination, approval and application of tariffs for the electricity generated from renewable sources and for bio-fuel. Official Monitor no 45-46 from 27.02.09. <http://lex.justice.md/>.
- [8] Ion Comendant. The identification of solutions to cover energy demand from renewables. Regional Energy Problems, no. 2(16), 2011, IPE ASM, pages 39-52, http://ieasm.webart.md/contents_ro/?volume_id=28.
- [9] Irene Vos. The Impact of Wind Power on European Natural Gas Markets. IEA Report. January 2012.
- [10] I. Comendant, A. Sula. COMENDANT, I.; SULA, A. Impactul factorilor de influență asupra scenariilor de dezvoltarea a surselor de energie electrică. Analele Institutului de Energetică al AȘM.

Fascicola 2. Ch.: TAȘM, 2010..207-231. ISSN 1853-9247. www.ie.asm.md

- [11] IAEA – Wien Automatic System Planning (WASP) Package, A Computer Code for Power Generating System Expansion Planning, Version WASP-IV, User's Manual, 2000.
- [12] Ion Comendant and others. Moldova Power Sources Development including Nuclear Power Plant possible participation. Regional Problems, no. 2, 2007, IPE ASM, pages 1-20. http://ieasm.webart.md/contents_ro/?volume_id=13.
- [13] D.L. Chase, P.T. Kehoe. GE Combined-Cycle Product Line and Performance. GE Power Systems. Schenectady, New York, 2011, 44 pages.
- [14] Investment decisions for Baseload Power Plants. NETL, 2010, 283 pages.
- [15] The future of the coal. Options for a Carbon- Constrained World. MIT USA, 3007. http://web.mit.edu/coal/The_Future_of_Coal_Summary_Report.pdf
- [16] Managing Emissions of Carbon Dioxide from Coal-Fired Power Plants. A briefing Note from the Department of Engineering and Public Policy Carnegie Mellon University. 2008. 4 pages.
- [17] Capturing CO₂ from Coal-Fired Power Plants: Challenges for a Comprehensive Strategy. CRS Report for USA Congress. 2008, 39 pages.



Comendant Ion.

N[scut în 1949, doctor în științe din 1981, colaborator științific superior la IEAȘM. Autor a cca. 90 publicații. Domeniul de activitate: dezvoltarea surselor de energie, reglementarea și eficiența energetică, tarifele, studii economice, reducerea de emisii CO₂, piața energetică.

Relații prin:
icomendant@gmail.com

Anexa 1. Datele inițiale pentru efectuarea calculului

Indicatorii	u.m.	Ciclul combinat (CCPP)	Sursa eoliana (SE)
Investițiile specifice	US\$/kW	650	1500
Perioada de construcție	ani	3	3
Perioada de amortizare	ani	30	20
Rentabilitatea asupra investițiilor	%	15	15
Valoarea de actualizare a costurilor	%	9	9
Cheltuielile de întreținere și exploatare		Conform [13]	Conform [6]
Prețul gazului în anul de referință	US\$/mie m ³	400	-
Creșterea anuală a prețului la gazele naturale	%	3	-