



MINISTERUL EDUCAȚIEI
Universitatea POLITEHNICA din București

REZUMATUL TEZEI DE DOCTORAT

FUNCȚIONAREA SISTEMULUI ENERGETIC ÎN PERSPECTIVA INTEGRĂRII MASIVE A SURSELOR REGENERABILE DE ENERGIE

Autor: Dumitru BRAGA
Conducător de doctorat: Prof. dr. ing.
Nicolae GOLOVANOV

COMISIA DE DOCTORAT

Președinte	Prof. dr. ing. Constantin BULAC	de la	Universitatea POLITEHNICA din București
Conducător de doctorat	Prof. em. dr. ing. Nicolae GOLOVANOV	de la	Universitatea POLITEHNICA din București
Referent	Prof. dr. ing. Ion STRATAN	de la	Universitatea tehnică din Moldova
Referent	Prof. dr. ing. Radu PORUMB	de la	Universitatea POLITEHNICA din București
Referent	Prof. dr. ing. Dan MICU	de la	Universitatea Tehnică din Cluj- Napoca

București, 2022

CUPRINS

Lista abrevierilor

Lista tabelelor

Lista figurilor

1. INTRODUCERE

- 1.1. Tendințele pe plan mondial în domeniul energetic
- 1.2. Starea actuală a sistemului electroenergetic al Republicii Moldova
- 1.3. Viziune asupra tranziției sistemului energetic al Republicii Moldova
- 1.4. Scopul și obiectivele tezei
- 1.5. Structura tezei

2. POTENȚIALUL SURSELOR REGENERABILE DE ENERGIE AL REPUBLICII MOLDOVA

- 2.1. Potențialul energetic solar al Republicii Moldova
 - 2.1.1. Date generale privind geografia Republicii Moldova
 - 2.1.2. Abordarea Top-Down de evaluare a potențialului energetic solar
 - 2.1.3. Metode de evaluare a potențialului energetic solar
 - 2.1.4. Evaluarea potențialului tehnic fotoelectric al Republicii Moldova
- 2.2. Potențialul energetic eolian al Republicii Moldova
 - 2.2.1. Energia și puterea vântului
 - 2.2.2. Metode de estimare a potențialului teoretic eolian
 - 2.2.3. Metoda atlasului vântului
 - 2.2.4. Potențialul tehnic eolian al Republicii Moldova

3. FUNCȚIONAREA SISTEMULUI ELECTROENERGETIC ÎN PREZENȚA SURSELOR REGENERABILE DE ENERGIE

- 3.1. Provocări ale integrării masive a surselor regenerabile de energie în sistemul electroenergetic
 - 3.1.1. Managementul surselor regenerabile de energie
 - 3.1.2. Impactul SRE variabile asupra funcționării SEE
 - 3.1.3. Impactul surselor variabile de energie asupra calității energiei electrice
 - 3.1.4. Fiabilitatea și reziliența SEE
 - 3.1.5. Aspecte socio-economice și de mediu
- 3.2. Soluții pentru integrarea surselor variabile în sistemul electroenergetic
 - 3.2.1. Controlul puterii reactive
 - 3.2.2. Utilizarea sistemelor de stocare a energiei electrice
 - 3.2.3. Rețele inteligente
 - 3.2.4. Securitatea cibernetică
 - 3.2.5. Integrarea VRES în piața de energie electrică
 - 3.2.6. Promovarea energiei din VRES prin politicile de tarificare
- 3.3. Centrale electrice eoliene și fotoelectrice
 - 3.3.1. Amplasarea centralelor electrice eoliene și alegerea grupurilor generatoare
 - 3.3.2. Estimarea energiei anuale generate de centralele electrice eoliene
 - 3.3.3. Amplasarea în teren și alegerea puterii centralelor fotoelectrice
 - 3.3.4. Alegerea instalațiilor fotoelectrice și estimarea energiei anuale generate de centralele fotoelectrice
 - 3.3.5. Studiu de caz: propagarea distorsiunilor armonice într-o rețea electrică

4. PROGNOZA IRADIANȚEI SOLARE ȘI A VITEZEI VÂNTULUI

- 4.1. Metode de prognoză
 - 4.1.1. Clasificarea metodelor de prognoză
 - 4.1.2. Acuratețea și sursele de erori ale metodelor de prognoză
- 4.2. Prognoza iradianței solare utilizând metoda clusterelor
 - 4.2.1. Descrierea modelelor de prognoză pe baza metodei de clusterizare
 - 4.2.2. Prepararea seriilor-timp pentru modelele de prognoză
 - 4.2.3. Normarea și clusterizarea iradianței solare.

- 4.2.4. Determinarea consecutivității clusterelor
- 4.2.5. Performanța modelelor de prognoză a irradiației solare
- 4.3. Aplicarea modelelor Nonlinear Autoregressive Neural Network
- 4.3.1. Modelele Nonlinear Autoregressive Neural Network pentru prognoza irradiației solare
- 4.3.2. Modelele Nonlinear Autoregressive Neural Network pentru prognoza vitezei vântului
- 5. INTEGRAREA SISTEMELOR DE STOCARE A ENERGIEI ÎN SISTEMUL ELECTROENERGETIC**
- 5.1. Sisteme de stocare a energiei electrice
- 5.1.1. Principalele tipuri ale sistemelor de stocare a energiei electrice
- 5.1.2. Sisteme de stocare a energiei cu hidrogen
- 5.1.3. Utilizarea sistemelor de stocare a energiei în sistemele electroenergetice
- 5.2. Evaluarea economică a centralelor electrice pe bază de VRES
- 5.2.1. Evoluția costurilor la energia electrică generată de VRES
- 5.2.2. Determinarea costului energiei electrice generată de centralele fotoelectrice și cele eoliene
- 5.3. Aplicarea sistemelor de stocare a energiei
- 5.3.1. Capacitatea centralelor hidroelectrice cu acumulare prin pompare
- 5.3.2. Fezabilitatea utilizării centralelor hidroelectrice cu acumulare prin pompare pentru echilibrarea sistemului electroenergetic
- 5.3.3. Fezabilitatea utilizării SSEH pentru echilibrarea SEE în prezența VRES
- 5.3.4. Fezabilitatea utilizării sistemelor de stocare a energiei cu baterii cu acumulare
- 6. SISTEMUL ELECTROENERGETIC AL REPUBLICII MOLDOVA ÎN TRANZIȚIA CĂTRE 100% ENERGIE DIN SURSE REGENERABILE**
- 6.1. Tranziția către 100% energie din surse regenerabile de energie
- 6.1.1. Strategiile de dezvoltare ale sectorului electroenergetic
- 6.1.2. Conversia energiei electrice în energie termică
- 6.1.3. Producerea electrocombustibililor
- 6.1.4. Electrificarea directă a sectorului transporturi
- 6.2. Prognoza sarcinii electrice
- 6.2.1. Evoluția necesarului de energie electrică în condițiile existente
- 6.2.2. Necesarul de energie electrică pentru electrificarea sectorului termoenergetic
- 6.2.3. Necesarul de energie electrică pentru transportul electric
- 6.2.4. Necesarul de energie electrică pentru producerea electrocombustibililor
- 6.3. Structura sistemului electroenergetic propus .
- 6.3.1. Descrierea scenariilor privind acoperirea necesarului de energie electrică
- 6.3.2. Alegerea și amplasarea surselor de energie electrică și echilibrarea sistemului electroenergetic
- 6.3.3. Funcționarea sistemului electroenergetic în prezența masivă a surselor regenerabile variabile de energie
- 6.3.4. Compararea economică a variantelor pentru sistemele electroenergetice
- 6.3.5. Calculul reducerilor de emisii a gazelor cu efect de seră
- 7. CONCLUZII FINALE ȘI PERSPECTIVE**
- 7.1. Concluzii generale
- 7.2. Contribuții personale
- 7.3. Perspective de dezvoltare ulterioară
- BIBLIOGRAFIE**
- ANEXE**
- Anexa 1. Atlasul Solar Global. Republica Moldova
- Anexa 2. Atlasul Resurselor Energetice Eoliene al Republicii Moldova
- Anexa 3. Amplasarea centralelor electrice
- Anexa 4. Modelarea sistemului electroenergetic în prezența masivă a surselor variabile de

Mulțumiri

Dedic această teză de doctorat mamei mele, care m-a îndrumat și mi-a implantat dragostea de învățatură, prin propria jertfire mi-a asigurat condițiile necesare pentru studii la toate treptele școlarizării, de la școala primară la cea doctorală. Mulțumesc totodată soției pentru înțelegerea manifestată, încurajarea permanentă și pentru încrederea dăruită necondiționat. Totodată îmi cer iertare în fața copiilor mei pentru deficitul de atenție acordată pe durata realizării acestei lucrări.

Teza de doctorat este rezultatul efortului depus sub îndrumarea și suportul permanente a conducătorului științific domnul prof. emerit dr. ing. Nicolae Golovanov, căruia îi sunt profund recunoscătorul pentru rigurozitatea, sfaturile și observațiile critice constructive la fiecare etapă a pregătirii mele doctorale.

Îmi exprim sincera recunoștință membrilor comisiei de îndrumare pentru sfaturile și sugestiile oferite, încurajările și atitudine mereu binevoitoare. În mod special îi mulțumesc domnilor prof. dr. ing. Radu Porumb, prof. dr. Ștefan Gheorghe, conf. dr. ing. George Cristian Lăzăroiu și șef lucrări dr. ing. Laurențiu Lipan pentru sprijin, motivația și încrederea pe care mi le-au acordat.

Mulțumirile se îndreaptă deopotrivă către colectivul de profesori ai Departamentului Sisteme Electroenergetice, ai Facultății de Energetică din UPB pentru competența, profesionalismul, motivația insuflată. În special vreau să-i mulțumesc domnilor prof. dr. ing. Ion Triștiu și prof. emerit dr. ing. Mircea Eremia pentru sprijinul acordat, domnilor prof. dr. ing. Lucian Toma și prof. dr. ing. Mihai Sanduleac pentru sfaturile utile oferite pe marginea rapoartelor științifice susținute în cadrul departamentului.

Nu în ultimul rând vreau să mulțumesc colegilor din cadrul Departamentului Energetica al Universității Tehnice a Moldovei pentru încurajarea, aprecierea și sprijinul acordate pe întreaga perioadă a studiilor doctorale.

CUVINTE CHEIE

Surse regenerabile de energie; potențialul surselor regenerabile de energie; managementul sistemului electroenergetic; prognoza energiei electrice; metoda clusterelor; metoda *Nonlinear Autoregressive Neural Network*; sistem de stocare a energiei; modelarea sistemului electroenergetic.

STRUCTURA TEZEI

Lucrarea este structurată în 6 capitole, prezentate în 206 pagini, bibliografie și prezintă aspecte teoretice, calcule, modelări și interpretări ale rezultatelor privind funcționarea sistemului electroenergetic național în prezența masivă a surselor regenerabile de energie.

CAPITOLUL I. INTRODUCERE

În acest capitol, ce are un caracter introductiv, sunt prezentate tendințele actuale pe plan mondial cu privire la tranziția energetică către 100% energie din surse regenerabile de energie (SRE) și starea actuală a sistemului electroenergetic național (SEN) al Republicii Moldova. La fel este prezentată viziunea cu privire la tranziția către 100% energie din surse regenerabile a economiei naționale a Republicii Moldova, scopul și obiectivele lucrării.

1.1. Tendințele pe plan mondial în domeniul energetic

Preocupările de bază la nivelul mondial și, în special, al Uniunii Europene (UE), sunt legate de valorificarea SRE și combaterea fenomenului schimbărilor climatice. Aceste preocupări au fost reflectate în legislația UE („Pachetul de iarnă”, „*Green Deal*”, Pachetul „Pregătiți pentru 55”

etc.). În ultimii ani, în UE, s-a amplificat ideea unei tranziții la o economie bazată pe neutralitate a emisiilor de CO₂. Conform acestor acte, acest deceniu este unul decisiv pentru UE pentru atingerea angajamentelor asumate în cadrul Acordului de la Paris. Obiectivul de decarbonare pe termen lung al UE, confirmat prin angajamentele asumate în cadrul pachetului „Pregătiți pentru 55”, este reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră (GES) cu 55% până în 2030 față de nivelul anului 1990 și neutralitatea de carbon a continentului european până în 2050.

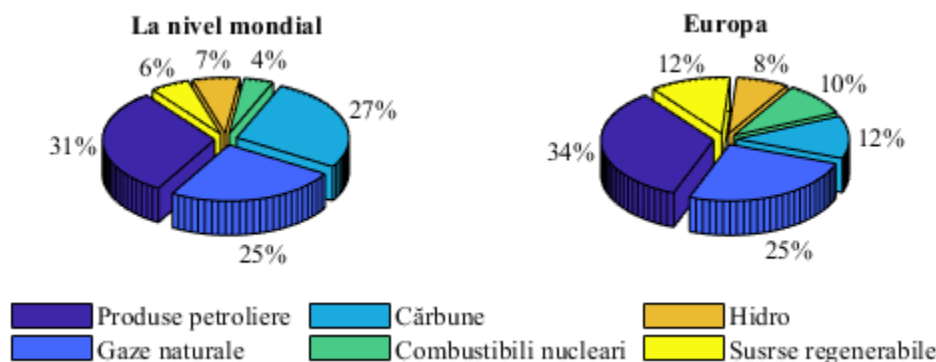


Fig. 1. Structura surselor primare de energie (2020) [1]

Astăzi, principala sursă de energie la nivel mondial sunt combustibilii fosili (produse petroliere, gaze naturale și cărbune) utilizați în energetică, industrie și transporturi, reprezentând 83,1% (figura 1) în balanța mondială la nivelul anului 2020 [1]. Totodată, procesele de ardere a combustibililor fosili reprezintă o importantă sursă a emisiilor antropogene de GES.

Necesarul de resurse energetice este în continuă creștere. Astfel, în perioada 2006 – 2020 necesarul primar de energie la nivel mondial a crescut de la 469,8 EJ la 556, 6 EJ, cu creștere medie de 1,32 %/an [1]. Se estimează că, necesarul de energie va crește vertiginos pe parcursul secolului XXI, iar fără măsuri de combatere a fenomenului schimbărilor climatice, această problemă nu va putea fi atenuată.

Principalele tipuri de SRE utilizate pentru generarea energiei electrice sunt hidroenergia, energia eoliană și energia solară. Aceste surse reprezintă surse naturale imense de energie, care pot acoperi integral necesarul existent și, cel mai probabil, viitor de energie al omenirii [3]. Datorită impactului considerabil pe care îl are hidroenergetica mare (inundarea terenurilor, modificarea florei și faunei, creșterea suprafeței oglinzii apei etc.), o perspectivă mai bună o au energia eoliană și cea solară.

Creșterea impresionantă a prezenței surselor eoliene și solare fotoelectrice în sistemul electroenergetic (SEE) necesită rezolvarea unui șir de probleme, printre care proiectarea adecvată a pieței energiei electrice, crearea pieței energiei electrice de echilibrare, cerințele și costurile serviciilor de sistem, adecvanța sistemului, stabilitatea și siguranța SEE, creșterea capacităților de transport a rețelelor electrice și a interconexiunilor etc.

Pentru asigurarea stabilității și fiabilității SEE, extinderea duratei de viață a echipamentului, reducerea costurilor de întreținere a acestuia, managementul eficient al puterilor SRE existente și viitoare din SEE etc. este necesar un sistem de management energetic (EMS) eficient. EMS trebuie să dispereze SRE pe baza datelor oferite de un model de prognoză al puterii generate utilizând SRE pentru următorul interval de timp. Prin urmare, exactitatea prognozei energiei electrice generate de sistemele solare PV și cele eoliene este un aspect crucial.

Totodată, SEE actual nu este pregătit pentru tranziția energetică de la generarea centralizată bazată pe surse fosile de energie și managementul producerii energiei, la cea distribuită bazată pe SRE și managementul cererii de energie. Astfel, integrarea masivă a acestor surse în SEE existent, reprezintă o provocare majoră pentru funcționarea și controlul SEE, punând în pericol fiabilitatea și stabilitatea acestuia [6]. Datorită caracterului intermitent al irradiației solare și al vitezei vântului, energia eoliană și cea solară reprezintă surse regenerabile variabile de energie (VRES).

Este evident că tranziția către 100% energie din SRE implică costuri economice enorme, care vor cădea pe umerii populației. De aceea, în primul rând populația trebuie să conștientizeze necesitatea acestei tranziții, problemele cu care urmează să se confrunte și să fie gata pentru a acorda suportul necesar pentru realizarea ei.

1.2. Starea actuală a sistemului electroenergetic al Republicii Moldova

În anul 2019, necesarul intern brut total de resurse energetice al Republicii Moldova a fost de 123 PJ, iar de energie electrică 3 615 GWh. Spre deosebire de țările dezvoltate, unde industriei revine 1/3 din necesarul final de energie, în Republica Moldova, o cotă impunătoare a resurselor energetice primare și a energiei electrice utilizate îi revine sectorului rezidențial cu 49,5% și, respectiv, 44,5% și sectorului transporturi 27% și, respectiv, 2% (figura 2).

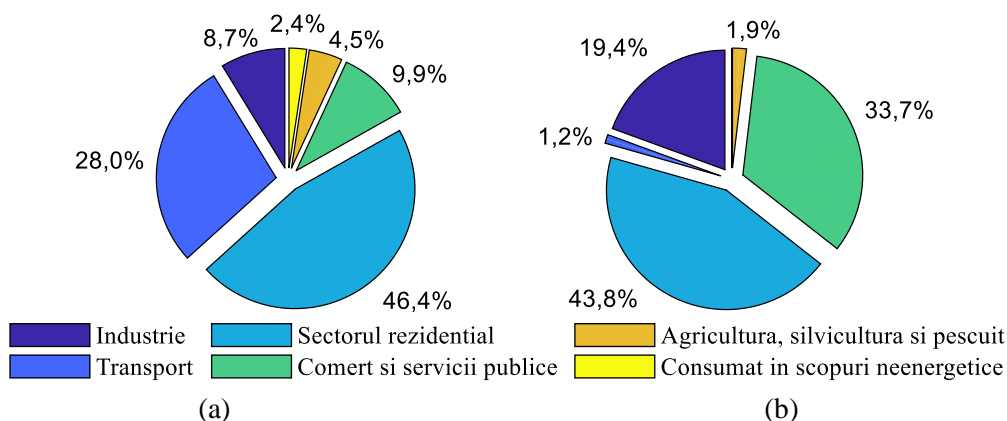


Fig. 2. Necesarul final de resurse energetice (a) și de energie electrică (b) al Republicii Moldova (2019) [8]

Dezvoltarea economiei țării este constrânsă de importurile de resurse energetice, care constituie cca. 80%, iar creșterea prețului la acestea este agravată și de fluctuațiile ratei de schimb a valutei naționale. Republica Moldova importă resurse energetice din Federația Rusă, Ucraina și România. Producția primară de resurse energetice, în 2019, a fost 27,9 PJ [8]. Principala cotă a producției a revenit lemnului de foc 23,6 PJ (84,4%). Producția de energie electrică și a produselor petroliere a fost una neînsemnată, de 402 TJ și, respectiv, de 203 TJ. Resursele energetice primare proprii, au fost utilizate, mare parte, în sectorul rezidențial – 25,5 PJ, pentru încălzirea locuințelor și prepararea hranei în zona rurală. Energia electrică produsă din SRE constituie circa 1%.

Republica Moldova este țară semnatară a Acordului de la Paris, membru asociat al UE și membru cu drepturi depline ale Comunității Energetice Europene. În afară de avantajele pe care le oferă aceste comunități, ele obligă Guvernul Republicii Moldova să transpună legislația acestora în propriile acte normative și să implementeze prevederile acestor acte.

Actele legislative, care reglementează domeniul SRE, sunt Hotărârea de Guvern Nr.102 din 05.02.2013 cu privire la Strategia energetică a Republicii Moldova până în anul 2030 și Legea Nr. 10 din 26.02.2016 privind promovarea utilizării energiei din surse regenerabile. Conform acestor acte, obiectivele politicii de stat în domeniul SRE includ:

- diversificarea resurselor energetice primare, inclusiv prin valorificarea SRE;
- creșterea capacităților interne de producere a energiei electrice;
- creșterea ponderii producției anuale de energie electrică din SRE;
- reducerea emisiilor GES prin promovarea SRE și eficienței energetice.

În condițiile Republicii Moldova pentru generarea energiei electrice, cel mai mare interes îl reprezintă energia solară și energia eoliană și, respectiv, pentru generarea energiei termice (inclusiv prin co-generare) biocombustibilii.

1.3. Viziune asupra tranziției sistemului energetic al Republicii Moldova

Epuizarea zăcămintelor de combustibili fosili din zonele ușor accesibile, situația politică, economică sau de mediu pe plan regional sau pe cel mondial conduc la creșterea prețului la aceste resurse. Republica Moldova fiind dependentă de importurile de resursele energetice fosile și având o economie slab dezvoltată, orice fluctuație a prețului, la nivel regional sau chiar mondial, reprezintă un stres pentru economia națională, și în special pentru populație. Un alt motiv pentru renunțarea la utilizarea resurselor energetice fosile este numărul redus al interconexiunilor energetice cu statele vecine, care ar permite diversificarea surselor de import a acestor resurse sau asigurarea securității energetice în cazul unor conflicte regionale sau a unor calamități naturale.

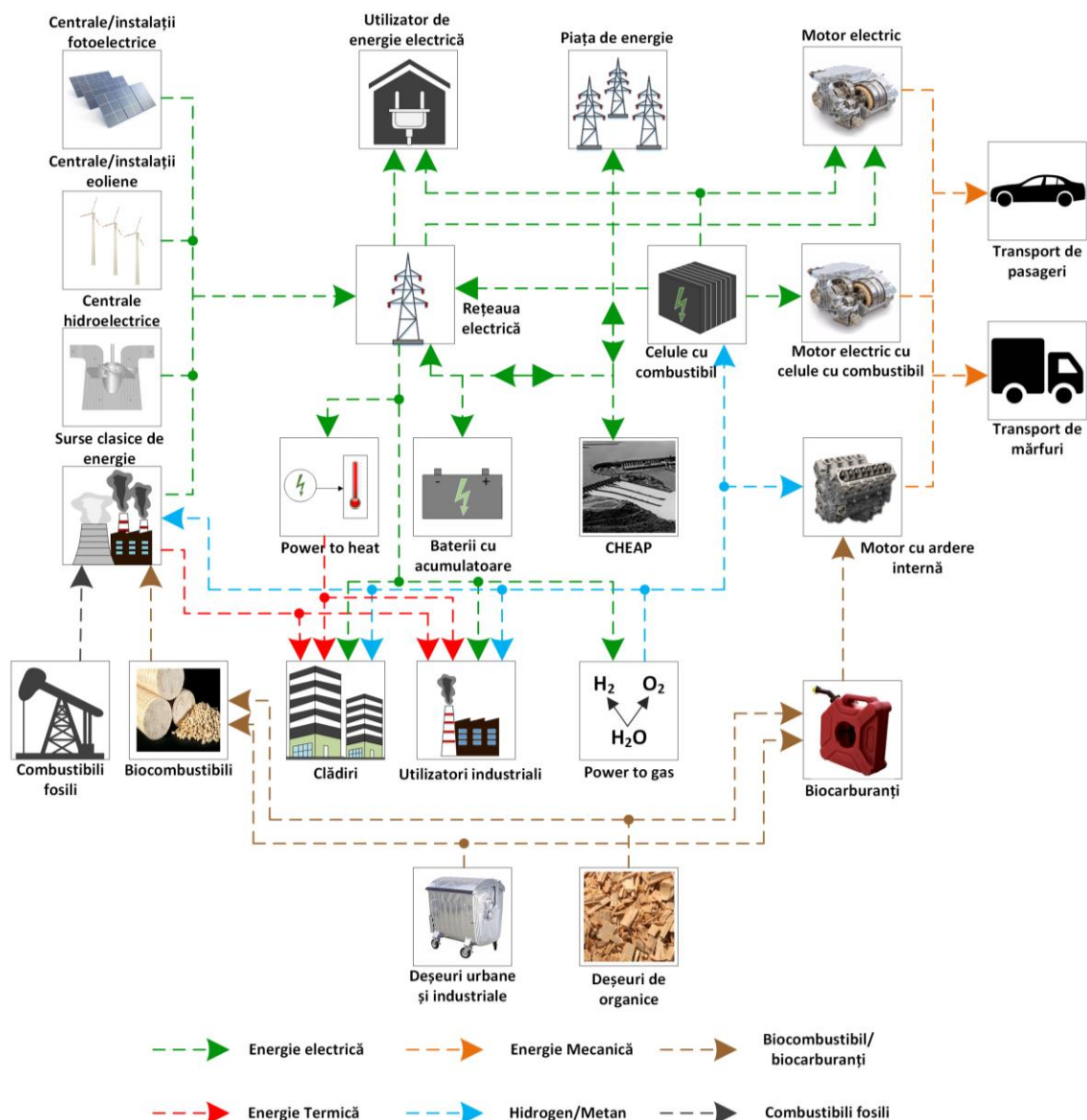


Fig. 3. Tranziția către 100% energie din surse regenerabile de energie

Tranziția energetică către 100% energie din SRE reprezintă principala soluție de depășire a acestei provocări. Cel mai bun argument pentru tranziția energetică este potențialul important al SRE de care dispune Republica Moldova, în special de biomasa, energie eoliană și cea solară. Acest potențial îi poate permite Republicii Moldova de a acoperi necesarul existent de resurse energetice, sau cel puțin de a diminua considerabil dependența de importul la resursele energetice

fosile. Pentru atragerea investițiilor și dezvoltarea sectorului electroenergetic este necesară integrarea SEN într-o piață regională de energie.

Energia electrică poate fi ușor transformată în alte forme de energie, în special energia termică, energia mecanică sau cea chimică – forme de energie utilizate pe larg în toate ramurile economiei. Energia electrică poate fi utilizată pentru încălzirea sau condiționarea aerului, alimentarea cu apă caldă de consum menajer, antrenarea vehiculelor sau chiar producerea unor combustibili sintetici, cum ar fi gazele naturale sau produsele petroliere (figura 3).

În conformitate cu cerințele de decarbonare a sectorului de transporturi, în primul rând electrificării trebuie supuse transportul urban de pasageri și autoturismele private, după care va urma și transportul rutier de mărfuri și cel feroviar. Sistemele hibride utilizând pompele de căldură (PC) și captatoarele solare vor substitui generarea distribuită a energiei termice. Un rol important, ca și în prezent, va fi acordat CET-urilor pe baza turbinelor cu abur din cadrul sistemelor de alimentare centralizate cu energie termică (SACET). Acestea vor acoperi sarcina electrică de bază (în perioada rece a anului), deoarece funcția de bază a acestor surse este alimentarea cu energie termică a utilizatorilor din localitățile urbane.

Pentru valorificarea la maxim a potențialului oferit de instalațiile eoliene și cele fotoelectrice și reglarea tensiunii și a frecvenței din rețelele electrice prin injectarea/absorbția din rețea a puterii active și a celei reactive, vor fi utilizate SSE. Surplusul de energie electrică în orele cu valori mai mari ale vitezei vântului sau/și iradianței solare și necesar redus de energie electrică, va fi stocat parțial în sisteme electrochimice, electromagnetice și cele mecanice, iar restul energiei electrice va fi utilizat pentru producerea metanului și hidrogenului. Hidrogenul produs va fi parțial utilizat pentru alimentarea celulelor cu combustibil (FC), iar restul va fi injectat în rețelele de gaze naturale, substituind gazele naturale de import, sau pentru producerea unor combustibili sintetici.

O altă soluție pentru îmbunătățirea flexibilității SEE în prezența SRE, sunt rețelele electrice inteligente și utilizatorii inteligenți, care vor permite limitarea vârfurilor și golurilor de sarcină prin modelarea acestora în funcție de posibilitățile de generare a centralelor electrice și reducerea costurilor operaționale ale SEE. Generarea distribuită și rețelele inteligente necesită integrarea masivă a dispozitive electronice inteligente (IED) și tehnologiilor informaționale și de comunicații (TIC).

În condițiile în care, costurile pentru energia din sursele tradiționale sunt mai mici, pentru stimularea utilizării energiei din SRE și creșterea ponderii acestora în balanța energetică trebuie să fie introdus un sistem financiar stimulatoriu pentru echilibrarea costurilor și beneficiilor utilizării celor două forme de energie. Un astfel de sistem poate fi bazat pe cote obligatorii de utilizare a energiei din SRE sau certificate verzi și o piață de comercializare a cotelor sau certificatelor verzi. Iar pentru nerespectarea acestor obligații trebuie să fie prevăzute penalități financiare, care să reprezinte costuri considerabil mai mari în comparație cu cele necesare pentru îndeplinirea acestor obligații. Un alt instrument, care trebuie să fie prevăzut sunt tarifele *feed-in*, iar odată cu creșterea gradului de penetrare a SEE de SRE trebuie să se realizeze o tranziție către o piață concurențială de energie.

Din punct de vedere tehnic, SEN nu este pregătit pentru această tranziție, deoarece acesta a fost conceput pentru funcționarea după principiul generării centralizate a energiei din surse mari, utilizând combustibili fosili, și modificării graficului de generare în funcție de graficul sarcinii energetice a utilizatorilor finali. Aceasta putea fi realizat cu ușurință, având în vedere că combustibilii fosili sunt disponibili în cantități necesare la orice moment de timp. Tranziția energetică se bazează, în special, pe utilizarea surselor eoliene și a celor solare, caracterizate de o variabilitate cantitativă și temporală, astfel că, energia generată de aceste surse deseori nu poate acoperi necesarul de energie la momentul necesar în cantități necesare. Iar centralele electrice utilizând acest tip de surse, au puteri considerabil mai mici decât cele tradiționale.

1.4. Scopul și obiectivele tezei

Scopul tezei constă în identificarea, analiza și elaborarea unor soluții pentru realizarea tranziției energetice către 100% energie din SRE și asigurarea fiabilității și rezilienței sistemului electroenergetic național al Republicii Moldova în prezența masivă a SRE.

Obiectivele urmărite în această lucrare derivă direct din tendințele existente pe plan mondial și, în special, al UE, acordurile din care face parte Republica Moldova și situația din sectorul energetic. Obiectivul general constă în contribuția pentru asigurarea tranziției energetice către 100% energie din SRE prin creșterea gradului de penetrare a SEN de SRE, diminuarea dependenței de importurile resurselor energetice fosile și reducerea emisiilor GES. Printre obiectivele specifice ale lucrării pot fi menționate:

- evaluarea potențialului surselor energetice eoliene și solare al Republicii Moldova;
- identificarea amplasamentelor pentru centralele electrice utilizând VRES și estimarea puterii și energiei electrice generate de acestea;
- elaborarea și aplicarea modelelor de prognoză a energiei electrice;
- integrarea VRES în SEE și, respectiv, într-o piață energetică regională
- evaluarea fezabilității SSE utilizate pentru asigurarea adecvanței SSE și aplatizarea graficului de generare a energiei de centralele electrice utilizând SRE;
- evaluarea fezabilității centralelor electrice utilizând VRES;
- modelarea funcționării SEN în prezența masivă a centralelor electrice utilizând VRES;
- asigurarea calității energiei electrice;
- asigurarea adecvanței SEE.

Capitolul II. POTENȚIALUL SURSELOR REGENERABILE DE ENERGIE AL REPUBLICII MOLDOVA

În acest capitol sunt prezentate aspectele teoretice privind valorificarea SRE și metodele de evaluare a potențialului energetic al acestor. Sunt determinate potențialul teoretic și cel tehnic al surselor solare fotoelectrice și eoliene și potențialele amplasamente pentru centralele fotoelectrice (CEF) și centralele electrice eoliene (CEE).

2.1. Potențialul energetic solar al Republicii Moldova

Evaluarea potențialului tehnic fotoelectric al Republicii Moldova este realizat utilizând Atlasul Solar Global (ASG), elaborat la comanda *World Bank Group*, care prezintă datele privind radianța solară la nivel global, regional și de țară. ASG oferă informații necesare pentru evaluarea potențialului, proiectarea instalațiilor de valorificare a energiei solare, alegerea amplasamentului optim și evaluarea fezabilității acestor instalații. Atlasul prezintă valorile medii, pentru o perioadă îndelungată, pentru resursele solare (tabelul 1).

Pentru determinarea potențialului tehnic solar (PV), sunt acceptate ariile cu radianța solară directă pe suprafața orizontală mai mare de $1200 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{an})$ și potențialul mediu anual de producere a energiei electrice de panourile PV mai mare de $1200 \text{ kWh}/\text{kW}_i$. Conform ASG, un astfel de potențial există pe circa 90% din teritoriul țării, în special în centrul și sudul țării. Partea de sud a țării este caracterizată prin câmpii plane potrivite pentru amplasarea parcurilor PV. În același timp, partea centrală este mai fragmentată de dealuri și văi înguste, cu suprafețe împădurite mai mari, îndeosebi raioanele Hâncești, Ialoveni, Nisporeni, Ungheni, Călărași, Orhei.

În tabelul 2 este prezentat potențialul tehnic solar (PV) al Republicii Moldova având în vedere:

- capacitatea panourilor PV, ce pot fi instalate pe 1 km^2 , este de 41 – 62 MW;
- suprafața totală țării de $30\,319,8 \text{ km}^2$ (fără UTASN – Unitatea Teritorială Administrativă din Stânga Nistrului), din care circa $7\,200 \text{ km}^2$ pot fi valorificați în scopul generării energiei electrice de sisteme fotoelectrice.

Pentru determinarea potențialului tehnic solar (PV), sunt excluse zonele cu potențialul mediu anual de producere a energiei electrice de panourile PV mai mare de $1\,200 \text{ kWh}/\text{kW}_i$, care includ: fondul ariilor protejate de stat; parcurile naționale; monumente ale naturii și de arhitectură; rezervațiile științifice, naturale, peisagistice și de resurse; bazinele acvatice; pădurile și fâșiile

Funcționarea sistemului energetic în perspectiva integrării masive
a surselor regenerabile de energie

forestiere; aeroporturile și drumurile naționale; terenurile agricole. Se acceptă o suprafață acoperită de panourile PV de 5% din teritoriul unităților administrativ teritoriale (UAT) ale Republicii Moldova, ce corespunde acestor criterii. Astfel, potențialul tehnic solar (PV) estimat al Republicii Moldova este de 10 761 GWh/an.

Necesarul final de energie electrică al Republicii Moldova în 2019, a constituit 3 813 GWh. Astfel, teoretic, dacă se implementează stocarea energiei, pentru acoperirea necesarului anual existent de energie electrică este suficientă valorificarea a 1,6% din suprafața disponibilă a țării.

Tabelul 1. Caracteristicile radiației solare la înălțimea de 2 m deasupra solului

Caracteristica	Nord	Centru	Sud
Radianța globală pe suprafață orizontală, kWh/(m ² ·an)	1220	1289	1363
Radianța globală pe suprafață înclinată, kWh/(m ² ·an)	1419	1501	1588
Unghiul optim de înclinare a panourilor PV	35 ⁰ /180 ⁰	35 ⁰ /180 ⁰	35 ⁰ /180 ⁰
Temperatura aerului la înălțimea de 2 m deasupra solului, °C	9,2	9,9	11,4
Energia electrică anuală produsă de panouri PV, kWh/kW _i	1159	1221	1285

Tabelul 2. Potențialul tehnic solar (PV) al Republicii Moldova

Zona	UAT	Suprafețe valorificate, km ²	Puterea instalată, MW	Energia electrică generată	
				kWh/kW _i	GWh/an
Nord	Sângerei	10,62	440	1210	531,9
	Glodeni	5,67	235	1204	282,6
	Fălești	8,49	352	1208	424,9
Centru	Chișinău	13,76	570	1232	702,2
	Orhei	0,70	29	1211	35,1
	Ungheni	13,53	560	1220	683,3
	Șoldănești	6,31	261	1203	314,3
	Anenii Noi	6,76	280	1235	345,6
	Nisporeni	7,71	319	1221	389,7
	Strășeni	17,27	715	1214	868,1
	Telenești	9,41	390	1204	469,0
	Criuleni	7,71	319	1225	391,0
	Călărași	14,15	586	1216	712,4
	Rezina	7,58	314	1209	379,3
	Ialoveni	11,03	457	1232	562,8
	Dubăsari	3,08	128	1227	156,5
	Hâncești	22,30	923	1232	1137,4
	Sud	Basarabeasca	2,70	112	1327
Taraclia		5,04	209	1262	263,3
Cantemir		8,43	349	1257	438,6
Leova		7,73	320	1254	401,1
Căușeni		0,61	25	1250	31,6
UTAG		11,58	480	1251	600,0
Cimișlia		9,05	375	1242	465,3
Cahul		0,28	12	1270	14,9
Ștefan Vodă	0,23	10	1259	12,1	
Total		211,71	8767	1222	10761,6

2.2. Potențialul energetic eolian al Republicii Moldova

În 2017, a fost elaborat Atlasul resurselor energetice eoliene al Republicii Moldova (AreRM) de către o echipă de cercetători de la Universitatea Tehnică a Moldovei (UTM), în comun cu *AWS TruePower*, SUA, și *WindPower Energy (WPE)*, România. Pentru elaborarea AreRM au fost utilizate date privind măsurările caracteristicilor vântului, colectate din:

- 3 stâlpi pentru măsurări, la înălțimea de 10 ÷ 103 m, ale *WPE*, pe o durată de 1 ÷ 2 ani;

- 4 stâlpi pentru măsurări, la înălțimea de $10 \div 60$ m, ale UTM, pe o durată de $1 \div 3$ ani;
- 18 turnuri ale stațiilor meteorologice, la înălțimea de 10 m, ale Serviciului Hidrometeorologic de Stat al Republicii Moldova (SHS), pe o durată de 22 ani.

Șirul de date preluate reprezintă viteza medie a vântului măsurată timp de zece minute la fiecare trei ore. Acestea au fost stocate în bazele de date ale SHS. Datele obținute în cadrul măsurărilor, au fost procesate cu ajutorul programului *WAsP*, și s-au obținut *Observed Wind Climate* – clima reală a vântului. Aceasta conține roza vântului, histograma funcției de densitate de probabilitate a vitezei vântului $f(u)$, aproximația Weibull, frecvența direcției vântului f_d , parametrii distribuției *Weibull* A și k , viteza medie u , densitatea de putere E .

Ca rezultat au fost create hărțile resurselor energetice eoliene ale Republicii Moldova la înălțimile de 50 m, 100 m și 150 m, care includ viteza vântului, densitatea de putere, parametrii distribuției *Weibull* A și k . Pe baza rezultatului clasificării teritoriului țării funcție de viteza medie anuală și densitatea de putere a vântului pentru înălțimea de 100 m, se observă că [12]:

- pe ~99% din teritoriul țării viteza medie este cuprinsă între 5 și 8 m/s;
- pe ~6,8% din teritoriul țării densitatea de putere este cuprinsă între 400 și 550 W/m²;
- vitezele de $6,5 \div 8$ m/s sunt caracteristice pentru regiunile din sudul și nordul țării;
- cele mai potrivite instalații eoliene – clasa III, înălțimea turnului de 100 m;
- teoretic, suprafața pe care pot fi instalate acest tip de turbine este de 10 219 km² în regiunea de nord, 8 136 km² în regiunea din centru și 10 087 km² în regiune de sud.

Pentru determinarea potențialului tehnic eolian, sunt excluse zonele cu densitatea de putere mai mare de 400 W/m², care includ: fondul ariilor protejate de stat; parcurile naționale; monumente ale naturii și de arhitectură; rezervațiile științifice, naturale, peisagistice și de resurse; bazinele acvatice; pădurile și fâșiile forestiere; așezările urbane și rurale; aeroporturile și drumurile naționale; zonele urbane și teritoriul adiacent în raza de 500 m față de acestea; zonele forestiere și teritoriul adiacent în raza de 200 m de acestea [12]. Astfel, aria suprafețelor cu potențial bun ($400 \div 500$ W/m²) și excelent ($500 \div 600$ W/m²) obținută este de 1830,2 km²:

- în regiunea sud 1 007,6 km²;
- în regiunea centru 10,3 km²;
- în regiunea nord 812,3 km².

Potențialul scăzut în regiunea centru se datorează faptului, că aici o importantă suprafață este acoperită de codri și rezervații. Din considerentul că, puterea electrică a instalațiilor eoliene ce poate fi instalată pe 1 km² este de 5 MW, potențialul tehnic eolian este de 9 151 MW [12].

Capitolul III. Funcționarea sistemului electroenergetic în prezența surselor regenerabile de energie

În acest capitolul sunt analizate aspectele privind funcționarea SEE în prezența SRE: fiabilitatea și reziliența SEE, calitatea energiei electrice, aspectele socio-economice. La fel sunt prezentate soluții pentru integrarea SRE: controlul puterii reactive, stocarea energiei, rețele electrice inteligente, securitatea cibernetică, piața energiei electrice și instrumente politice de tarify. Sunt determinate potențialele amplasamente pentru centralele electrice utilizând VRES, puterea centralelor electrice și energia electrică generată de acestea și este ales echipamentul energetic pentru fiecare centralele electrice. La fel, este realizat un studiu de caz privind propagarea distorsiunilor armonice în SEE în prezența VRES.

3.1. Provocări ale integrării masive a surselor regenerabile de energie în sistemul electroenergetic

Tranziția energetică către 100% energie din SRE presupune trecerea de la generarea centralizată bazată pe surse fosile de energie și managementul producerii energiei, la cea

distribuită bazată pe SRE și managementul cererii de energie. În ultimele decenii, datorită avantajelor pe care le oferă valorificarea SRE, s-a înregistrat o creștere continuă a numărului CEE și CEF în SEE, crescând considerabil și ponderea energiei electrice produse de aceste surse în balanța energetică mondială. Totodată, integrarea masivă a SRE în SEE existent, reprezintă o provocare majoră pentru funcționarea și controlul SEE, punând în pericol fiabilitatea și stabilitatea acestuia [6]. Caracterul intermitent al irradianței solare și, respectiv, al vitezei vântului, poate fi cauza congestiilor din rețelele electrice, poate influența mecanismele și politica pieței de energie, flexibilitatea și reziliența SEE, existența interconectărilor cu alte sisteme etc. (figura 4). Managementul SEE în prezența masivă a SRE trebuie să ofere soluții pentru provocările de ordin tehnico-economic, printre care pot fi enumerate: caracterul intermitent al vitezei vântului și al irradianței solare, cheltuielile de operare și mentenanță ale SEE, calitatea energiei electrice, adecvanța SEE, impactul socio-economic și de mediu etc.

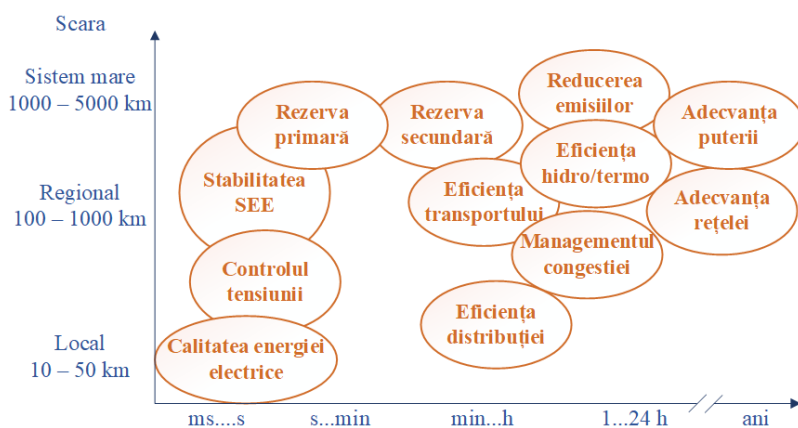


Fig. 4. Impactul VRES asupra SEE [23]

Integrarea VRES în SEE are un puternic impact și asupra costurilor de funcționare ale SEE. Variația vitezei vântului și a irradianței solare nu pot fi prezise cu precizie ridicată pe toată perioada zilei și pot varia de la oră la oră sau de la minut la minut. Aceste variații ale producției pot contribui la creșterea costurilor operaționale (pentru echilibrarea) ale SEE – costuri auxiliare (servicii de sistem) și, în consecință, costului energiei electrice produse de VRES.

Datorită posibilității limitate de dispecerizare a VRES, pe perioada caracterizată de viteză vântului și/sau irradianța solară reduce, compensarea deficitului de energie electrică și echilibrarea generării și cererii este realizată prin injectarea unei cantități mai mari de energie electrică, generată de CTE clasice dispecerizabile, cu posibilitatea de răspuns rapid, și de SSE. În același timp, managementul cererii de energie controlează și deconectează, pe măsura necesității, sarcinile non-critice. Cele două componente ale managementului, atât pe partea de generare a energiei, cât și pe partea de utilizare a acesteia, contribuie la flexibilitatea SEE.

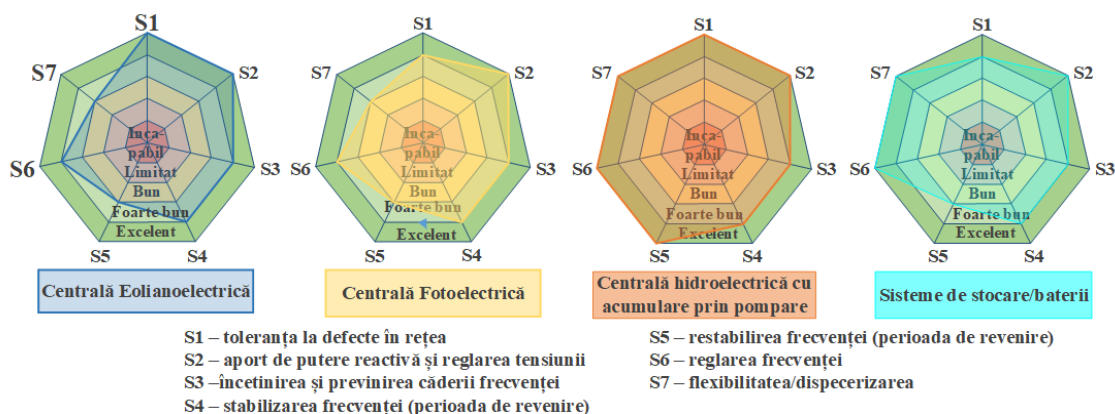


Fig. 5. Performanța serviciilor de fiabilitate și reziliență ale CEE și CFE vs. CHE și SSE [72]

VRES pot contribui la flexibilitatea și stabilitatea SEE prin reducerea generării (figura 5). Însă, din cauza naturii intermitente a vântului și a irradianței solare, acest serviciu oferit de VRES este considerabil mai costisitor în comparație cu cel oferit de sursele tradiționale [71]. În scopul unui management eficient al SEE în prezența surselor distribuite este necesară implementarea unor dispozitive electronice inteligente (IED) pentru monitorizare și control: infrastructură avansată de contorizare, ce include contoare inteligente, sisteme de măsurare fazoriale, TIC sistemele și SCADA. Odată cu intensificarea utilizării inteligenței artificiale (AI) și a bazelor de date informatizate, crește pericolul unor intruziuni cibernetice și coruperea procesului de generare, transport și distribuție a energiei (tabelul 3).

Tabelul 3. Statistica unor cazuri recente de întrerupere a alimentării cu energie electrică [77]

Cauza	Pondere, %	Cauza	Pondere, %
Atacuri rău intenționate	71,4	Eroarea operatorilor	28,6
Soluționate în 48 ore	76,4	Nesoluționate în 48 ore	23,6
Cu afectarea unui număr de persoane > 100 000	73,4	Cu afectarea unui număr de persoane < 100 000	26,6
Soluționate pe intern	50,0	Soluționate pe extern	50,0

Un aspect important al integrării VRES ține de calitatea energiei – capabilitatea sursei de energie de a asigura alimentarea stabilă a utilizatorilor cu energie fără perturbări: variații ale tensiunii (căderi, întreruperi sau salturi de tensiune), variații rapide ale tensiunii (efect *flicker*), armonice, variația frecvenței, reducerea factorului de putere etc. (figura 6).

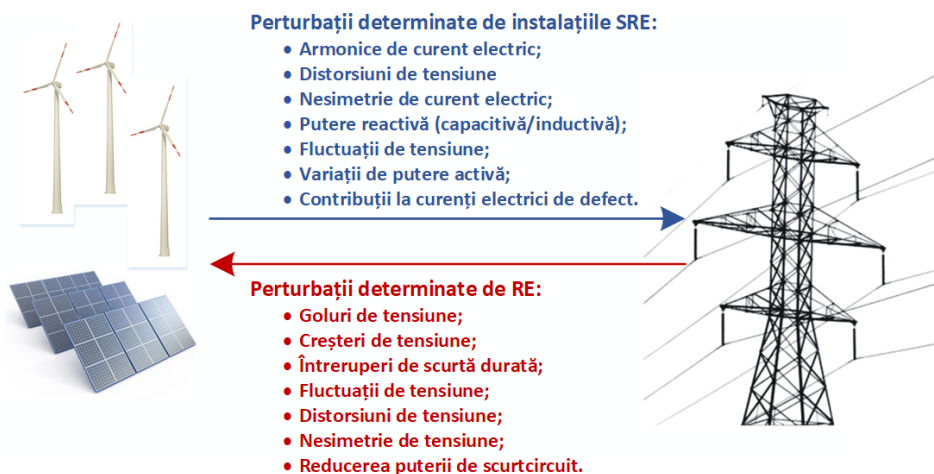


Fig. 6. Perturbațiile determinate de VRES și cele determinate de rețeaua electrică

Incertitudinile legate de generarea energiei de VRES creează impedimente pentru participarea la piața energiei, deoarece aceste incertitudini conduc la diminuarea eficienței de funcționare a CTE clasice ce participă la echilibrarea SEE. Din această cauză producătorii de energie din VRES, neputând garanta generarea energiei planificate, sunt reticenți în participarea la piața energiei pentru ziua următoare (PZU).

Amprenta de carbon a energiei din VRES este considerabil mai mică decât cea generată de CTE clasice pe cărbune, păcură sau gaze naturale. Energia utilizată pentru construcția CEE și CEF este echivalentă cu energia generată de aceste surse timp de câteva luni. Impactul negativ social și de mediu al CEF constă în scoaterea din uz a unor terenuri agricole sau pășuni. CEE pot afecta imaginea peisagistică, formând o junglă din beton prin amplasarea instalațiilor eoliene, căilor de acces, liniilor electrice și ale stațiilor de transformare [86].

Studiile realizate demonstrează că sunetul produs de rotația palelor a instalațiilor eoliene nu este dăunător pentru sănătatea omului. Zgomotul de frecvențe joase, produs de instalațiile

eoliene poate conduce la stare de neliniște și dureri de cap. Totodată, pentru diminuarea efectelor dăunătoare asupra sănătății omului, trebuie respectată distanța de amplasare a instalațiilor eoliene față de localități și limitarea zgomotului produs.

Echipamentul instalațiilor eoliene poate conduce la înrăutățirea semnalului radarelor și televiziunii, creând interferențe cu semnalele acestora [86]. Aceasta poate conduce la reducerea costului terenurilor ce includ CEE. Construcția centralelor electrice și a liniilor electrice poate conduce la perturbarea ecosistemelor locale și un timp îndelungat pentru restabilirea acestora [80].

3.2. Soluții pentru integrarea surselor variabile în sistemul electroenergetic

Stocarea energiei are un rol important în asigurarea calității energiei electrice, fiabilității și eficienței SEE, și crearea condițiilor pentru integrarea de noi capacități VRES în SEE. SSE pot facilita integrarea eficientă a VRES în SEE prin reducerea sarcinii electrice de vârf și a costului energiei electrice. La fel este posibilă creșterea eficienței procesului de generare a energiei prin excluderea funcționării CTE clasice suplimentare în orele de vârf cu o eficiență mai redusă și utilizarea doar a centralelor ce funcționează permanent în zona de bază a curbei de sarcină. În cazul existenței tarifelor diferențiate, SSE pot crește valoarea energiei prin stocarea și utilizarea acesteia în orele de vârf. Utilizarea combinată a VRES și a SSE poate permite creșterea factorului de putere a centralelor electrice, reducerea perioadei de recuperare a investițiilor, asigurarea independenței energetice, atenuarea regimurilor tranzitorii, creșterea toleranței la golurile de tensiune, asigurarea pornirii de la zero a sistemului, asigurarea adecvantei SEE etc.

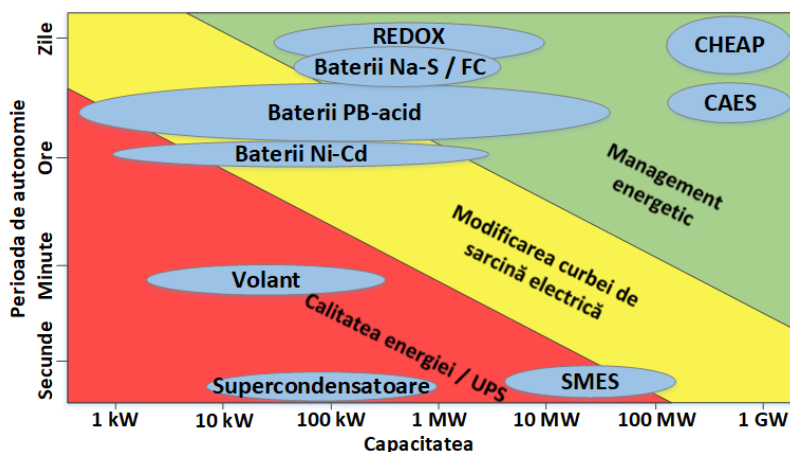


Fig. 7. Domeniile de utilizare a principalelor tipuri de SSE [104]

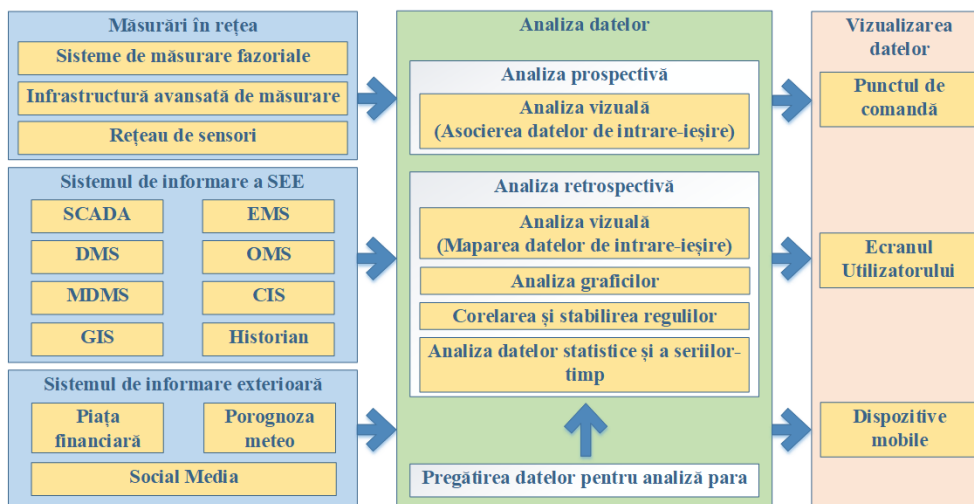


Fig. 8. Circulația informației în rețea inteligenta

Funcționarea sistemului energetic în perspectiva integrării masive a surselor regenerabile de energie

Un element cheie pentru integrarea VRES în SEE, decarbonarea, fiabilitatea și eficiența economică a sectorului energetic sunt rețelele inteligente (SG). Concomitent cu promovarea generării distribuite, utilizatorul își pierde statutul său de operator pasiv, astfel încât un utilizator poate deveni și producător de energie și injecta energia generată în rețea. SG presupune fluxuri bidirecționale ale puterii, atât de la surse la utilizatorii de energie, cât și invers, în combinație cu TIC (figura 8).

Integrarea VRES, IED și TIC, conduce la transformarea SEE dintr-un sistem fizic, pe care îl cunoaștem, într-un sistem electroenergetic cibernetico-fizic complex [76]. Acestea modifică considerabil aspectul unui SEE modern, ceea ce afectează cerințele față de metodele existente de asigurare a securității. Deoarece SEE este un sistem dinamic, orice întârziere sau întrerupere a procesului de transmitere a datelor poate afecta siguranța funcționării acestuia. Având în vedere aceste provocări este necesară modificarea codurilor de rețea pentru detectarea și prevenirea atacurilor cibernetice. Pentru detectarea atacurilor cibernetice există numeroase sisteme de detectare a intruziunilor cibernetice, care utilizează diferite tehnici de inteligență artificială.

Aspectele care influențează prețul energiei din piața de energie electrică sunt sarcina electrică totală și caracteristicile sezoniere ale acesteia, costurile combustibililor, costurile variabile ale centralelor electrice, capacitatea de transport a energiei, reglementări de mediu, caracteristicile meteorologice și alți factori specifici pieței de energie electrică. Datorită costurilor marginale mai mici, deseori, în ordinea de merit CEE și CEF mari se plasează mai sus decât CTE, eliminându-le astfel din cursa pentru acoperirea sarcinii. Astfel, VRES au un efect negativ asupra ordinii de merit și conduc la reducerea prețurilor la energie pe piața pentru ziua următoare.

Obiectivele stabilite în strategiile de integrare a SRE în SEE reprezintă un semnal major pentru încurajarea investițiilor în promovarea SRE și servesc drept bază pentru politicile și măsurile de sprijin, care permit transformarea strategiilor în acțiuni concrete, inclusiv instrumente financiare și programe voluntare pentru utilizatorii și producătorii de energie (figura 10).

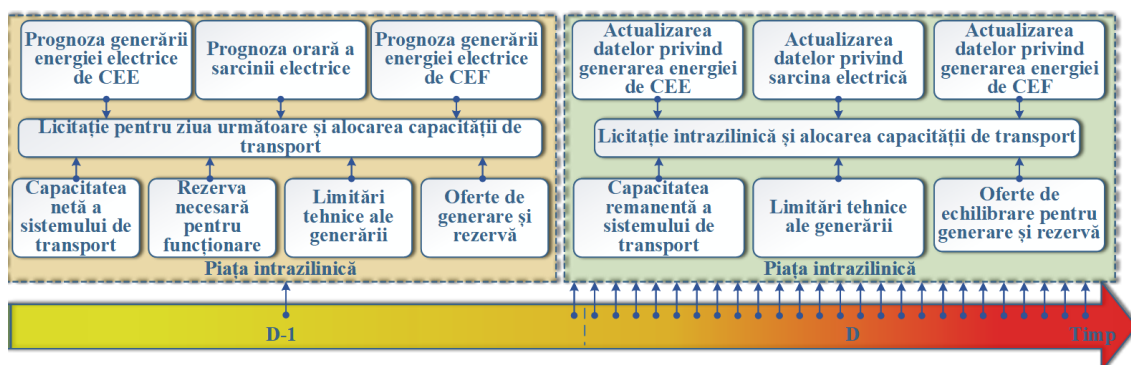


Fig. 9. Modelul pieței de energie pentru ziua următoare și a celei intrazilnice

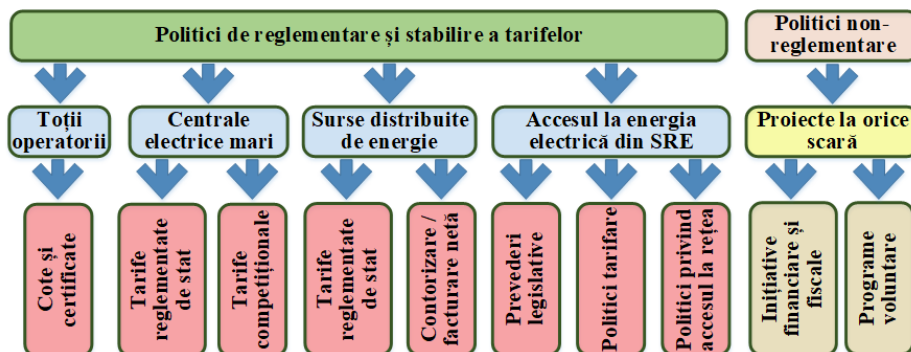


Fig. 10. Clasificarea politicilor în sectorul energetic [107]

3.3. Amplasarea centralelor electrice eoliene și estimarea energiei generate de centralele electrice eoliene

Alegerea amplasamentului CEE are importanță deosebită atât din punctul de vedere al eficienței economice, cât și din punctul de vedere al acceptabilității pentru populație și impactului de mediu. Pentru determinarea amplasamentului trebuie luate în considerare: caracteristicile vântului; caracteristicile terenului; fenomene meteorologice extreme; prezența căilor de acces etc. La amplasarea instalațiilor eoliene în cadrul CEE, trebuie să se asigure preluarea la maxim a puterii disponibile a fluxului de aer, evitând influența negativă a instalațiilor vecine. Pierderile ce pot apărea includ: efectul de siyaj ($5 \div 10\%$); murdărirea palelor ($1 \div 2\%$); rețelele electrice interne ($1 \div 3\%$); defecțiuni tehnice ($< 2\%$); schimbări rapide ale direcției vântului ($< 1\%$).

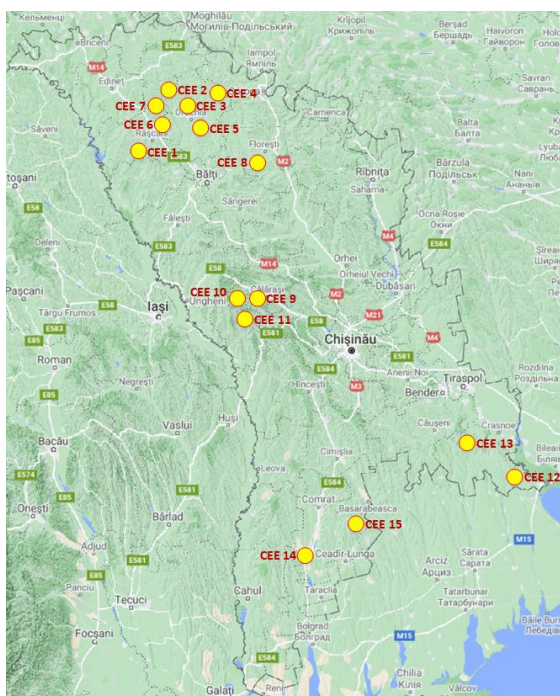


Fig. 11. Amplasare CEE pe teritoriul Republicii Moldova

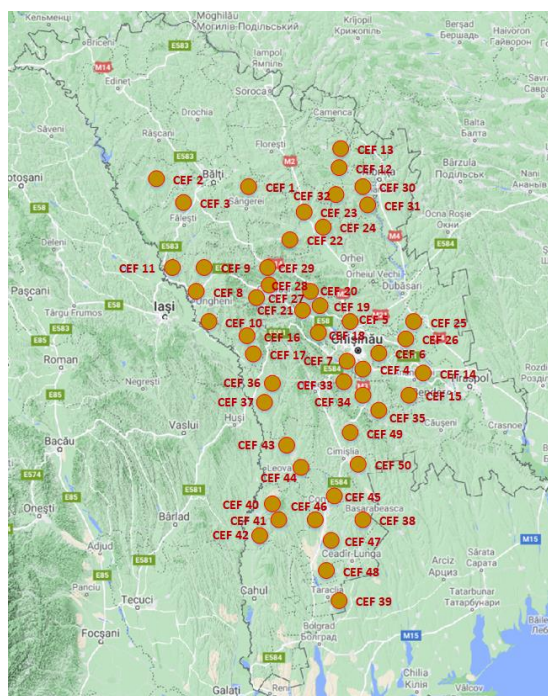


Fig. 12. Amplasare CEF pe teritoriul Republicii Moldova

Pentru amplasarea CEE au fost selectate 15 locuri (figura 11), cu viteze medii anuale ale vântului de $6,0 \div 7,2$ m/s și direcția predominantă a vântului nord-vest. Particularitățile zonei centru limitează puterea CEE amplasate aici, însă în zona sud și nord pot fi selectate și alte amplasamente. Pentru caracteristicile vântului ale Republicii Moldova, factorul de capacitate variază în limitele $0,25 \div 0,35$ (2100 ÷ 3100 ore). Se alege instalația eoliană V110-2.0 MW, Vestas, cu înălțimea axei rotorului de 100 m, potrivită pentru viteze mici și medii ale vântului.

Tabelul 4. Estimarea energiei anuale generate de CEE

CEE	Puterea, MW	Energia electrică, GWh/an	CEE	Puterea, MW	Energia electrică, GWh/an	CEE	Puterea, MW	Energia electrică, GWh/an
CEE 1	178	546,0	CEE 6	68	218,4	CEE 11	26	85,7
CEE 2	108	293,6	CEE 7	62	176,8	CEE 12	284	1129,6
CEE 3	42	125,2	CEE 8	128	465,0	CEE 13	104	402,5
CEE 4	128	353,2	CEE 9	46	173,8	CEE 14	418	1470,6
CEE 5	72	214,8	CEE 10	72	274,5	CEE 15	376	1271,2
Total							2112	7200,8

3.4. Amplasarea în teren și estimarea energiei anuale generate de centralele fotoelectrice

Pe lângă caracteristicile iradianței solare și disponibilitatea suprafețelor, la amplasarea CEF se urmărește distribuția cât mai uniformă pe teritoriul țării și, totodată, amplasarea cât mai apropiată de centrele de sarcină. Pe baza acestor principii, sunt alese 50 locuri pentru amplasarea CEF cu puterea totală 1940 MW (figura 12).

Pentru CEF se aleg panourile fotoelectrice SPR-P17-335-COM, seria 1500 V, *SunPower* (SUA), montate la sol pe suporturi fixe, înclinate sub un unghi optim pentru fiecare amplasament ($35^{\circ}/180^{\circ}$ sau $36^{\circ}/180^{\circ}$). Pentru transformarea tensiunii continue în tensiune alternativă se alege sistemul *SINACON PV 5000*, Siemens, care include transformator de medie putere, tablou de medie tensiune. Invertorul dat este capabil de a asigura un factor de putere $\cos\varphi = 1$ pe toate palierele de putere activă furnizată. Pentru controlul puterii reactive este prevăzut un STATCOM conectat la bara colectoare de 35 kV.

Tabelul 5. Estimarea energiei anuale generate de CEF

CEF	Puterea, MW	Energia electrică, GWh/an	CEF	Puterea, MW	Energia electrică, GWh/an	CEF	Puterea, MW	Energia electrică, GWh/an
CEF1	52,81	56,7	CEF2	29,34	31,44	CEF3	29,34	31,5
CEF4	99,75	109,97	CEF5	29,34	32,22	CEF6	99,75	109,62
CEF7	29,34	32,36	CEF8	52,81	57,46	CEF9	29,34	31,92
CEF10	52,81	57,5	CEF11	29,34	31,92	CEF12	29,34	31,41
CEF13	29,34	31,35	CEF14	29,34	32,53	CEF15	29,34	32,38
CEF16	52,81	57,8	CEF17	29,34	32,22	CEF18	52,81	57,61
CEF19	29,34	31,98	CEF20	29,34	32,17	CEF21	29,34	31,98
CEF22	29,34	31,56	CEF23	29,34	31,58	CEF24	29,34	31,63
CEF25	52,81	57,69	CEF26	52,81	57,92	CEF27	29,34	31,88
CEF28	29,34	31,96	CEF29	29,34	31,88	CEF30	29,34	31,5
CEF31	29,34	31,63	CEF32	29,34	31,73	CEF33	99,75	109,69
CEF34	29,34	32,3	CEF35	29,34	32,38	CEF36	52,81	58,48
CEF37	29,34	32,38	CEF38	29,34	32,87	CEF39	29,34	33,29
CEF40	29,34	32,95	CEF41	29,34	33,04	CEF42	29,34	33,06
CEF43	29,34	32,93	CEF44	29,34	32,68	CEF45	29,34	33,02
CEF46	29,34	32,95	CEF47	29,34	33	CEF48	29,34	33,27
CEF49	99,75	111,12	CEF50	29,34	32,7	Total	1936,4	2127,11

3.5. Studiu de caz: propagarea distorsiunilor armonice într-o rețea electrică

Pentru evaluarea influenței surselor VRES asupra calității energiei electrice în SEE, se propune integrarea în SEE Călărași a unei CEE (46 MW) și a trei CEF (a câte 29,34 MW fiecare). Sarcina electrică a SEE Călărași este reprezentată, în cea mai mare parte, de utilizatorii rezidențiali. Datorită prezenței electronicii de putere la interfața CEE, CEF și SSE cu rețelele electrice, funcționarea acestora este însoțită de transferul în rețeaua electrică a unor perturbații armonice, care se manifestă prin distorsiunea tensiunii în PCC (figura 13). Aceste distorsiuni se pot propaga atât în rețeaua electrică internă a CEE și CEF, cât și în rețelele electrice publice. Impactul acestor distorsiuni crește odată cu creșterea puterii VRES integrate în SEE și reducerea puterii de scurtcircuit a SEE.

În figura 13 este prezentată comparația dintre distorsiunile armonice fără utilizarea și cu utilizarea filtrelor pentru armonice. Se observă că cea mai mare valoare a THDU (fără utilizarea filtrelor de armonice) pentru instalațiile eoliene o au armonicele de rangul 5, 7 și 11, iar pentru cele fotoelectrice 11, 13, 17 și 19. Totodată impactul CEF este mai mare în comparație cu CEF ($THDU_{CEF} = 7,87$ contra $THDU_{CEE} = 6,83$).

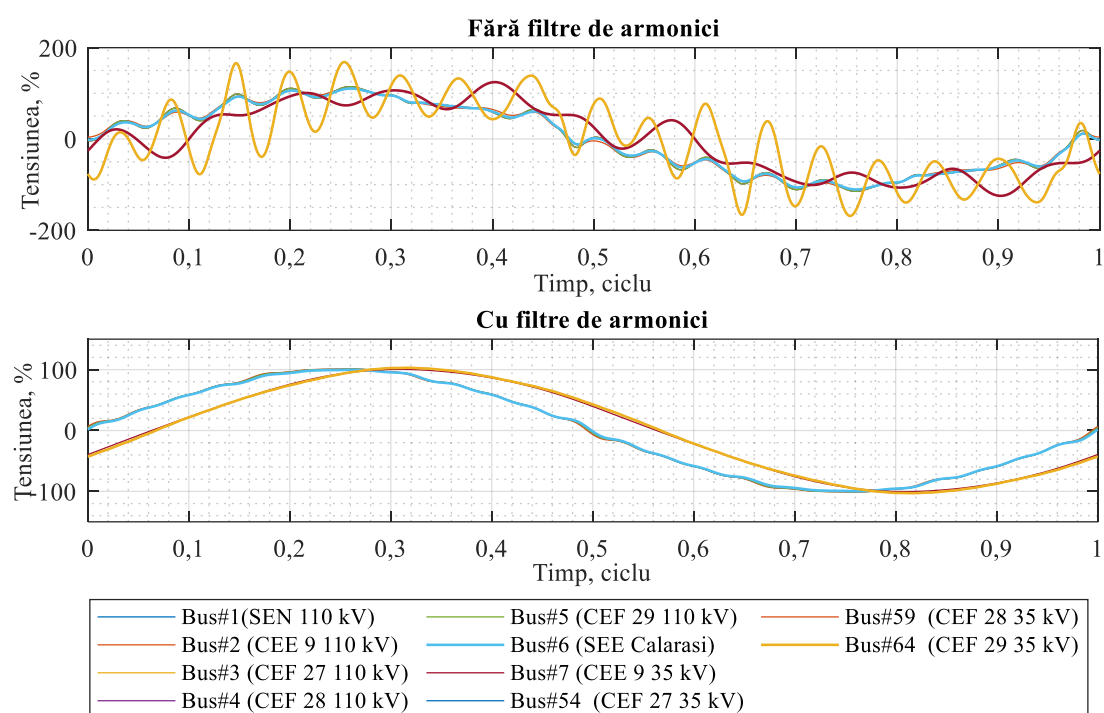


Fig. 13. Valoarea tensiunii cu și fără aplicarea filtrelor de armonice în PCC

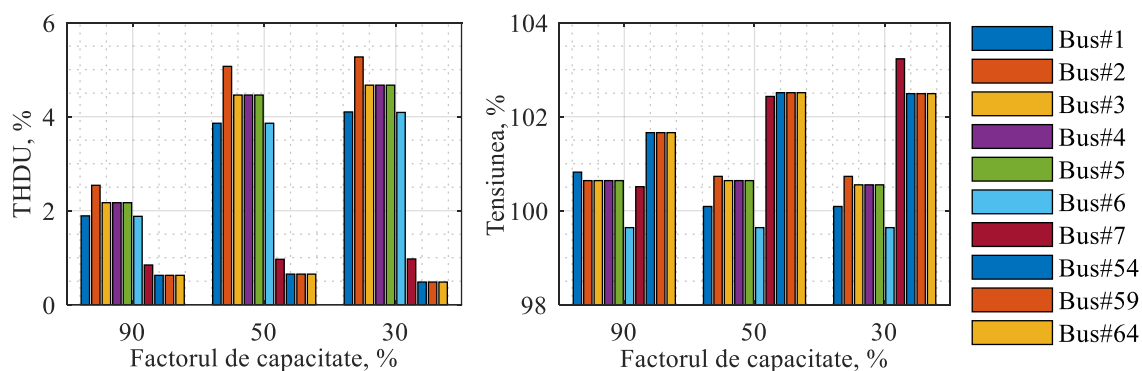


Fig. 14. Variația THDU și a tensiunii funcție de factorul de capacitate

Tabelul 6. Impactul emisiilor de armonice asupra centralelor electrice conectate la rețelele electrice de distribuție

Bus	Cu aplicarea filtrelor de armonice		Fără aplicarea filtrelor de armonice la CEF 27	
	THDU, %	Tensiunea, V	THDU, %	Tensiunea, V
Bus #1 (SEN)	1,89	110	4,49	110,1
Bus #2 (CEE 9)	2,54	110,9	5,17	110,9
Bus #3 (CEF 27)	2,17	110,8	6,74	110,9
Bus #4 (CEF 28)	2,17	110,8	4,79	110,9
Bus #5 (CEF 29)	2,17	110,8	4,79	110,9

În intervalele de timp, caracterizate de valori ridicate ale vitezei vântului și/sau ale iradianței solare, creșterea generării energiei electrice VRES conduce la creșterea valorii componentei fundamentale a tensiunii electrice și, respectiv, la reducerea THDU. Și viceversa, în

intervalele de timp caracterizate de generarea redusă a energiei din VRES, valoarea componentei fundamentale a tensiunii electrice scade, iar $THDU$ crește (figura 14). Emisiile de armonice generate de una dintre sursele conectate la rețeaua electrică se propagă în rețea, influențând funcționarea celorlalte surse conectate în rețea (tabelul 6).

Capitolul IV. PROGNOZA IRADIANȚEI SOLARE ȘI A VITEZEI VÂNTULUI

În acest capitol sunt prezentate metodele de prognoză a iradianței solare, vitezei vântului și energiei electrice generate de CEE și CEF, și indicatorii de performanță ai acestor metode. Sunt propuse două metode de prognoză pe termen lung (< 1 an): metoda clusterelor pentru prognoza iradianței solare și metoda utilizând modelul *Nonlinear Autoregressive Neural Network* pentru prognoza iradianței solare și a vitezei vântului.

4.1. Metode de prognoză

În lipsa controlului producerii energiei electrice de către aceste surse, prognoza eficientă permite o anticipare a energiei electrice injectate în SEE și, deci, o gestionare mai bună a echilibrului cerere-generare a energiei electrice (figura 15). În cazul unui grad înalt de penetrare a SEE de VRES, unele evenimente rapide pot conduce la căderea sistemului [6]. Modelele de prognoză estimează producerea de energie electrică prin compilarea caracteristicilor meteorologice și climatice și date tehnice ale sistemelor de conversie ale energiei.

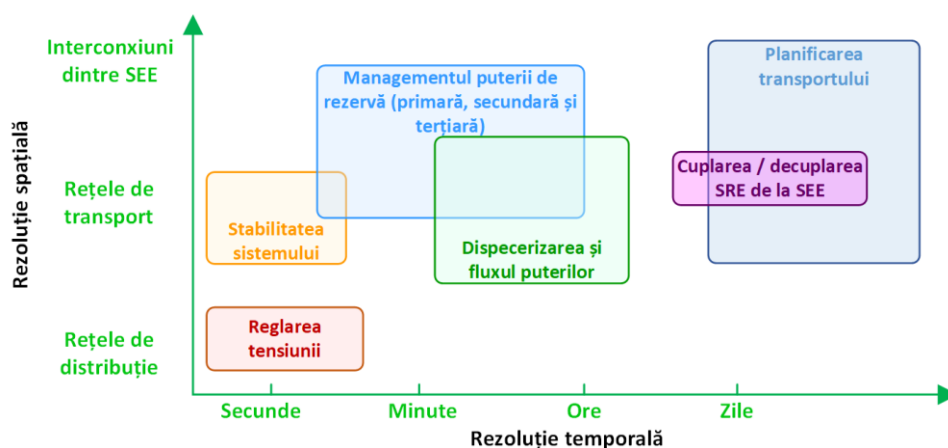


Fig. 15. Aplicațiile modelelor de prognoză [126]

Acuratețea prognozei este extrem de importantă pentru alegerea optimă a amplasării instalațiilor solare PV sau a celor eoliene, pentru determinarea rezervei de putere și echilibrarea SEE. Acuratețea prognozei este afectată de modificarea orizontului de timp, chiar și în cazul nemodificării celorlalți parametri sau a metodei de prognoză. Acuratețea prognozei realizate pentru o perioadă de până la 72 ore este destul de bună, însă odată cu creșterea acestei perioade rezultatele prognozei devin mai puțin credibile. Pentru prognoza realizată cu patru ore înainte, eroarea medie este aproximativ 4%, pentru prognoza realizată cu o zi înainte – 10%, iar la creșterea perioadei de prognoză poate atinge și 40% [131].

În literatura de specialitate, cei mai des întâlniți indicatori de acuratețe a modelelor de prognoză sunt [132]: eroarea normată (NE); eroarea absolută medie (MAE); eroarea absolută medie normată (NMAE); devierea medie (MBE); devierea standard (SDE); eroarea medie pătratică (MSE); eroare absolută medie procentuală (MAPE); coeficientul de corelare (R).

Pentru prognoză este esențial să se stabilească un sistem de evaluare a erorilor mai precis și mai universal. De exemplu $RMSE$ este mai sensibilă la prezența datelor eronate în comparație cu MAE . Prin urmare, dacă există dubii cu privire la calitatea setului de evaluare, MAE ar trebui

să fie preferat ca criteriu principal de evaluare, deoarece prezintă o stabilitate mai mare atunci când se confruntă cu erori mari de predicție.

4.2. Prognoza iradianței solare utilizând metoda clusterelor

Cea mai mare parte a modelelor prezentate în literatură sunt destinate pentru prognoza iradianței solare sau puterii generate de sistemele solar PV pentru termen scurt sau foarte scurt. În același timp, modelele pentru prognoza iradianței solare pe termen mediu sau termen lung sunt extrem de rare [135]. Plecând de la aceste considerente, sunt propuse trei modele utilizând metoda clusterelor pentru prognoza iradianței solare globale (GHI) pe termen lung (<1 an):

- Modelul 1. – model hibrid pe baza tehnicilor k -means și statistică matematică standard.
- Modelul 2. – model hibrid pe baza tehnicilor k - means și NAR.
- Modelul 3. – model hibrid pe baza tehnicilor k - means și NARX.

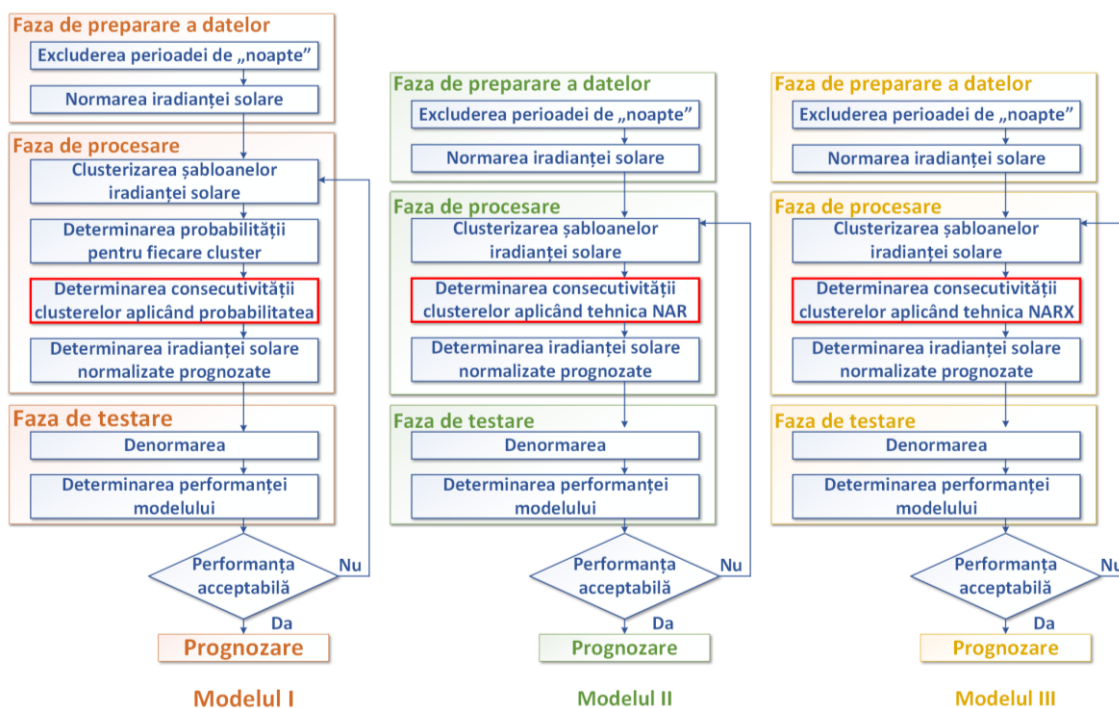


Fig. 16. Schemele-bloc ale modelelor de prognoză utilizând metoda de clusterizare

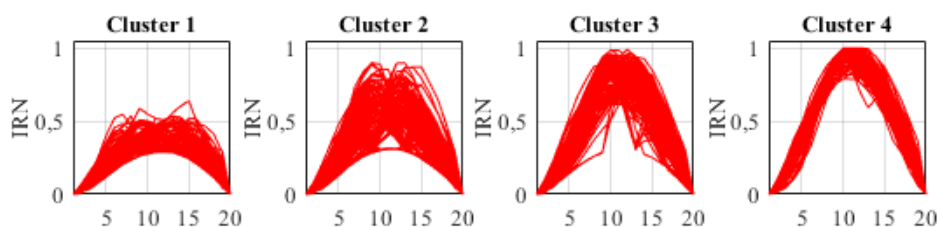


Fig. 17. Clusterizarea iradianței solare normate diferențiate

Ca date de intrare, pentru cele trei modele, servesc seriile-timp ale GHI pentru o perioadă de patru ani (2016 –2019) pentru municipiul Chișinău, Republica Moldova. Aceste date includ rezultatele măsurărilor efectuate zilnic la ora 06:30, 09:30, 12:30, 15:30, 18:30. Seriile-timp cu date orare se obțin prin interpolare lineară. Printre datele exogene utilizate pentru modelul 3 sunt valorile medii zilnice ale temperaturii și umidității aerului, presiunii atmosferice, temperaturii punctului de rouă, vitezei și direcției vântului pentru aceleași perioadă de timp și localitate.

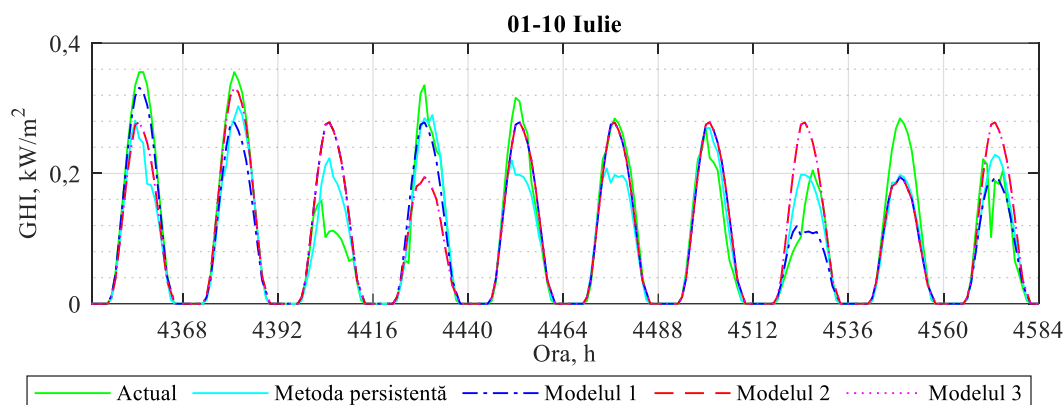


Fig. 18. Eșantionul iradianței solare actuale și a celei prognozate (orare)

Pentru compararea caracteristicilor iradianței solare pentru diferite perioade ale anului este necesară excluderea perioadei de noapte (intervalul de timp dintre apusul și răsăritul soarelui) și bi-normarea iradianței solare (reprezentarea iradianței solare și a timpului de strălucire a soarelui prin valori relative între 0 și 1). Alegerea numărului optim de cluster K , poate fi realizată plecând de la valorile minime ale profilul amprentelor și ale sumei distanțelor Euclidiene dintre centroizii clusterelor [137]. Pentru $K = 4$ aplicarea practică constă într-o clasificare simplă a clusterelor în senin, predominant senin, predominant înnourat, înnourat [141].

Pentru construirea consecutivității zilelor se utilizează: probabilitatea matematică standard pentru *Modelul 1*. și Aplicației *Neural Net Time Series, Deep Learning Toolbox*, MATLAB® pentru *Modelul 2*. și *Modelul 3*.

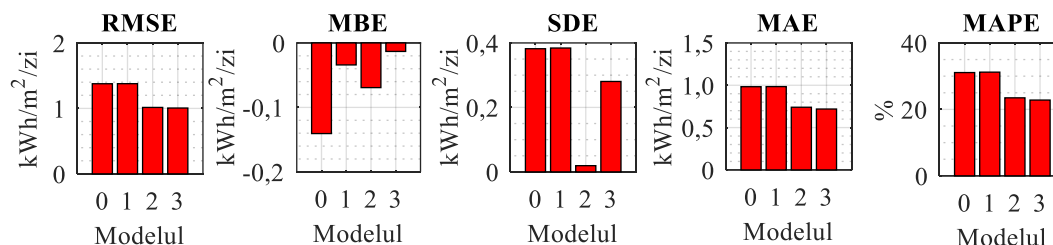


Fig. 19. Performanța modelelor de prognoză a iradianței solare:
0 – metoda persistentă; 1 – Modelul 1; 2 – Modelul 2; 3 – Modelul 3.

În figura 18 este prezentat eșantionul iradianței solare prognozate. Pentru aprecierea performanței modelelor de prognoză rezultatele se compară cu cele oferite de modelul persistent, utilizat pentru prognoza GHI pentru același orizont de timp, perioadă și amplasament (figura 19). Se observă că, performanța modelului 1 este comparabilă cu cea a metodei persistente, și o depășește nesemnificativ în cazul prognozei orare a GHI. Cea mai bună performanță o înregistrează modelele 2 și 3. Deși modelul 3 utilizează un număr mai mare de date de intrare, performanța acestuia o depășește nesemnificativ pe cea a unui model mai simplu – modelul 2.

Valorile negative ale MBE indică faptul că toate trei modele au o tendință de supraestimare a valorilor actuale ale iradianței solare. Cu toate acestea, această supraestimare este una nesemnificativă. Valorile coeficientului de corelare pentru toate cele trei modele de prognoză a iradianței zilnice au valoarea de $R > 0,942$, ceea ce indică o legătură bună dintre valorile prognozate și cele actuale ale iradianței solare. Calculul indicatorilor de performanță pentru aceste modele de prognoză prezintă valori relativ mari ale erorilor. Aceste modele pot fi utilizate cu succes pentru generarea diferitor scenarii ale iradianței solare, care vor servi pentru studiul privind funcționarea SEE în prezența masivă a SRE, evaluarea puterii maxime a SRE ce pot fi integrate în SEE, proiectarea SSE, obținerea costurilor optime de operare etc.

4.3. Aplicarea modelelor Nonlinear Autoregressive Neural Network

Pentru prognoza iradianței solare și a vitezei vântului pe termen lung (un an) al GHI se propun două modele:

Modelul 1 Nonlinear Autoregressive Neural Network (NAR NN), și

Modelul 2 Nonlinear Autoregressive Neural Network eXogenous (NARX NN)

Acestea sunt modele hibride reprezintă rețele dinamice recurente, cu conexiuni de feedback cu mai multe straturi ale rețelelor neuronale. Ca orice model ANN, aceste modele includ straturi de intrare, straturi ascunse și straturi de ieșire.

Date de intrare (perioada 2016 – 2019):

A. Prognoza iradianței solare (pentru mun. Chișinău):

Modelul 1 Serii-timp orare ale GHI.

Modelul 2 Serii-timp orare ale GHI, temperaturii și umidității aerului, presiunii atmosferice, vitezei și direcției vântului și nebulozității cerului.

B. Prognoza vitezei vântului (pentru mun. Chișinău):

Modelul 1 Serii-timp orare ale vitezei vântului.

Modelul 2 Serii-timp orare ale vitezei vântului și direcției vântului, temperaturii și umidității aerului și presiunii atmosferice.

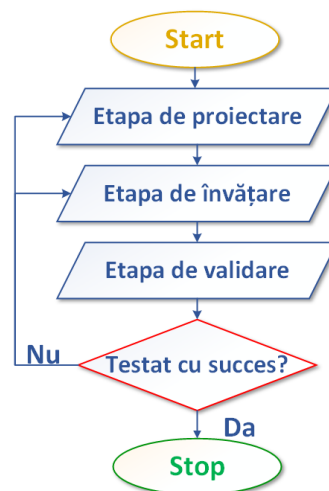


Fig. 20. Procesul de elaborare a modelului ANN

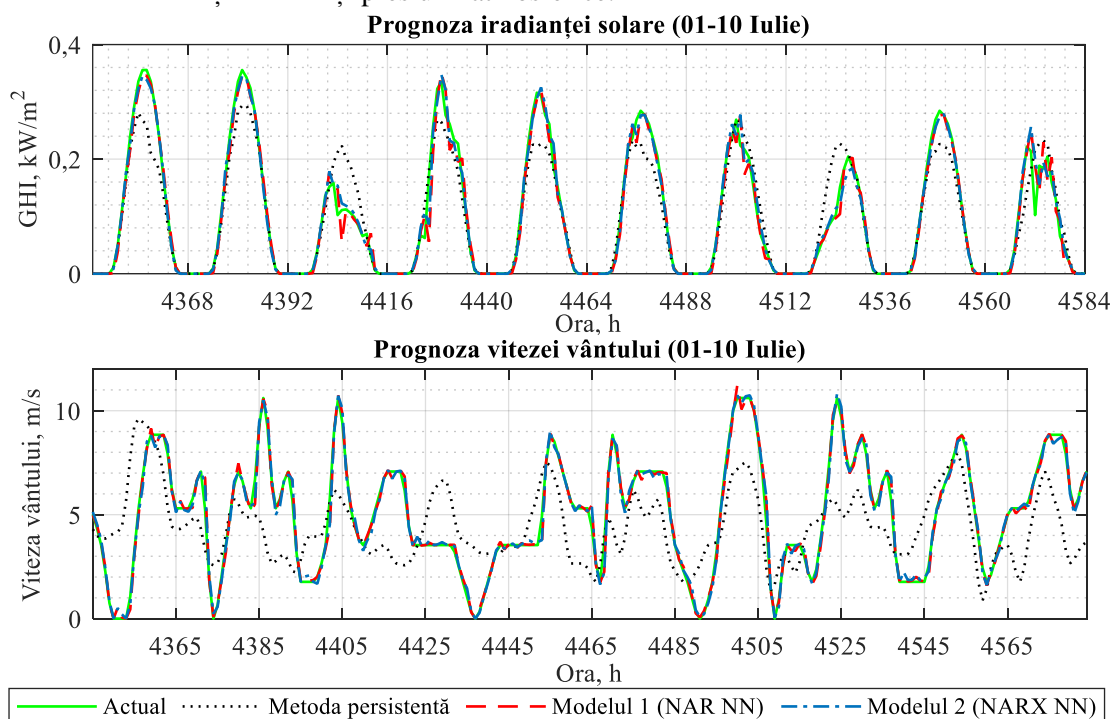


Fig. 21. Rezultatele prognozei iradianței solare și vitezei vântului

Pentru procesul de învățare al modelelor a fost utilizată aplicația *Neural Net Time Series, Deep Learning Toolbox*, MATLAB®. Algoritmul ales pentru învățare este *Levenberg-Marquardt*, datorită nivelului înalt de acuratețe și timpului redus necesar pentru procesul de învățare.

Pentru evaluarea performanței și validare, rezultatele prognozei celor două modele sunt comparate cu prognoza realizată cu metoda persistentă. Pentru vizualizarea rezultatelor

prognozei, în figura 21 sunt prezentate seriile-timp ale GHI și vitezei vântului actuale (reale), și cele prognozate cu cele două modele și metoda persistentă pentru un eșantion de 10 zile (01 – 10 iulie).

Din analiza indicatorilor de performanță (figura 22), se observă că ambele modele au un grad înalt de acuratețe, la același nivel cu modelele prezentate în literatura de specialitate, și depășește considerabil performanța modelului persistent. Datele prognozate de cele două modele au un grad înalt de convergență către soluție. Dacă se compară cele două modele, se observă că modelul 2 (NARX NN) depășește performanța modelului 1 (NAR NN), deși nu atât de dramatic ca în cazul modelului persistent.

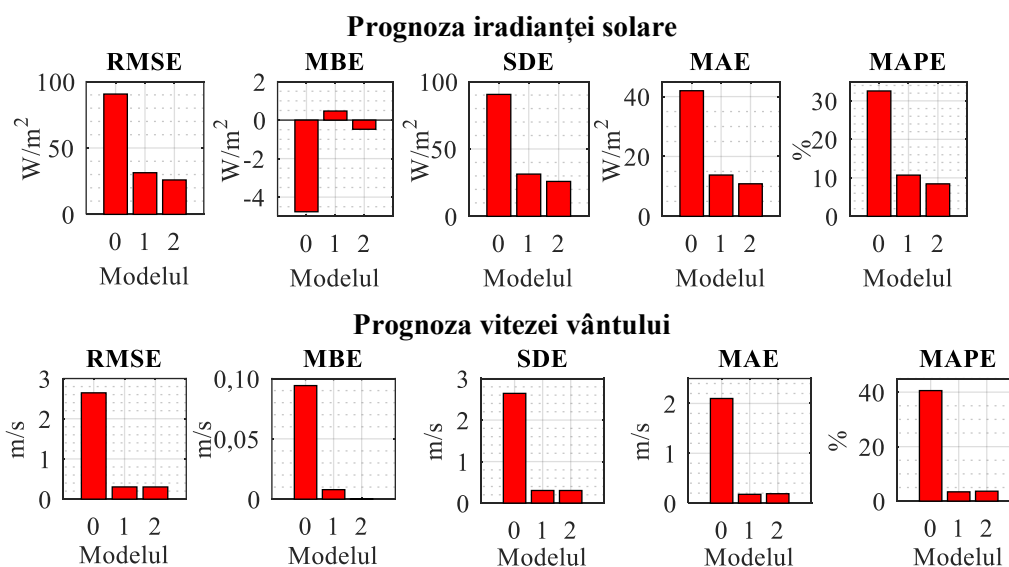


Fig. 22. Performanța modelelor NAR NN și NARX NN:

0 – metoda persistentă; 1 – Modelul 1 (NAR NN); 2 – Modelul 2 (NARX NN)

Principalul avantaj al acestor modele este performanța bună, numărul redus al rețelelor neuronale datorită conexiunilor de feedback, timpul redus necesar pentru învățare (<100 s), aplicabilitatea pentru alte amplasamente sau perioade fără modificări considerabile ale structurii modelelor. Printre dezavantaje pot fi menționate volumul mare de date, care nu sunt întotdeauna disponibile, iar rezultatele pot fi uneori impredictibile. Astfel rezultatele prognozei trebuie să fie supuse unei „filtrări” pentru eliminarea datelor eronate.

Capitolul V. INTEGRAREA SISTEMELOR DE STOCARE A ENERGIEI ÎN SISTEMUL ELECTROENERGETIC

Sunt analizate principalele tipuri și domenii de utilizare a SSE. Este analizată evoluția costurilor cu investiția și a celor de operare și mentenanță pentru CEE, CEF și SSE pe piața europeană. Pentru centralele electrice utilizând VRES este determinat costul nivelat al energiei electrice generate (*CNAE*). Sunt alese potențiale amplasamente pentru CHEAP și determinată puterea și capacitatea de stocare necesare pentru echilibrarea SEN al Republicii Moldova în prezența masivă a SRE. Pentru echilibrarea SEN este analizată și posibilitatea utilizării sistemelor de stocare a energiei electrice cu hidrogen (SSEH) utilizând electroizoare și celule cu combustibil alcaline.

Este determinată fezabilitatea economică a utilizării SSE (CHEAP și SSEH) pentru echilibrarea SEN și pentru aplatizarea graficului de generare a energiei electrice de centralele electrice utilizând VRES (sisteme de stocare cu baterii cu acumulatori).

5.1. Sisteme de stocare a energiei electrice

Integrarea VRES în SEE necesită adoptarea unor tehnologii eficiente, fiabile și fezabile pentru stocarea energiei. Până în prezent, au fost dezvoltate mai multe tehnologii pentru stocarea excesului de energie generată de VRES cu scopul satisfacerii necesarului de energie independent de condițiile meteorologice (viteza vântului și iradianța solară) și substituirea energiei generate de CTE utilizând combustibili fosili (figura 23).

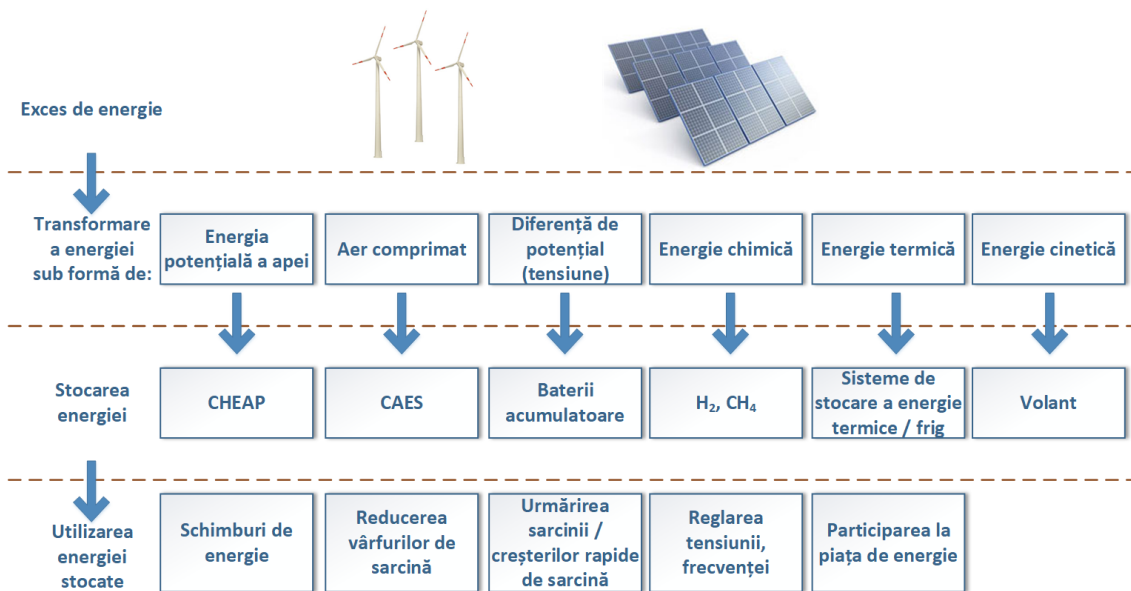


Fig. 23. Sisteme de stocare a energiei electrice

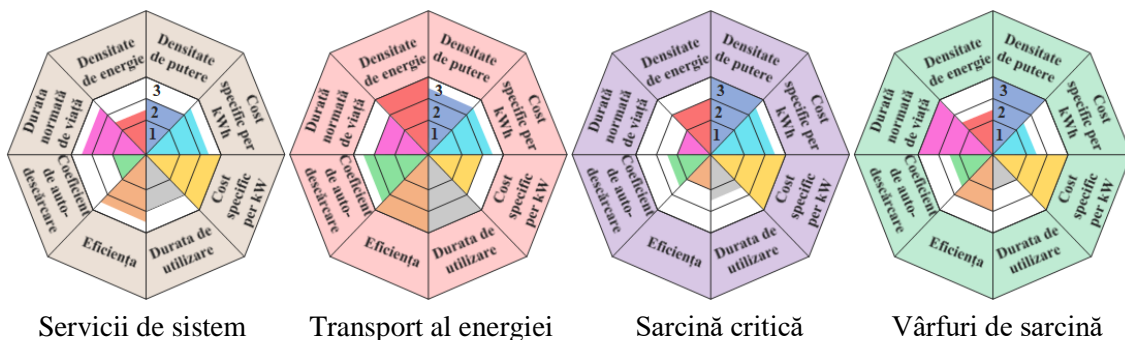


Fig. 24. Importanța caracteristicilor SSE pentru diferite utilizări: 1 – puțin important; 2 – important; 3 – foarte important [103]

Funcțiile îndeplinite de SSE sunt destul de complexe, iar soluțiile pentru stocare pot să varieze în funcție de durata de stocare, ciclul de încărcare/descărcare, condițiile mediului exterior de funcționare, și integrarea în sistemele de generare sau de utilizare a energiei etc (figura 24). Deși, practic toate tehnologiile de SSE cu densitate mare de putere sunt capabile de a oferi servicii de sistem, eficiența acestora diferă în funcție de tipul SSE și de cerințele specifice pentru serviciile date. Se observă că, costul specific per putere instalată și cel per energie stocată sunt importante indiferent de tipul aplicației.

5.2. Evaluarea economică a centralelor electrice pe bază de VRES

Costul energiei generate este unul din principalii indicatori pentru evaluarea fezabilității economice al unui proiect investițional. Desori, costul energiei pentru termen lung este exprimat

prin *CNAE*, care reprezintă raportul dintre valoarea cheltuielilor totale actualizate și volumul total al energiei electrice generate pe toată perioada de studiu. Evoluția cheltuielilor cu investiția și prețului la energia electrică generate de CEF și CEE sunt prezentate în figura 25. *CNAE* variază în limitele 0,058 și 0,062 €/kWh pentru CEF și 0,036 și 0,046 €/kWh pentru CEE (figura 26).

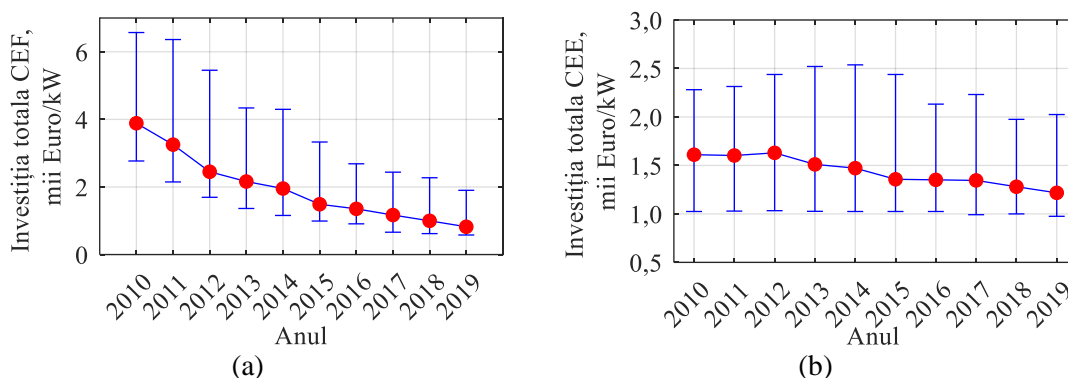


Fig. 25. Costurile totale medii cu investiția pentru CEF (a) și pentru CEE (b) [158]

5.3. Aplicarea sistemelor de stocare a energiei

Pentru determinarea puterii și capacității necesare a SSE pentru echilibrarea SEE în prezența masivă a VRES, se determină mixtul de energie electrică din diferite surse locale, inclusiv din VRES, în balanța energetică a Republicii Moldova, conform scenariilor admise privind ponderea surselor utilizând VRES (tabelul 7).

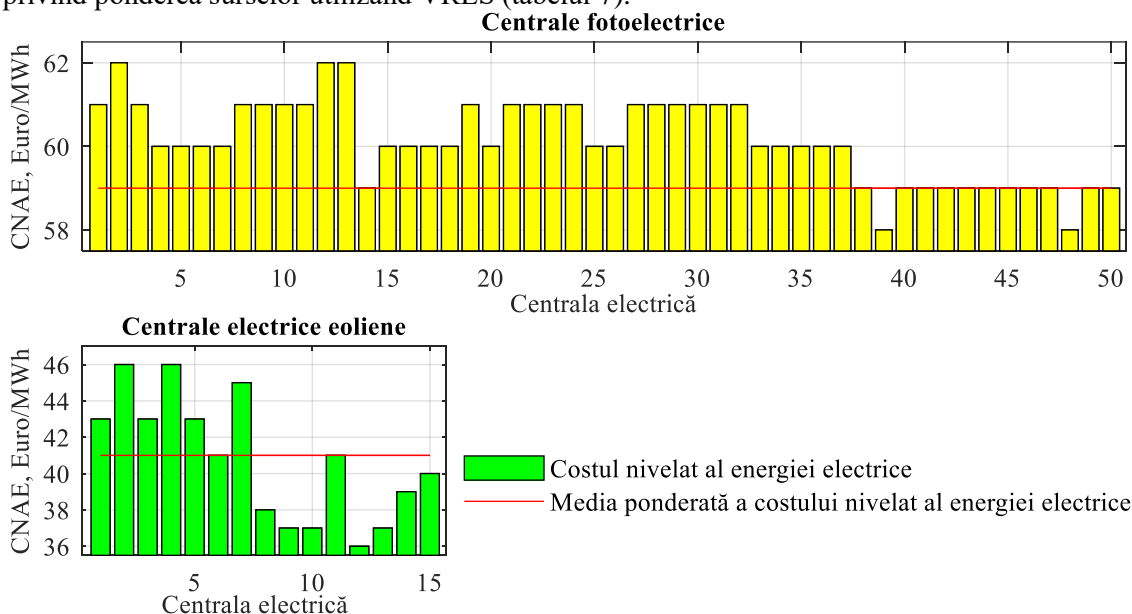


Fig. 26. Costul nivelat al energiei electrice generate de centralele fotoelectrice și cele eoliene

Pentru realizare acestei analize se acceptă unele ipoteze, cum ar fi:

- sarcina electrică a Republicii Moldova se acceptă la nivelul anilor 2018 – 2020;
- sarcina electrică este proporțională cu populația pentru fiecare UAT;
- sursele tradiționale: centralele electrice de termoficare (CET) din municipiile Chișinău și Bălți, și centralele hidroelectrice (CHE) vor continua funcționarea în regim obișnuit;
- energia electrică generată de CEE și CEF va substitui importul de energie electrică;
- în cadrul CEE și a CEF nu se utilizează SSE pentru aplatizarea graficului de energie generată sau alte măsuri de management al cererii de energie.

Pentru modelare sunt utilizate următoarele date:

- graficele de generare și cele de sarcină electrică pentru perioada 2019 –2020;
- seriile de date (2016 – 2020) privind caracteristicile irradiației solare și ale vântului pentru unitățile administrativ teritoriale: Chișinău, Edineț, Călărași și Ștefan Vodă;
- energia electrică generată de Termoelectrica S.A. și CET-Nord S.A., Bălți.

Tabelul 7. Scenariile de acoperire a sarcinii electrice

Scenariul	CEF		CEE		Puterea și capacitatea de echilibrarea		
	Pondereea energiei electrice	Puterea, MW	Pondereea energiei electrice	Puterea, MW	Puterea de echilibrare, MW	Capacitatea de echilibrare, GWh	Energia stocată anual, GWh
Scenariul I.	100%	2913,6	0%	0	530,5	54,9	1520,9
Scenariul II.	90%	2622,2	10%	87,7	517,3	27,5	1352,0
Scenariul III.	80%	2330,9	20%	175,4	517,3	26,2	1190,1
Scenariul IV.	70%	2039,5	30%	263,2	517,3	25,6	1057,4
Scenariul V.	60%	1748,1	40%	350,9	517,3	31,0	969,8
Scenariul VI.	50%	1456,8	50%	438,6	517,3	31,1	917,5
Scenariul VII.	40%	1165,4	60%	526,3	517,3	31,2	881,9
Scenariul VIII.	30%	874,1	70%	614,1	517,3	36,5	853,7
Scenariul IX.	20%	582,7	80%	701,8	517,3	45,9	830,4
Scenariul X.	10%	291,4	90%	789,5	517,3	46,7	810,9
Scenariul XI.	0%	0	100%	877,2	517,3	47,5	794,9

Fezabilitatea utilizării CHEAP și SSEH pentru echilibrarea SEE. Se propune determinarea fezabilității economice a utilizării CHEAP și SSEH pentru asigurarea echilibrării SEE în prezența masivă a VRES. Pentru evaluarea fezabilității și comparării scenariilor se utilizează ca criteriu economic durata actualizată de recuperare a investiției. Durata perioadei de studiu se alege în funcție de durata de serviciu normat al fondurilor fixe. Venitul CHEAP va fi asigurat din vânzările de energie electrică utilizată pe piața de echilibrare. Având în vedere că în Republica Moldova nu există piață liberă a energiei, respectiv piața locală de echilibrare a sarcinii electrice, veniturile CHEAP se determină din ipoteza integrării SEN într-o piață liberă regională de energie. Drept preț de comercializare a energiei electrice în cazul CHEAP servește prețul mediu ponderat al energiei electrice de deficit pe piața de echilibrare din România, iar în cazul SSEH prețul mediu ponderat de comercializare al energiei electrice de exces pe piața de echilibrare România.

Costurile totale cu investiția în CHEAP includ două componente principale:

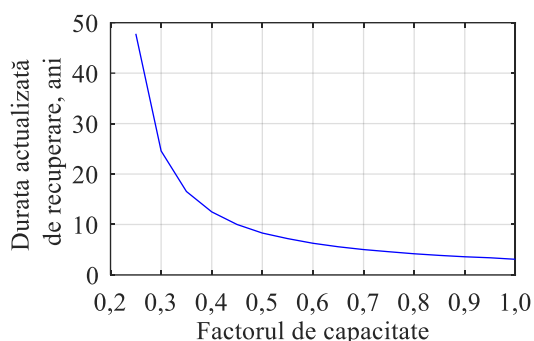
- 1) soft, care includ lucrări ingineresti civile, construcția infrastructurii necesare și conectarea la rețelele electrice, minimalizarea impactului de mediu;
- 2) hard, care includ costurile de procurarea a echipamentului electromecanic.

Cheltuielile de operare și mentenanță (O&M) pentru CHEAP includ reparația și modernizarea echipamentului mecanic și electric, dar nu și înlocuirea acestuia. Aceste cheltuieli includ două componente costuri fixe $C_{O\&M,fix}$ și costuri variabile $C_{O\&M,var}$. Conform *International Energy Agency* valoarea medie a cheltuielilor O&M fixe este de circa 0,06% din investiția inițială totală, iar a celor variabile circa 0,003 €/MWh. Se asumă că, pentru pomparea apei se va utiliza mixtul de energia electrică din VRES și, deci, costul nivelat al energiei electrice va fi determinat în funcție de acest mixt. Calculele realizate (tabelul 8) demonstrează că utilizarea CHEAP pentru echilibrarea SEE în Republica Moldova este fezabilă economic doar în scenariile I – III, iar a SSEH în scenariile I și II. Deși cheltuielile totale actualizate descresc odată cu creșterea ponderii energiei din sursele eoliene, durata actualizată de recuperare a investițiilor crește și depășește perioada de studiu asumată. Evoluția celor doi indicatori este cauzată de diminuarea volumului energiei stocate, respectiv al duratei de utilizare a puterii maxime a CHEAP și, respectiv, SSEH de la 2765 ore în cazul primului scenariu până la 1515 ore în cazul scenariului 11. Pe de o parte

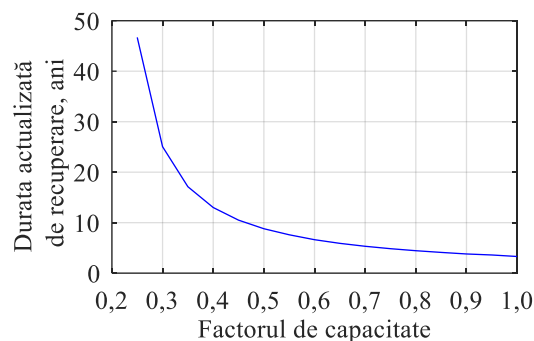
diminuarea volumului de energie stocată și reducerea costului nivelat al mixtului de energie electrică din VRES conduc la diminuarea cheltuielilor O&M, iar pe de altă parte se diminuează venitul total cu energia comercializată în orele de vârf de sarcină.

Tabelul 8. Durata actualizată de recuperare a investițiilor pentru cele 11 scenarii

Scenariul	Cheltuielile totale actualizate, milioane €		Valoarea netă actualizată, milioane €		Durata actualizată de recuperare, ani	
	CHEAP	SSEH	CHEAP	SSEH	CHEAP	SSEH
Scenariul I.	2003,2	1805,8	159,5	1144,4	19	19,9
Scenariul II.	1791,0	1756,1	132,4	869,3	20	25,5
Scenariul III.	1627,0	1750,2	67,9	576,6	23	38,5
Scenariul IV.	1493,9	1745,3	13,7	336,6	31	65,9
Scenariul V.	1400,8	1742,1	-17,2	177,6	36	124,9
Scenariul VI.	1337,4	1740,2	-27,6	83,2	39	266,7
Scenariul VII.	1288,1	1738,9	-28,4	18,9	39	-
Scenariul VIII.	1245,5	1738,0	-25,6	-32,2	38	-
Scenariul IX.	1207,3	1737,3	-20,6	-74,9	37	-
Scenariul X.	1172,8	1736,6	-13,7	-110,2	35	-
Scenariul XI.	1141,4	1736,0	-4,6	-138,8	33	-



(a)



(b)

Fig. 27. Valoarea netă actualizată funcție de factorul de capacitate al CHEAP (a) și SSEH

Fezabilitatea utilizării BESS pentru aplatizarea graficului de generare. În continuare se propune analiza fezabilității utilizării a unor tipuri de BESS pentru aplatizarea graficului de sarcină a centralelor electrice utilizând VRES pe exemplul centralei electrice eoliene CEE7 și al centralei fotoelectrice CEF7. Aplicarea utilizării BESS va avea drept scop urmărirea de către centralele electrice a sarcinii electrice din SEN și diminuarea excesului de energie electrică. Pentru această analiză se utilizează graficele de sarcină și de generare ale energiei electrice pentru CEE și CEF și se analizează următoarele tipuri de BESS: acumulatori cu titanat de litiu Li-Ti (LTO), acumulatori cu ferofosfat de litiu LiFePO₄ (LFP), acumulatori cu ciclu reversibil de oxidare și reducere cu vanadiu acumulatori (VRFB), acumulatori cu plumb-acid cu valvă reglatoare (VRLA) și acumulatori cu manganat de litiu LiMn₂O₄ și nichel-mangan-cobalt (NMO/LMC). Se acceptă că SEN al Republicii Moldova este parte a unei piețe regionale de energie, iar prețul energiei electrice se vor lua ca media ponderată a prețului pe PZU din România.

Rezultatele calculului arată că utilizarea bateriilor cu acumulatori de tipul VRFB, VRLA și NMO/LMC pentru aplatizarea graficului de generare a energiei este fezabilă atât în cazul CEF, cât și în cazul CEE. Durata actualizată de recuperare a acestor tipuri de BESS variază între 5,2 și 8,3 ani. Cea mai mică valoare o au bateriile cu acumulatori de tipul VRFB, deși cea mai mică valoare a investiției specifice o au bateriile cu acumulatori de tipul VRLA. Totodată, durata actualizată de recuperare a investiției pentru bateriile cu acumulatori de tipul Li-ion (LTO și

LFP) depășește considerabil durata de serviciu normat al acestora, respectiv utilizarea acestora nefiind fezabilă, deși ele demonstrează cei mai buni indicatori de performanță.

Tabelul 9. Calculul duratei de recuperare a investiției pentru BESS

Caracteristica	LTO	LFP	VRFB	VRLA	NMO-LMC
Caracteristicile generale					
Durata normată de viață, ani	20	15	15	10	10
Eficiența bateriilor cu acumulatori, %	98	94	78	83	97
Profundimea descărcării, %	95	90	100	60	90
Coeficientul de autodescărcare, %/zi	0,05	0,10	0,15	0,09	0,10
Centrale electrice eoliene					
Capacitatea sistemului de stocare, MWh	65,3	68,9	62,0	103,3	68,9
Durata actualizată de recuperare, ani	-	-	5,4	8,3	8,1
Centrale fotoelectrice					
Capacitatea sistemului de stocare, MWh	26,3	27,8	25,0	41,7	27,8
Durata actualizată de recuperare, ani	-	-	5,2	8,0	7,9

Capitolul VI. SISTEMUL ELECTROENERGETIC AL REPUBLICII MOLDOVA ÎN TRANZIȚIA CĂTRE 100% ENERGIE DIN SURSE REGENERABILE

În acest capitol sunt prezentate strategiile de dezvoltare a SEN al Republicii Moldova din perspectiva tranziției economiei naționale către 100% energie din SRE – electrificarea sectoarelor termoeenergetic și transporturi și producerea electrocombustibililor utilizând hidrogenul verde.

Este prezentată strategia pentru realizarea tranziției către 100% energie din SRE și este determinată evoluția necesarului de energie electrică pentru 2021 – 2070 pentru utilizatorii tradiționali de energie electrică, electrificarea sectorului termoeenergetic și a celui de transporturi și producerea electrocombustibililor pentru substituirea surselor fosile de energie și decarbonarea economiei naționale.

Este modelat SEN al Republicii Moldova în prezența masivă a SRE. În conformitate cu necesarul de energie electrică pentru tranziția energetică sunt propuse două scenarii pentru acoperirea necesarului de energie electrică și sunt alese centralele electrice tradiționale și cele utilizând surse regenerabile de energie, CHEAP, interconexiunile cu sistemele electroenergetice vecine pentru fiecare scenariu și se realizează modelarea SEN în conformitate cu cele două scenarii. Se realizează compararea economică a celor două scenarii și se determină reducerea emisiilor de GES rezultate din implementarea măsurilor propuse în lucrare.

6.1. Tranziția către 100% energie din surse regenerabile de energie

Republica Moldova, fără UTASN, dispune de capacități neînsemnate de generare a energiei electrice (tabelul 10). Din cauza condițiilor tehnico-economice existente, din puterea totală de 501,3 MW, doar circa 360 MW. Astfel, cea mai mare pondere a necesarului de energie electrică fiind acoperită de importul din SEE al Ucrainei sau din UTASN, Republica Moldova fiind vulnerabilă și dependentă de situația financiară, economică și politică din

regiune. Costul energiei electrice generate de CET-urile locale este mai mare decât al celei de import din câteva motive:

- 1) uzura fizică și morală a instalațiilor electrogeneratoare;
- 2) predominarea surselor tradiționale (utilizând gaze naturale) în balanța energetică;
- 3) prețul combustibilului (gazelor naturale) mai mare decât în țările/regiunile (inclusiv UTASN) din care se realizează importurile de energie electrică în Republica Moldova;
- 4) deconectarea masivă a utilizatorilor de energie termică de la SACET.

Existența interconexiunilor cu SEE vecine este importantă pentru asigurarea siguranței aprovizionării cu energie electrică a țării. În prezent, alegerea originii surselor de import a energiei electrice este una redusă, interconexiunile cu alte SEE fiind reprezentate de 7 linii electrice aeriene (LEA) de 330 kV și 11 LEA de 110 kV cu Ucraina, 4 LEA de 110 kV și o LEA de 400 kV cu România. Sistemele electroenergetice ale Republicii Moldova și României fac parte din diferite sisteme sincrone, astfel încât importul de energie electrică din România nu este posibil fără o stație electrică *back-to-back*. Deși, există mai multe interconectări ale sistemelor electroenergetice al Republicii Moldova și celui al Ucrainei, importul de energie electrică este limitat din cauza congestiilor pe interconexiunile existente.

Pentru asigurarea securității aprovizionării cu energie electrică a utilizatorilor din Republica Moldova, se preconizează extinderea interconexiunilor cu sistemele electroenergetice ale României și Ucrainei și integrarea în sistemul ENTSO-E. Interconexiunea asincronă a sistemelor electroenergetice a Republicii Moldova și a României va fi realizată în două etape:

- o stație *back-to-back* cu capacitatea de 600 MW la Vulcănești și construcția LEA de 400 kV Isaccea-Vulcănești-Chișinău, modernizarea stației Chișinău de 330 kV și extinderea stației Vulcănești de 400 kV (prima etapă);
- o stație *back-to-back* cu capacitatea de 300 MW la Bălți și construcția LEA de 400 kV Bălți-Suceava (a doua etapă);
- construcția celei de-a doua LEA de 330 kV Bălți – CHE Dnestrovsk.

Capacitățile interne de generare a energiei electrice în cogenerare vor fi extinse până la 1050 MW. Astfel, sursele existente de cogenerare (CET Sursa I Chișinău și CET Sursa II Chișinău) urmează a fi dezafectate și construite alte 1250 MW de surse noi, inclusiv un CET de 450 MW cu ciclul mixt gaze-abur și 600 MW utilizând surse regenerabile de energie.

Pentru integrarea masivă a VRES în SEE sunt necesare soluții eficiente de conversie a energiei electrice în alte forme de energie (figura 3): termică (*Power-to-Heat*), mecanică (*E-Mobility*), hidrogen (*Power-to-Hydrogen*), metan (*Power-to-Methane*), gaz sintetic (*Power-to-Syngas*), metanol (*Power-to-Methanol*), motorină (*Power-to-Diesel*), produse chimice (*Power-to-Chemicals*) etc. Astfel, conversia energiei electrice în alte forme de energie în combinație cu stocarea energiei permite: deplasarea vârfurilor graficelor de sarcină electrică și termică; recuperarea căldurii reziduale; creșterea factorului de capacitate al surselor locale de energie utilizând VRES; echilibrarea SEE; decarbonarea economiei naționale etc.

6.2. Prognoza sarcinii electrice

Necesarul intern brut mediu anual al energiei electrice al Republicii Moldova pentru perioada 2015-2020 a fost de 4,44 TWh. Cea mai mare cotă a necesarului tradițional de energie electrică îi revine sectorului rezidențial și celui de comerț și servicii publice. În același timp, necesarul de energie electrică al sectoarelor de transport și agricultură, silvicultură și pescuit sunt neglijabile în comparație cu sectoarele indicate. Se propune substituirea importurilor de energie electrică cu energia electrică generată de centralele electrice utilizând VRES.

Sectorul termoelectric al Republicii Moldova este reprezentat prin SACET-urile din municipiile Chișinău, Bălți și Ungheni și sistemele individuale de alimentare cu energie termică ale sectorului industrial și ale sectorului rezidențial. Se propune electrificarea sectorului rezidențial prin substituirea parțială a surselor de energie termică utilizând combustibili fosili cu

Tabelul 10. Generarea energiei electrice de sursele locale

Sursa	Energie electrică generată, GWh		
	2017	2018	2019
CET Sursa I, Chișinău	619,3	651,0	601,3
CET Sursa II, Chișinău	-	-	-
CET-Nord, Bălți	48,4	53,9	58,3
CHE Costești	46,9	43,7	64,0
Centrale fotoelectrice	1,5	1,5	1,4
CET utilizând biogaz	21,6	27,9	28,7
Centrale electrice eoliene	7,1	21,9	36,9
Centrale hidroelectrice	0,04	0,3	0,3
Alte surse locale	32,8	55,5	77,4

Funcționarea sistemului energetic în perspectiva integrării masive a surselor regenerabile de energie

surse noi utilizând direct sau indirect energie electrică din VRES – pompe termice (PT) și cazane electrice cu rezistență (CER). Restul necesarului de energie termică pentru încălzire și răcirea spațiilor, prepararea apei calde de consum menajer și alte necesități tehnologice ale sectorului industrial, vor fi acoperite de CET-uri, cu perspectiva trecerii acestora la funcționare pe bio- sau electrocombustibili (combustibili sintetici derivați din hidrogenul verde), și de captatoare solare.

Sectorul transporturilor include transportul rutier, transportul feroviar, transportul aerian și cel naval. Circa 53% a transportului de pasageri și circa 86% a transportului de mărfuri se realizează prin intermediul transportului rutier auto dotat cu motoare cu ardere internă utilizând combustibili fosili. Transportul fluvial și cel aerian au o pondere relativ mică în balanța transportului de mărfuri (<1%) și cea de pasageri (~25%). Se propune substituirea autoturismelor și a camioanelor mici cu motoare cu ardere internă utilizând combustibili fosili cu vehicule cu motoare electrice cu baterii cu acumuloare (BEV) și cu celule cu combustibil (FCHEV). Totodată, se propune substituirea autovehiculelor mari (autobuze și camioane mari) și a trenurilor cu motoare Diesel cu cele electrice conectate la rețeaua electrică și unele dotate cu baterii cu acumuloare cu încărcare rapidă (BEV-grid).

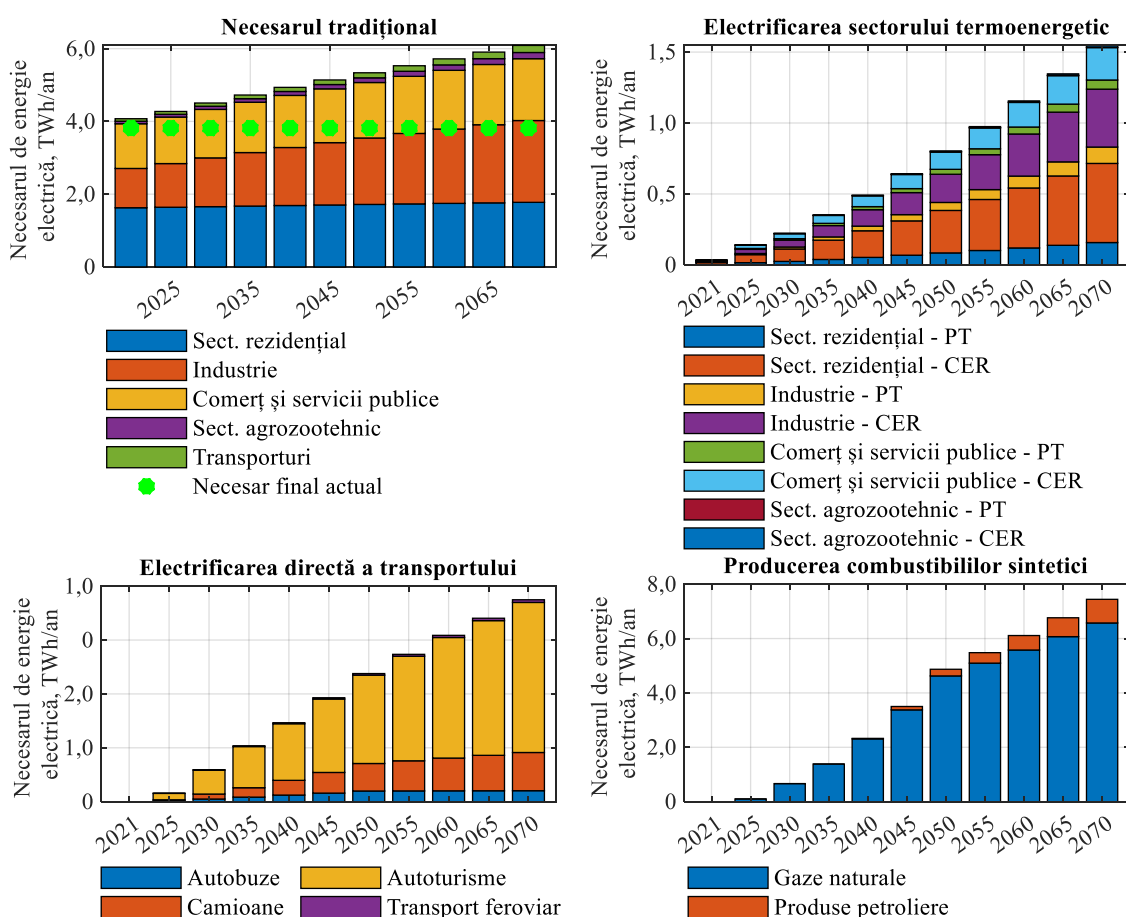


Fig. 28. Evoluția necesarului de energie electrică pentru electrificarea sectorului termoenergetic (2021 – 2070)

Hidrogenul verde poate fi utilizat direct sau indirect (motorină, metanol, metan sau gaze naturale sintetice) în calitate de combustibil în diferite sectoare ale economiei. Cel mai mare necesar de gaze naturale este în sectoarele rezidențial (~61%), comerț și servicii publice (~21%) și industrie (~15%), iar de produse petroliere în sectorul transporturi (~76%). Luând în considerare aspectele privind tranziția sectoarelor termoenergetic și transporturi, neacoperite de măsurile propuse mai sus, rămâne alimentarea cu gaze naturale și produse petroliere ale sectoarelor economiei naționale (cu excepția sectoarelor termoenergetic și transporturi).

Produsele petroliere utilizate în sectorul rezidențial includ gazele naturale lichefiate pentru încălzire, prepararea apei calde de consum menajer și prepararea hranei (~100%), respectiv pot fi substituite cu metanul produs prin metanizarea hidrogenului. Totodată, acest necesar are o pondere de 28% din consumul total final de produse petroliere (cu excepția sectorului transporturi și al necesarului neenergetic), restul reprezentând motorina (~58%) utilizată în agricultură și alte hidrocarburi grele (~13%) utilizate în industria chimică.

Se propune acoperirea a circa 25% din necesarul de combustibil cu electrocombustibili. Pentru sectorul energetic din motive de securitate energetică, în continuare se vor utiliza produse petroliere și gaze naturale de origine fosilă, cu posibilitatea de substituție a acestora cu electrocombustibili la o etapă ulterioară. Rezultatele estimării necesarului de energie electrică în perspectiva tranziției energetice către 100% energie din SRE sunt prezentate în figura 28.

Se observă că, la finalul procesului propus de tranziție energetică, necesarul final net va crește de 4 ori (de la 4 TWh până la 16,9 TWh). Evident că, această creștere este una considerabilă și necesită eforturi financiare, științifice și sociale considerabile.

6.3. Structura sistemului electroenergetic propus

În continuare se propune simularea funcționării SEN al Republicii Moldova în prezența masivă a VRES din perspectiva dezvoltării propuse a sectorului energetic (până în anul 2035), descrise mai sus. Se propune analiza a două scenarii, respectiv, două variante ale structurii SEN. Conform ambelor scenarii, principala sursă de energie electrică o vor reprezenta CEE și CEF. Sursele tradiționale de energie electrică (CET și CHE) vor asigura serviciile de sistem necesare, alimentarea parțială a utilizatorilor industriali și cei rezidențiali cu energie termică.

Conform primului scenariu își vor continua activitatea CET Sursa I și CET Sursa II din municipiul Chișinău, CET Nord din municipiul Bălți și Nodul Hidroenergetic (NHE) Costești. Scenariul doi presupune continuarea activității doar a CET Nord și a NHE Costești, iar CET Sursa I și CET Sursa II vor fi dezafectate. Acestea vor fi substituite de CET de 450 MW (municipiul Chișinău) utilizând ciclul mixt gaze – abur.

Pentru echilibrarea SEN se utilizează stocarea energiei electrice în CHEAP și fluxurile transfrontaliere de energie electrică. În primul scenariu se presupune că, vor fi disponibile interconexiunile existente cu SEE ale României și Ucrainei, precum și interconexiunea Isaccea – Vulcănești ce presupune stația *back-to-back* de 600 MW la Vulcănești, stația Chișinău de 330 kV modernizată, extinderea stației de 400 kV de la Vulcănești și construirea LEA de 400 kV Isaccea-Vulcănești. Scenariul doi prevede extinderea interconexiunilor (pe lângă cele existente și stația *back-to-back* la Vulcănești):

- LEA de 400 kV Bălți-Suceava și stația *back-to-back* de 300 MW la Bălți;
- LEA de 400 kV Isaccea – Vulcănești – Chișinău;
- a doua LEA de 330 kV Bălți – CHE Dnestrovsc.

Sarcinile electrice pentru UAT pentru cele două scenarii sunt determinate având în vedere următoarele ipoteze:

- sarcina electrică pentru fiecare UAT este funcție de populație, suprafața fondului locativ, producția industrială, producția comercializată și servicii publice oferite;
- sarcina termică pentru încălzirea și alimentarea cu apă caldă de consum menajer este proporțională cu suprafața fondului locativ și, respectiv, populația din UAT;
- sarcina termică pentru sectorul comerț și servicii publice este proporțională cu valoarea produselor comercializate și serviciilor publice oferite;
- sarcina termică a sectorului industrial este proporțională cu producția acestui sector;
- încărcarea autovehiculelor de tip BEV (în afara cazurilor celor conectate direct la rețelele electrice), se va realiza pe timpul nopții sau al golurilor de sarcină;
- încărcarea autovehiculelor de tip BEV cu conectare la rețeaua electrică și încărcare rapidă se va realiza pe timpul zilei (intervalul de timp 05:00 – 23:00);

Funcționarea sistemului energetic în perspectiva integrării masive
a surselor regenerabile de energie

- sarcina electrică pentru încărcarea autovehiculelor de tip BEV este proporțională cu numărul de autovehicule înregistrate pentru fiecare UAT, iar încărcarea acestora se realizează pe timp de noapte (intervalul de timp 20:00 – 07.00);
- producerea electrocombustibilului (hidrogenului, metanului, metanolului și motorinei) se va realiza pe timp de noapte sau al golurilor de sarcină.

În funcție de caracteristicile UAT privind populația, fondul locativ, transporturile, produsul industrial etc., se modelează curbele de sarcină electrică și se determină necesarul de energie electrică pentru fiecare UAT și, respectiv, se aleg CEE și CEF din lista centralelor electrice propuse, conform principiului că, diferența dintre necesarul și generarea de energie electrică în zonă să fie minimă. Totuși, din cauza că, zona Centru este caracterizată de cel mai mare necesar de energie electrică și un potențial tehnic redus de SRE din cauza caracteristicilor terenului, acest principiu nu a fost respectat. De aceea, apare un deficit în zona Centru, și un surplus de energie electrică generată în zonele Nord și Sud pentru acoperirea acestui deficit.

Ambele scenarii presupun echilibrarea sarcinii electrice prin utilizarea surselor tradiționale de energie electrică, CHEAP și interconexiunile cu SEE vecine. Raportul energiei provenite din aceste surse este diferit pentru fiecare scenariu. Pentru determinarea puterii și capacității necesare pentru echilibrarea SEN al Republicii Moldova, se determină mixtul de energie electrică reieșind din sursele locale (CET, CHE, CEE și CFE) și se construiesc graficele de generare a energiei electrice. Pentru realizare acestei analize se acceptă unele ipoteze:

- fiecare zonă este caracterizată de valori uniforme ale vitezei vântului și ale irradianței solare pe întreg teritoriu al acesteia;
- CEE și CEF vor acoperi diferența dintre graficul de sarcină al țării și graficul de generare al CET-urilor și CHE-urilor, cu excepția Centralei Electrice Regionale De Stat Moldovenești din UTASN.

Tabelul 11. Cerințele față de echilibrarea SEN în prezența masivă a VRES

Zona	Sarcina maximă de echilibrare, MW	Capacitatea de stocare, GWh	Necesarul anual de energie electrică, GWh/an
Republica Moldova	894,17	59,0	731,20
Nord	284,86	38,15	315,84
Centru	468,84	49,26	550,43
Sud	441,54	12,62	251,52

Tabelul 12. Caracteristicile CHEAP pentru diferite scenarii

Zona	CHEAP	Capacitatea de stocare, GWh	Puterea generată, MW	Capacitatea de stocare, GWh	Puterea generată, MW
		Scenariul I		Scenariul II	
Nord	CHEAP Temeleuți	5	125	-	-
Centru	CHEAP Văscăuți	50	250	-	-
Centru	CHEAP Bolțun	15	250	15	125
Sud	CHEAP Cișla	5	125	5	125
Total		75	750	20	250

Totodată, pierderile de putere activă sunt relativ mici (1 ÷ 11%), valorile maxime înregistrându-se pentru vârfurile de generare a energiei electrice, iar cele minime pentru golurile de generare și de cele de sarcină. În scenariul I, comparativ cu scenariul II, se înregistrează valori mai mici ale pierderilor, atât de putere activă, cât și cea reactivă, datorită faptului că există mai multe surse sincrone locale, care conduc la diminuarea fluxurilor de putere reactivă prin rețelele electrice. Cele mai mari fluxuri de putere se înregistrează în LEA Bălți – Râșcani, Chișinău – Strășeni, Bălți – Drochia, Bălți – Glodeni. În toate cazurile modelate există fluxuri transfrontaliere de putere în ambele sensuri, atât de putere activă, cât și cea reactivă pentru asigurarea stabilității SEN în prezența masivă a VRES (tabelul 15). Cele mai mari fluxuri de putere sunt înregistrate pe direcțiile Bălți – NHE Dnestrovsk și Vulcănești – Isaccea, iar în

Funcționarea sistemului energetic în perspectiva integrării masive a surselor regenerabile de energie

Scenariul II și Bălți – Suceava, atât în cazul sarcinii electrice maxime, cât și în cazul generării maxime. Este evident că, în Scenariul II având o capacitate de stocare mai mică în CHEAP, fluxurile transfrontaliere sunt considerabil mai mari.

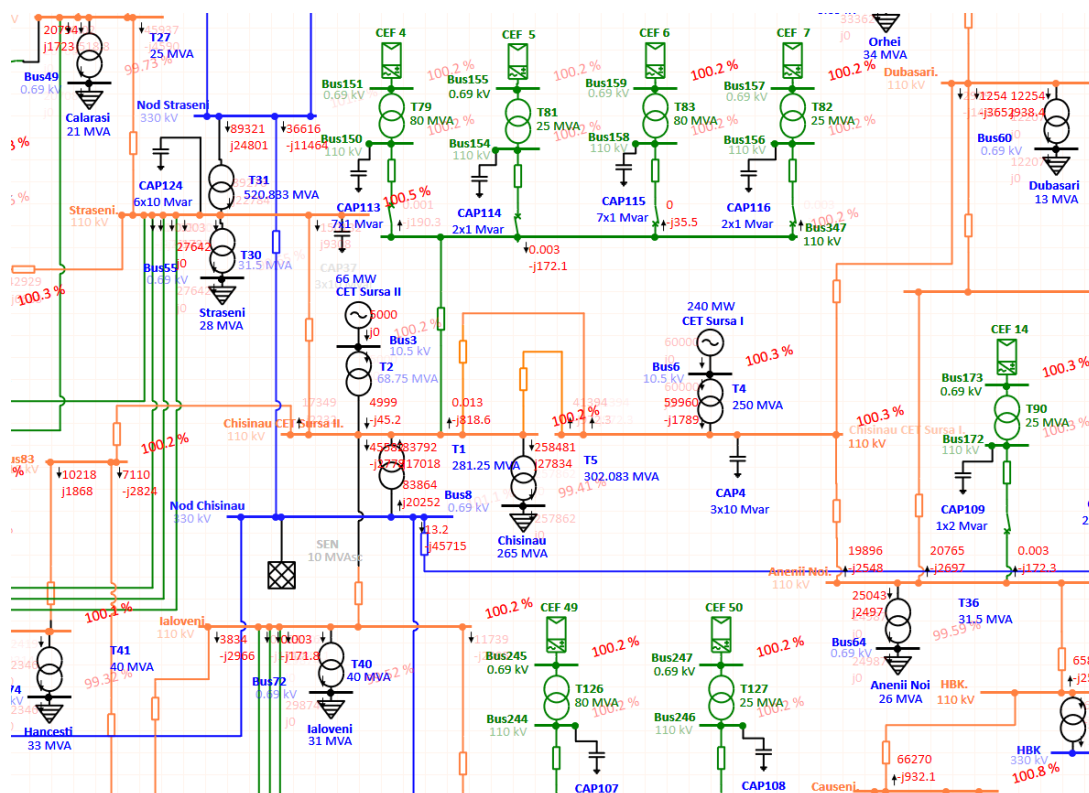


Fig. 29. Fragment din schema SEN modelat – Scenariul 1, sarcină electrică de vârf

Tabelul 13. Sarcinile electrice utilizate pentru modelarea sistemului electroenergetic

Zona	Sarcină electrică (ora, ziua), MW			
	Sarcină electrică		Generarea de energie electrică	
	Maximă (20:15, 08.12)	Minimă (18:15, 23.11)	Maximă (05:30, 11.11)	Minimă (11:15, 16.04)
Nord	281,2	71,4	163,6	189,8
Centru	563,2	149,4	317,0	384,6
Sud	513,9	49,3	432,8	133,1
Total	1358,3	270,2	913,3	707,4

Tabelul 14. Modelarea sistemului electroenergetic în prezența masivă a VRES

Caracteristica sistemului modelat	Scenariul I				Scenariul II			
	Sarcină electrică		Generare		Sarcină electrică		Generare	
	Vârf	Gol	Vârf	Gol	Vârf	Gol	Vârf	Gol
Bare colectoare, unități	247				250			
Linii electrice, unități	257				258			
Surse sincrone de energie electrică, unități	8				6			
Interconexiuni cu alte SEE, unități	15				16			
Generarea de putere activă, MW	1369	289	723	1010	1382	291	727	1031
Generarea de putere reactivă, MVar	-347,4	-608,1	-484,3	-50,8	-482,2	-781,1	-624,0	-151,7
Pierderi de putere activă, MW	42,3	2,3	5,3	97,2	42,9	4,2	8,0	113,8
Pierderi de putere reactivă, MVar	-103,8	-565,2	-484,3	366,2	-259,7	-738,11	-624,0	244,4

Tabelul 15. Funcționarea CHEAP

CHEAP		Scenariul I				Scenariul II			
		Sarcină electrică		Generare		Sarcină electrică		Generare	
		Vârf	Gol	Vârf	Gol	Vârf	Gol	Vârf	Gol
CHEAP Temeleuți	Putere activă, MW	7,0	20,7	39,3	-124,4				
	Putere reactivă, MVar	-16,2	-39,8	-22,1	-7,6				
CHEAP Văscăuți	Putere activă, MW	-49,8	25,3	68,8	-234,7				
	Putere reactivă, MVar	-33,0	-46,8	-37,5	4,6				
CHEAP Bolțun	Putere activă, MW	21,2	39,4	74,9	-234,3	12,5	15,4	11,8	-96,3
	Putere reactivă, MVar	-37,9	-67,8	-49,2	-15,2	-15,6	-23,8	-18,6	-10,3
CHEAP Cîșla	Putere activă, MW	43,1	17,4	41,0	-110,7	21,6	11,2	11,1	-87,5
	Putere reactivă, MVar	-15,4	-20,9	-16,9	21,3	-22,0	-25,1	-20,3	4,8

Proгноza și modelarea graficelor de sarcină și generare a energiei electrice este realizată cu ajutorul instrumentelor de prognoză descrise în Capitolul IV utilizând următoarele date:

- graficele de generare și cele de sarcină electrică pentru perioada 2019 – 2020;
- seriile de date privind caracteristicile iradianței solare și ale vântului pentru UAT: Chișinău, Edineț, Călărași și Ștefan Vodă, pentru perioada 2016 – 2020;
- energia electrică generată de Termoelectrica S.A., Chișinău, și CET-Nord S.A., Bălți, pentru perioada 2019 – 2020.

Rezultatele modelării sunt prezentate în tabelul 11. Din graficele de generare a energiei electrice, sarcina electrică și sursele de echilibrare a SEN, sunt determinate caracteristicile CHEAP pentru fiecare scenariu (tabelul 12). Pentru echilibrarea SEN în prezența masivă a VRES se vor utiliza în zona Nord CHEAP Temeleuți, în zona Centru CHEAP Bolțun și CHEAP Văscăuți, iar în zona Sud CHEAP Cîșla.

Pentru analiza SEN în prezența masivă a VRES se aleg patru cazuri pentru fiecare scenariu. Alegerea acestora se face din condiția funcționării sistemului în condiții extreme (tabelul 13).

Modelarea SEN se realizează cu ajutorul programului ETAP 19.0.1. Modelul reflectă în cea mai mare parte SEN existent cu unele excepții, cum ar fi capacitatea liniilor de transport și puterea transformatoarelor pentru asigurarea transportului de energie și putere electrică. Ambele scenarii asigură acoperirea în întregime a sarcinii electrice necesare utilizatorilor finali.

În urma modelării s-au obținut două modele stabile ale SEN pentru toate cele patru cazuri prezentate, însă pentru asigurare stabilității SEN se înregistrează fluxuri considerabile de putere reactivă din SEE vecine (tabelul 14). Din această cauză se înregistrează pierderi mari de putere reactivă. Una dintre cauzele valorilor mari ale pierderilor de putere reactivă fiind supradimensionarea liniilor electrice și a transformatoarelor pentru asigurarea evacuării puterii active din zonele cu exces de putere. O altă cauză fiind faptul că în procesul de acoperire a sarcinii electrice a fost acordată prioritate CEE și CEF, în detrimentul surselor sincrone, care pot furniza putere reactivă. Pierderile maxime de putere reactivă înregistrându-se în orele de goluri de generare și cele de sarcină electrică.

Cele mai încărcate LEA de 330 kV și 400 kV sunt cele care transportă energia electrică din zona Sud înspre zona Nord (UTAG – Chișinău – Strășeni – Bălți – Dnestrovsk), precum și cele care leagă principalele noduri energetice cu CHEAP (Chișinău – Bolțun, Chișinău – Cîșla, Bălți – Văscăuți, Strășeni – Temeleuți). Totodată, zonele sud-estul țării (raioanele Ștefan Vodă și Căușeni), unde există un potențial important de resurse energetice eoliene, se creează congestii în rețelele electrice, iar în cazul deconectării LEA Bălți – Dnestrovsk și în nord-estul țării (Scenariul I). Astfel, din punct de vedere al securității energetice Scenariul II este unul mai bun, însă pentru asigurarea calității energetice și al unui grad mai ridicat de independență față de SEE vecine este preferabil Scenariul I.

Pentru compararea SEN din cele două scenarii, se utilizează indicatorul economic Cheltuielile totale actualizate CTA. Durata perioadei de studiu se alege în funcție de durata de serviciu normat al mijloacelor fixe. Durata de viață a CHE constituie 50 ÷ 70 ani, iar a

Funcționarea sistemului energetic în perspectiva integrării masive
a surselor regenerabile de energie

echipamentului de bază este aproximativ de 30 ani. Durata de viață a rețelelor electrice (LEA) este de 35 ÷ 40 ani, iar a transformatoarelor cu puteri mai mari de 12 MVA este de 20 ani. Pe baza duratei de viață a instalațiilor și echipamentului utilizat, durata perioadei de studiu T se alege egală cu 30 ani. Rezultatele calculului pentru cele două scenarii sunt prezentate în tabelul 17.

Tabelul 16. Fluxurile transfrontaliere de putere

Regimul	Flux de putere	Scenariul I			Scenariul II		
		SEE România	SEE Ucraina		SEE România	SEE Ucraina	
Vârf de sarcină electrică	Tensiunea nominală, kV	400	330	110	400	330	110
	Putere activă, MW	41,3	-100,7	-85	-13,2	-96,8	-23,7
	Puterea reactivă, MVar	-101,6	-192,7	49,2	-243,9	-196,5	19,9
Gol de sarcină	Putere activă, MW	18,1	90,2	33,4	19,8	85,4	94,9
	Puterea reactivă, MVar	-116,2	-253,3	-63,2	-264,3	-278	-148
Gol de generare	Putere activă, MW	48,1	210,2	70,4	33,2	95,8	127,1
	Puterea reactivă, MVar	-108,4	-215,9	-34,4	-250,3	-240,3	-88,5
Vârf de generare	Putere activă, MW	-119,3	-755,7	-288	25,7	-930,1	-758
	Puterea reactivă, MVar	-90,6	-90,9	127,5	-257,2	10,2	117,2

Tabelul 17. Calculul cheltuielilor totale actualizate pentru cele două scenarii

Caracteristica	Valoarea	
	Scenariul I	Scenariul II
Lungimea LEA 400 kV nouă, km	70,00	301,00
Puterea stațiilor noi de transformatoare, MVA	600,00	1200,00
Capacitate totală de stocare conform scenariului, GWh	54,9	27,5
Puterea totală instalată a CHEAP, MW	750	250
Cheltuielile totale actualizate cu investiția pentru LEA, mil €	15,4	66,2
Cheltuielile totale actualizate cu investiția pentru stațiile de transformare, mil. €	65,3	130,6
Cheltuielile totale actualizate cu investiția pentru CHEAP, mil €	1273,9	424,6
Cheltuielile totale actualizate O&M pentru LEA, mil €	130,3	560,1
Cheltuielile totale actualizate O&M pentru stațiile de transformare, mil. €	552,2	1104,3
Cheltuielile totale actualizate O&M pentru CHEAP, mil. €	233,8	77,9
Costul nivelat al energiei electrice din VRES, €/MWh	45,5	
Cheltuielile totale actualizate cu pierderile de energie electrică în rețelele electrice de transport, mil. €	484,1	532,5
Cheltuielile totale actualizate cu energia electrică utilizată pentru pompare, mil. €	108,7	36,2
Valoarea remanentă actualizată a fondurilor fixe, mil. €	19,5	6,1
Cheltuielile totale actualizate, mil €	2844,0	2926,3

Calculule realizate demonstrează că, SEE prezentat în scenariul I este mai eficient economic decât cel din Scenariul II, deși diferența dintre valorile cheltuielilor totale actualizate nu depășește 2,9%. Această valoare cu ușurință putând intra în limita erorii admisibile în procesul de admitere a unor ipoteze și alegere a datelor inițiale. Totodată, SEE prezentat în Scenariul II, prevede crearea a două conexiuni (Vulcănești – Isaccea și Bălți – Suceava), comparativ cu una din Scenariul I. Crearea a mai multor interconexiuni cu SEE al României va permite asigurarea securității energetice și va facilita integrarea SEN al Republicii Moldova în sistemul ENTSO-E. Pe de altă parte, Scenariul II prevede o capacitate de stocare mai mică în CHEAP, ceea va conduce la o suprafață considerabil mai mică inundată de lacurile de acumulare ale CHEAP comparativ cu Scenariul II. Astfel, SEE din Scenariul II este unul mai optim din punctele de vedere al securității energetice, economice și de mediu.

Sectorului energetic îi revine cea mai mare cotă a utilizării resurselor energetice fosile pe plan mondial. Substituirea surselor fosile de energie cu energie din SRE reprezintă o oportunitate pentru reducerea emisiilor antropogene de GES, care reprezintă principala cauza a fenomenului

schimbărilor climatice. În tabelul 18 sunt prezentate rezultatele estimării reducerilor de emisii GES în realizarea tranziției energetice pentru fiecare sector al economiei naționale.

Astfel, conform scenariului tranziției energetice prezentat, până în 2030 este posibilă o reducere a emisiilor GES cu 5,3 milioane tone CO₂ echivalent, ceea ce constituie o valoare importantă și un suport considerabil de combatere a fenomenului schimbărilor climatice. Se observă că, reducerile obținute sunt proporționale cu energia utilizată în sector, întâietatea rămânând a fi a sectorului transporturi, urmând sectorul electroenergetic.

Tabelul 18. Rezultatele calculului reducerilor de emisii GES

Resurse de energie	Reducerile de emisii de gaze cu efect de seră, mii tone					
	Sectorul rezidențial	Industrie	Comerț și servicii publice	Agricultura, silvicultura și pescuit	Transporturi	Total
Energie electrică	671,5	590,6	555,5	39,3	40,4	1897,3
Energie termică	65,6	38,6	26,9	1,0	-	132,1
Combustibili	77,7		-	-	3266,5	3344,2

Capitolul VII. CONCLUZII FINALE ȘI PERSPECTIVE

Acest capitol prezintă sinteza contribuției aduse prin teza de doctorat și tendințele de dezvoltare în domeniul surselor regenerabile variabile de energie și funcționării sistemului electroenergetic în prezența masivă a acestor surse.

7.1. Concluzii generale

Existența surselor proprii de energie și prețul pentru sursele energetice de import influențează direct dezvoltarea economiei naționale și securitatea energetică a țării. Republica Moldova dispune de rezerve neînsemnate de resurse energetice fosile, iar necesarul de resurse energetice este acoperit de importuri de resurse energetice din Federația Rusă, Ucraina și România. Lipsa resurselor energetice fosile proprii trebuie să fie forța motrice a dezvoltării și implementării SRE. Republica Moldova are un potențial înalt de SRE, în special biomasă (inclusiv biogaz), energie eoliană și cea solară.

Ponderea utilizării resurselor energetice în sectoarele rezidențial (49,5%) și de transporturi (27%) este mult peste media țărilor dezvoltate, iar cel din sectorul industrial (8%), dimpotrivă, mult mai mic. În prezent, ponderea SRE în balanța energetică este de 22,1% (2019). Însă, aproape 100% din SRE reprezintă biomasa utilizată pentru alimentarea cu energie termică a sectorului rezidențial și public din zonele rurale. Ponderea SRE în sectorul electroenergetic și cel al transporturilor este neglijabilă. Astfel, principalul obiectiv, la acest moment, este integrarea SRE în aceste sectoare.

Utilizarea biomasei și deșeurilor organice pentru generarea energiei electrice utilizând instalații de cogenerare are o aplicare limitată având o importanță mai mare pentru generarea energiei termice pentru sectoarele rezidențial și public, iar cogenerarea pe baza acestora are de regulă puteri mici (până la 1 MW); producerea în cantități mari a biogazului din dejecțiile animaliere nu este posibilă din cauza lipsei fermelor animaliere cu număr suficient de capete; iar modernizarea stațiilor de epurare a apelor reziduale prin implementarea tratării anaerobe a apei necesită investiții mult prea mari pentru a fi acoperite de autoritățile publice centrale sau locale. Astfel, cea mai viabilă soluție pentru integrarea a SRE în sectorul electroenergetic al Republicii Moldova o reprezintă valorificarea energiei solare și energiei eoliene. Evaluarea potențialului tehnic al SRE, arată că puterea instalațiilor eoliene ce pot fi instalate pe teritoriul țării este de 9 151 MW, iar cel al surselor solare (PV) 8 767 MW. Acest potențial poate acoperi sarcina electrică existentă și cea estimată pentru viitorul apropiat. Pentru acoperirea necesarului anual existent de energie electrică al Republicii Moldova de 3 615 GWh (2019) este suficientă

valorificarea energiei solare (PV) de pe 0,25% din teritoriul țării, iar pentru cel de 8 491 GWh preconizat de a fi atins în 2050 în Strategia energetică 2030 – 0,56% din teritoriul țării, însă trebuie prevăzute un șir de măsuri ce ar adapta SEN existent pentru funcționarea în comun cu SRE.

SEN al Republicii Moldova este un sistem destul de mic (după sarcină și acoperire geografică), funcționarea acestuia în prezența masivă a SRE este asociată de un șir de provocări. Integrarea masivă a SRE este legată de diminuarea flexibilității și siguranței, aportul scăzut de putere reactivă a acestor surse, stabilitatea frecvenței și tensiunii în rețelele electrice, calitatea energiei electrice, capacitatea de trecere peste defect a instalațiilor eoliene și a celor fotoelectrice, protecția rețelelor electrice și a instalațiilor generatoare de energie, securitatea cibernetică, crearea pieței de energie electrică, planificarea strategică, aspecte socio-economice și de mediu.

Pentru depășirea acestor provocări, în primul rând, este necesară creșterea capacității rețelelor electrice de transport și a interconexiunilor cu alte sisteme electroenergetice pentru evacuarea surplusului de energie din zonele cu prezența masivă a SRE; promovarea stocării energiei prin diverse metode; existența unui sistem eficient de prognoză a energiei electrice generate de VRES și promovarea sistemelor inteligente. Pentru asigurarea calității energiei electrice produse și securitatea procesului de alimentare cu energie electrică, inclusiv securitatea cibernetică, în conformitatea cu tendința de descentralizare a procesului de generare a energiei, creșterea prezenței VRES în SEE, trebuie să fie revizuite și actualizate codurile de rețea.

Pentru modernizarea SEN și promovarea utilizării energiei din SRE, este necesară integrarea acestui sistem într-o piață de energie electrică regională, aceasta fiind mult mai eficientă, ceea ce este demonstrat de exemplul pieței de energie a țărilor din nordul Europei. Politica de stat trebuie să prevadă un sistem de stimulente și penalități pentru promovarea utilizării energiei din SRE. La prima etapă pot fi implementate cotele obligatorii pentru energia din SRE sau tarifele *feed-in*, iar odată cu dezvoltarea sectorului SRE, poate fi realizată tranziția la piața concurențială. La fel pentru stimularea producerii distribuite din SRE, pot fi utilizate instrumentele cum ar fi contorizarea netă sau măsurare netă.

Necesarul de energie electrică va crește corespunzător cu tendințele existente în sectorul energetic: promovarea transportului electric, tranziția de la sistemele de producere a energiei termice pentru încălzire și alimentare cu apă caldă de consum utilizând combustibilii fosili la cele utilizând energie electrică, creșterea utilizării datorată răspândirii echipamentelor și dispozitivelor electrice, îndeosebi în sectorul rezidențial, automatizarea și digitalizarea proceselor. Astfel, apare necesitatea prognozei și creării unor scenarii de evoluție a necesarului de energie electrică.

În literatura de specialitate, în ultimele două decenii, au fost propuse o varietate mare de modele de prognoză a iradianței solare, vitezei vântului și a puterii generate de sistemele eoliene și solare PV, care diferă prin tehnicile de prognoză utilizate, orizontul temporal, orizontul geografic, și, ceea ce este extrem de important, acuratețea acestora.

În lucrare au fost propuse și evaluate câteva modele pentru prognoza iradianței solare și a vitezei vântului, bazate pe tehnici de clusterizare, statistică matematică și inteligență artificială. Modelele propuse pot fi aplicate cu succes pentru generarea variilor scenarii ale iradianței solare anuale, ce își găsesc aplicabilitatea pentru realizarea studiilor de fezabilitate privind integrarea surselor regenerabile de energie în sistemul electroenergetic, planificarea de lungă durată sau elaborarea strategiilor energetice. Modelele bazate pe metodele NAR NN și NARX NN au o performanță ridicată ($MAPE = 3,6 \div 4,85\%$), astfel încât, aceste modele pot concura cu ușurință cu multe modele propuse în literatura de specialitate. Dezavantajul modelelor, ce utilizează date exogene (temperatura și umiditatea aerului, presiunea atmosferică, temperatura punctului de rouă etc.), constă în faptul că acuratețea prognozei depinde de calitatea datelor de intrare, care sunt, la rândul său, rezultatul prognozei meteorologice. Rezultatele modelelor utilizând metoda NAR NN, pot fi uneori imprevizibile, astfel că, este necesară filtrarea acestora.

Integrarea VRES necesită utilizarea sistemelor de stocare a energiei atât la nivelul surselor de energie (aplatizarea graficului de generare a energiei) și al sistemului electroenergetic (echilibrarea sistemului), cât și la nivelul utilizatorilor de energie (pentru aplatizarea graficului de sarcină). Totodată este necesară alegerea rațională a tehnologiei de stocare, fiecare având avantajele și dezavantajele sale. Principalele bariere în utilizarea stocării energiei constau în:

- lipsa reglementărilor adecvate care ar stimula și încuraja utilizarea stocării energiei;
- lipsa unei piețe libere regionale sau naționale, care ar permite beneficierea de avantajele oferite de utilizarea sistemelor de stocare a energiei;
- costuri ridicate ale principalelor tipuri de SSE, în deosebi în cazul unor piețe imature, cum ar fi cea a Republicii Moldova.

Fezabilitatea utilizării CHEAP și al SSEH este strict dependentă de factorul de capacitate al acestora, care la rândul său sunt funcție de volumul energiei electrice stocate. Pentru creșterea factorului de capacitate poate contribui creșterea puterilor instalate ale surselor locale de energie, însă, în acest caz este necesară realizarea unor interconexiuni cu alte sisteme electroenergetice din regiune și crearea sau unei piețe naționale și integrarea într-o piață regională.

Utilizarea CHEAP și al SSEH pentru echilibrarea sistemului poate fi fezabilă doar în cazul existenței unei piețe de echilibrare și al responsabilizării financiare al producătorilor de energie electrică privind necesitatea asigurării acestui serviciu. Utilizarea SSEH pentru aplatizarea vârfurilor de generare în cadrul centralelor electrice nu este fezabilă.

Pentru aplatizarea vârfurilor de sarcină sau de generare pot fi utilizate cu succes unele tipuri de sisteme de stocare pe baza bateriilor cu acumulatori, cum ar fi cele acumulatoriile cu Pb-acid, REDOX sau cele cu manganat de litiu și nichel-magneziu-cobalt. Utilizarea în acest scop a bateriilor cu acumulatori de tip Li-ion nu este fezabilă.

Urmând tendințele existente în lume, de substituție a energiei electrice generate de sursele clasice de energie pe baza combustibililor fosili și reducerea emisiilor de GES, este necesară luarea în serios a tranziției energetice către 100% energie din SRE. Tranziția energetică a sectoarelor economiei naționale rămâne un scop nobil, care merită efortul depus de toate structurile statului și ale societății civile.

Electrificarea sectoarelor economiei naționale poate contribui la favorizarea integrării VRES în SEN prin contribuția la flexibilitatea sistemului și creșterea factorului de capacitate al instalațiilor utilizând VRES, respectiv reducerea perioadei de recuperare a investițiilor.

Din perspectiva scenariului prezentat al tranziției energetice pentru perioada 2021 – 2070 a sectoarelor economiei naționale, necesarul de energie electrică se va dubla până în anul 2035 și se va tripla până în anul 2070. Astfel, energia electrică ocupând locul întâi în balanța energetică.

Modelările SEN în prezența masivă a VRES au arătat că, principalele provocări pentru creșterea prezenței VRES și funcționarea SEE sunt caracterul intermitent al energiei eoliene și al celei fotoelectrice, aportul de putere reactivă a acestor surse în SEE, stabilitatea frecvenței și tensiunii în rețelele electrice, precum și evacuarea excesului de putere și energie din zonele cu un surplus de generare spre cele cu un deficit de energie.

S-a demonstrat că o importanță majoră o au interconexiunile cu sistemele electroenergetice vecine, cât și capacitățile de transport în interiorul SEN pentru funcționarea acestuia. În cadrul modelelor analizate pentru realizarea evacuării puterii în orele de vârf de generare a fost necesară supradimensionarea elementelor rețelelor electrice, ceea ce conduce la pierderi suplimentare de putere activă și reactivă și costuri inițiale cu investiția mai mari.

Pe lângă, existența interconexiunilor cu alte sisteme electroenergetice, pentru echilibrarea graficului de generare și a celui de sarcină electrică este necesară existența unor capacități de rezervă sau de stocare a energiei. Stocarea energiei electrice în CHEAP și-a demonstrat pe deplin eficiența și utilitatea pentru funcționarea SEN.

O altă problemă apărută la modelarea SEN este aportul de putere reactivă și reglarea tensiunii în diferite zone ale sistemului electroenergetic. Astfel, existând necesitatea importului de putere reactivă din alte sisteme, în timp ce există un surplus de putere activă.

Din punct de vedere economic schemele analizate ale SEN cu prezența masivă a surselor variabile de energie sunt practic echivalente. Schema cu capacitate mai mare de stocare în CHEAP, în comparație cu cea cu capacități mai mari ale interconexiunilor cu alte sisteme, implică cheltuieli totale actualizate mai mici, însă are mai multe dezavantaje ce țin de securitatea energetică și impactul de mediu.

Integrarea VRES în SEN și electrificarea sectoarelor economiei naționale pot contribui la combaterea fenomenului schimbărilor climatice printr-o reducere considerabilă a emisiilor GES.

7.2. Contribuții personale

Contribuția personală a autorului prezentată în această lucrare include:

1. Realizarea studiului privind metodele existente de evaluare a potențialului energetic și evaluarea potențialului tehnic eolian și cel solar fotoelectric al Republicii Moldova.
2. Realizarea studiului privind metodele existente de prognoză a iradianței solare, vitezei vântului și energiei electrice generate de sursele regenerabile variabile de energie.
3. Elaborarea a cinci modele pentru prognoza iradianței solare și a vitezei vântului (model hibrid utilizând tehnicile *k-means* și statistică matematică standard; model hibrid utilizând tehnicile *k-means* și *Nonlinear Autoregressive*; model hibrid utilizând tehnicile *k-means* și *Nonlinear Autoregressive eXogenous*; *Nonlinear Autoregressive Neural Network* și *Nonlinear Autoregressive Neural Network eXogenous*).
4. Realizarea studiului privind impactul VRES asupra funcționării SEE și calității energiei electrice, precum și a soluțiilor existente pentru depășirea acestor bariere.
5. Identificarea amplasamentelor pentru CEE și CEF, alese puterile centralelor și estimată energia electrică generată și costul nivelat al energiei electrice generate de aceste surse.
6. Realizarea unui studiu de caz privind propagarea distorsiunilor armonice într-o rețea electrică în prezența surselor regenerabile variabile de energie.
7. Determinarea puterii și capacității sistemelor de stocare a energiei electrice (CHEAP și SSEH) necesare pentru echilibrarea SEN în prezența masivă a VRES și evaluarea fezabilității utilizării acestora în condițiile Republicii Moldova.
8. Evaluarea fezabilității utilizării BESS și SSEH pentru aplatizarea curbei de sarcină a centralelor electrice utilizând VRES.
9. Prezentarea viziunii asupra tranziției economiei naționale către 100% energie din SRE și estimarea necesarului de energie electrică pentru această tranziție.
10. Modelarea funcționării și compararea economică a două variante ale structurii sistemului electroenergetic național din perspectiva tranziției energetice, precum și evaluarea contribuției la decarbonarea economiei naționale.

Rezultatele cercetărilor obținute în procesul studiilor de doctorat au fost utilizate în cadrul proiectelor naționale, prezentate în cadrul manifestărilor științifice sau publicațiilor științifice.

Proiecte științifice:

1. *Soluții tehnice ecoinovative de Eficientizare a consumului de energie în clădiri și elaborarea opțiunilor de dezvoltare a rețelelor inteligente cu integrare avansată a energiei regenerabile în Republica Moldova*, 20.80009.7007.18. (2020 – prezent).
2. *Către o autonomie energetică a Republicii Moldova*, 15.817.03.01A (2016 – 2018).

Manifestări științifice:

1. „Încălzirea eficientă a locuințelor la nivel urban: provocări și soluții” în cadrul Conferinței naționale „Încălzirea urbană eficientă: Soluții și provocări”, organizată de Termoelectrica S.A., Chișinău, Republica Moldova, 17 octombrie 2018.
2. „Viziune asupra tranziției Republicii Moldova către 100% energie din surse regenerabile” în cadrul Conferinței „Energii din surse regenerabile. Generare dispersată. Proconsumatori”, organizată de Comitetul Național Român al Consiliului Mondial al Energiei, împreună cu Electrica, Hidroelectrică și ANRE.

Publicații științifice:

1. D. Braga, *Decarbonation of the national economy of the Republic of Moldova by electrification and use of renewable energy sources*, Scientific Bulletin, Universitatea POLITEHNICĂ din București. (În curs de publicare).
2. D. Braga, *Integration of Energy Storage Systems into the Power System for Energy Transition towards 100% Renewable Energy Sources*, 2021 10th International

- Conference on ENERGY and ENVIRONMENT (CIEM), 2021, pp. 1-5, doi: 10.1109/CIEM52821.2021.9614778.
3. D. Braga, *Optimal Capacity and Feasibility of Energy Storage Systems for Power Plants Using Variable Renewable Energy Sources*, 2021 International Conference on Electromechanical and Energy Systems (SIELMEN), 2021, pp. 087-091, doi: 10.1109/SIELMEN53755.2021.9600392.
 4. D. Botoc, A., T. Plesca, D. Braga and M. Siroux, *The Influence of the Magnetic Field on the Gadolinium Material*, 2020 International Conference and Exposition on Electrical And Power Engineering (EPE), 2020, pp. 288-291, doi: 10.1109/EPE50722.2020.9305668.
 5. D. Braga, G. Chicco, N. Golovanov, R. Porumb, *Long-Term Solar Irradiance Forecasting*. In: Problemele Energeticii Regionale. 2020, nr. 1(45), pp. 94-109. ISSN 1857-0070.10.5281/zenodo.3713424.
 6. D. Braga, *Photovoltaic Technical Potential in Republic of Moldova*, 2019 International Conference on Electromechanical and Energy Systems (SIELMEN), Craiova, Romania, 2019, pp. 1-6, doi: 10.1109/SIELMEN.2019.8905853.

7.3. Perspective de dezvoltare ulterioară

Studiile prezentate în cadrul tezei de doctorat pot fi continuate în următoarele direcții:

- evaluarea impactului managementului cererii de energie asupra funcționării SEN în prezența masivă a VRES;
- integrarea SRE în sectoarele termoenergetic și cel industrial în vederea decarbonării acestor sectoare;
- amplasarea optimă centralelor electrice utilizând VRES și conectarea acestora în SEE;
- aplicarea SSE pentru asigurarea calității energiei electrice în cadrul SEE în prezența masivă a VRES.

BIBLIOGRAFIE SELECTIVĂ

- [1] Statistical Review of World Energy 2021. Disponibil online: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2021-full-report.pdf> (accesat pe 19.10.2021)
- [3] IRENA, Renewable Energy Statistics, The International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2019
- [6] S. D. Ahmed, F. S. M. Al-Ismail, M. Shafiullah, F. A. Al-Sulaiman and I. M. El-Amin, Grid Integration Challenges of Wind Energy: A Review, in IEEE Access, vol. 8, pp. 10857-10878, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.2964896.
- [8] Banca de date statistice Moldova, Biroul național de statistică al Republicii Moldova.
- [12] I. Sobor, A. Chiciuc, V. Rachier, Atlasul resurselor energetice eoliene al Republicii Moldova, Universitatea Tehnică a Moldovei, AWS Truepower SRL SL (Spania), Wind Power Energy SRL (România), ISBN 978-9975-87-245-7, Chișinău, 2017, p. 176.
- [23] H. Holttinen, (2008). Estimating the impacts of wind power on power systems - Summary of IEA Wind collaboration. Environmental Research Letters. 3. 10.1088/1748-9326/3/2/025001.
- [71] R. Chen, J. Wang, A. Botterud, and H. Sun, Wind power providing flexible ramp product, IEEE Trans. Power Syst., vol. 32, no. 3, pp. 2049-2061, May 2017, doi: 10.1109/tpwrs.2016.2603225.
- [72] M. Milligan, Sources of grid reliability services, Electr. J., vol. 31, no. 9, pp. 1-7, Nov. 2018, doi: 10.1016/j.tej.2018.10.002.
- [76] T.B. Rasmussen, G. Yang, A.H. Nielsen and Z. Dong, A review of cyber-physical energy system security assessment, 2017 IEEE Manchester PowerTech, Manchester, 2017, pp. 1-6, doi: 10.1109/PTC.2017.7980942.
- [77] D. Kundur, X. Feng, S. Mashayekh, S. Liu, T. Zourntos, K.L. Butler-Purry. (2011). Towards modelling the impact of cyber attacks on a smart grid. IJSN. 6. 2-13. 10.1504/IJSN.2011.039629.
- [80] R. Mckenna, P. Ostman V. D. Leye, and W. Fichtner, Key challenges and prospects for large wind turbines, Renew. Sustain. Energy Rev., vol. 53, pp. 1212-1221, Jan. 2016, doi: 10.1016/j.rser.2015.09.080.

- [86] G. Shafiullah, A.M. Oo, A. S. Ali, and P. Wolfs, Potential challenges of integrating large-scale wind energy into the power grid - A review, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 20, pp. 306-321, 2013, doi: 10.1016/j.rser.2012.11.057.
- [103] M. Farhadi and O. Mohammed, Energy Storage Technologies for High-Power Applications, in *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 52, no. 3, pp. 1953-1961, May-June 2016, doi: 10.1109/TIA.2015.2511096.
- [104] J.K. Kaldellis, D. Zafirakis, Optimum energy storage techniques for the improvement of renewable energy sources-based electricity generation economic efficiency, *Energy*, Volume 32, Issue 12, 2007, Pages 2295-2305, ISSN 0360-5442, <https://doi.org/10.1016/j.energy.2007.07.009>.
- [107] IRENA, IEA and REN21 (2018), *Renewable Energy Policies in a Time of Transition*. IRENA, OECD/ IEA and REN21.
- [131] A. Ulbig, Grid integration challenges of renewable energy sources and prospective solutions, presented at the Swiss Federal Inst. Technol. Zurich, 2013
- [132] Q. Hu, R. Zhang, Y. Zhou, Transfer learning for short-term wind speed prediction with deep neural networks, *Renewable Energy*, Volume 85, 2016, Pages 83-95, ISSN 0960-1481, <https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.06.034>
- [135] U.K. Das, K.S. Tey, M. Seyedmahmoudian, S. Mekhilef, M.Y.I. Idris, W. Van Deventer, B. Horan, A. Stojcevski, Forecasting of photovoltaic power generation and model optimization: A review, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 81, Part 1, 2018, pp. 912-928, doi: 10.1016/j.rser.2017.08.017.
- [137] G. Chicco, V. Cocina, F. Spertino, Characterization of solar irradiance profiles for photovoltaic system studies through data rescaling in time and amplitude, 2014 49th International Universities Power Engineering Conference (UPEC), Cluj-Napoca, 2014, pp. 1-6. doi: 10.1109/UPEC.2014.6934619.
- [141] D. Braga, G. Chicco, N. Golovanov, R. Porumb., Long-Term Solar Irradiance Forecasting. In: *Problemele Energeticii Regionale*. 2020, nr. 1(45), pp. 94-109. ISSN 1857-0070.10.5281/zenodo.3713424
- [158] IRENA (2020), *Renewable Power Generation Costs in 2019*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.