Universitatea Națională de Știință și Tehnologie POLITEHNICA BUCUREȘTI
Facultatea de Energetică
Școala Doctorală de INGINERIE ENERGETICĂ

TEZĂ DE DOCTORAT
REZUMAT

ANALIZA INTEGRĂRII SURSELOR REGENERABILE DE ENERGIE ÎN SISTEMELE ELECTROENERGETICE

Doctorand
Ing. Adrian Florian VLADA

Conducător de doctorat
Prof. Dr. Ing. Ștefan GHEORGHE

București
2025

Universitatea Națională de Știință și Tehnologie POLITEHNICA BUCUREȘTI

Școala Doctorală de INGINERIE ENERGETICĂ

REZUMATUL TEZEI DE DOCTORAT

Analiza integrării surselor regenerabile de energie în Sistemele Electroenergetice

Analysis of the integration of renewable energy sources into Power Systems

Doctorand
Ing. Adrian Florian VLADA

Conducător de doctorat
Prof. Dr. Ing. Ștefan GHEORGHE

COMISIA DE ÎNDRUMARE ȘI INTEGRITATE		
Președinte	Prof. Dr. Ing. Radu PORUMB	Universitatea Națională de Știință și Tehnologie POLITEHNICA București
Conducător de doctorat	Prof. Dr. Ing. Ștefan GHEORGHE	Universitatea Națională de Știință și Tehnologie POLITEHNICA București
Membru	Prof. Dr. Ing. Nicolae GOLOVANOV	Universitatea Națională de Știință și Tehnologie POLITEHNICA București
Membru	Prof. Dr. Ing. Cristian LĂZĂROIU	Universitatea Națională de Știință și Tehnologie POLITEHNICA București
Membru	Prof. Dr. Ing. Mihai SĂNDULEAC	Universitatea Națională de Știință și Tehnologie POLITEHNICA București
Membru	Dr. Ing. Valentin BRĂNESCU	BIT INVEST

București
2025

Cuprins

Mulțumiri 2
Listă de abrevieri și simboluri 5
Listă figuri 7
Listă tabele 10
Rezumat 11
Introducere 12
1. Surse regenerabile de energie în sistemele electroenergetice moderne 15
1.1. Sisteme de generare a energiei electrice din surse de energie solară 15
1.2. Sisteme de generare a energiei electrice din surse de energie eoliană 27
1.3. Aspecte tehnice și de reglementare privind racordarea surselor regenerabile de energie la rețelele electrice 34
1.4. Concluzii 39
2. Caracteristicile de putere ale surselor regenerabile de energie 40
2.1. Parametrii meteorologici și metode de prognoză pentru sursele regenerabile de energie 40
2.1.1. Parametrii meteorologici și metode de prognoză pentru sursele de energie solară 40
2.1.2. Parametrii meteorologici și metode de prognoză pentru sursele de energie eoliană 48
2.2. Analiza curbelor de generare P, Q = F (t) pentru sursele regenerabile de energie.. 51
2.2.1. Analiza curbelor de generare P, Q = F (t) pentru o centrală electrică fotovoltaică 51
2.2.2. Analiza curbelor de generare P, Q = F (t) pentru o centrală electrică eoliană 56
2.3. Calculul energiei electrice generate pe an și factorul de capacitate pentru sursele regenerabile de energie 59
2.3.1. Calculul energiei electrice generate pe an și factorul de capacitate pentru o centrală electrică fotovoltaică 59
2.3.2. Calculul energiei electrice generate pe an și factorul de capacitate pentru o centrală electrică eoliană 62
2.4. Concluzii 64
3. Soluții tehnice pentru creșterea siguranței în exploatare a sistemelor electroenergetice: sisteme de stocare a energiei, surse de generare de rezervă și dispozitive FACTS 66
3.1. Stocarea energiei în sistemele electroenergetice 66
3.1.1. Importanța stocării energiei electrice 66
3.1.2. Tipuri de sisteme de stocare a energiei 67
3.1.3. Utilizarea și dimensionarea sistemelor de stocare a energiei 70
3.1.3.1. Utilizarea sistemelor de stocare a energiei 71
3.1.3.2. Dimensionarea sistemelor de stocare a energiei electrice pentru SRE.. 73
3.1.4. Aspecte tehnice de integrare a sistemelor de stocare a energiei în SEE 77
3.2. Surse de generare de rezervă în sistemele electroenergetice 80
3.2.1. Rolul surselor de generare de rezervă în sistemele electroenergetice 80
3.2.2. Rezerve de putere utilizate pentru reglajul frecvenței și a tensiunii în SEE 80
3.2.3. Modelarea și analiza stabilității frecvenței în raport cu sursele de energie electrică utilizate 84
3.2.4. Politici și soluții tehnice pentru asigurarea inerției în SEE 85
3.3. Dispozitive FACTS utilizate în sistemele electroenergetice 87

3.4. Algoritm de management al surselor regenerabile de energie, al stocării energiei, dispozitivelor FACTS și al surselor de generare de rezervă 95
3.4.1. Considerații generale ale managementului SRE, ale stocării energiei, dispozitivelor FACTS și ale surselor de generare de rezervă 95
3.4.2. Algoritmul propus pentru managementul integrat al SRE, al stocării energiei, al dispozitivelor FACTS și al surselor de generare de rezervă 96
3.5. Concluzii 101
4. Analiza unei zone de rețea electrică în prezența integrării masive a surselor regenerabile de energie: soluții de îmbunătățire a calității energiei electrice și creșterea siguranței în exploatare în situații critice de funcționare a rețelelor electrice 102
4.1. Situația energetică a rețelei electrice analizate 102
4.2. Principii de verificare a încadrării în rețeaua electrică a unor noi capacități de producție de energie electrică 104
4.3. Scenarii și regimuri permanente calculate pentru rețeaua electrică analizată 107
4.3.1. Scenariul 1 – Excedent de energie electrică în timpul unei nopți din perioada de vară 109
4.3.2. Scenariul 2 – Deficit de energie electrică în timpul unei nopți din perioada de vară 116
4.3.3. Scenariul 3 – Excedent de energie electrică în timpul unei dimineți din perioada de vară 122
4.3.4. Scenariul 4 – Deficit de energie electrică în timpul unei seri din perioada de iarnă 128
4.4. Concluzii studiu de caz 135
5. **Concluzii generale, contribuții personale și perspective de cercetare 136**
5.1. Concluzii generale 136
5.2. Contribuții personale 137
5.3. Lista lucrărilor publicate 139
5.4. Dezvoltări ulterioare ale cercetării 139
Bibliografie 140
Anexa A – Schema logică a algoritmului propus 146
Anexa B – Schema electrică monofilară și datele tehnice ale zonei de RE analizată 147
Anexa C – Metodologie de integrare a unei noi surse de energie într-o zonă de RE 150
Anexa D – Schema electrică monofilară a RE analizate cu integrarea BESS și rezultatele calculelor de regim permanent pentru *Scenariul 1* 151
Anexa E – Schema electrică monofilară a RE analizate cu integrarea BESS și a două dispozitive FACTS, precum și rezultatele calculelor de regim permanent pentru *Scenariul 2* 154
Anexa F – Rezultatele calculelor de regim permanent pentru *Scenariul 3* 157
Anexa G – Schema electrică monofilară a RE analizate cu integrarea BESS, dispozitive FACTS și a unei CEG, precum și rezultatele calculelor de regim permanent pentru *Scenariul 4* 159

Vlada Adrian Florian

REZUMAT

Integrarea surselor regenerabile de energie în sistemele electroenergetice determină schimbări semnificative în modul de funcționare și exploatare al acestora. Caracterul variabil și intermitent al surselor regenerabile impune o adaptare continuă a sistemelor electroenergetice, pentru menținerea echilibrului dintre cererea și producția de energie electrică și pentru asigurarea calității energiei electrice livrate utilizatorilor finali. Concentrarea centralelor electrice fotovoltaice și eoliene în zone cu condiții naturale favorabile determină situații critice, în care siguranța în exploatare și stabilitatea sistemului electroenergetic sunt puternic influențate. În acest context, devine necesară dezvoltarea unor metode moderne de coordonare, capabile să gestioneze variațiile de producție și să susțină integrarea unor capacități tot mai mari de surse regenerabile de energie.

O direcție relevantă o reprezintă implementarea unui algoritm de management integrat, care să coreleze funcționarea sistemelor de stocare a energiei, a surselor de rezervă și a echipamentelor electrice de reglaj avansate. Aplicarea unui astfel de algoritm într-o zonă de rețea electrică caracterizată prin integrarea masivă a centralelor electrice din surse regenerabile de energie demonstrează posibilitatea controlului fluxurilor de putere și menținerea calității energiei electrice, chiar și în situații critice de funcționare.

Rezultatele subliniază importanța unei abordări coordonate și a utilizării unor soluții moderne de management pentru creșterea siguranței în exploatare a rețelelor electrice, în concordanță cu cerințele tranziției energetice.

Introducere

Integrarea surselor regenerabile de energie (SRE) în sistemele electroenergetice (SEE) reprezintă una dintre direcțiile majore de dezvoltare ale sectorului energetic la nivel național și global. Tema acestei teze urmărește investigarea aspectelor tehnice și de reglementare asociate racordării centralelor electrice fotovoltaice (CEF) și eoliene (CEE) la rețelele electrice și propune soluții tehnice pentru menținerea siguranței și stabilității rețelelor electrice în condițiile penetrării masive a SRE.

Importanța și actualitatea cercetării sunt susținute de politicile și strategiile energetice adoptate la nivel național și european, care urmăresc diversificarea surselor de producție a energiei electrice și creșterea ponderii SRE în mixtul energetic, în contextul epuizării treptate a resurselor convenționale.

Principalele aspecte abordate în cadrul acestei teze pornesc de la premisa că integrarea masivă a SRE poate fi realizată în condiții de siguranță și eficiență prin utilizarea unor soluții complementare, precum sistemele de stocare a energiei în baterii de acumulatoare (ex. BESS – Battery Energy Storage System), sursele de generare de rezervă (ex. centrale electrice pe gaze naturale) și dispozitivele FACTS (Flexibile Alternating Current Transmission Systems), de tip compensator static sincron (ex. STATCOM – Static Synchronous Compensator). Analiza urmărește modul în care aceste soluții tehnice pot fi dimensionate și coordonate pentru a reduce efectele negative ale variabilității SRE și impactul lor asupra stabilității rețelelor electrice.

Obiectivul general al acestei teze este elaborarea unei metodologii de analiză și propunerea unor soluții tehnice care să permită integrarea SRE în SEE, asigurând siguranța în funcționare, stabilitatea operațională și continuitatea alimentării cu energie electrică a utilizatorilor finali. Pentru atingerea acestui obiectiv, cercetarea este structurată pe mai multe direcții specifice: analiza curbelor de generare a puterii electrice active și reactive ale CEE și CEF, evaluarea influenței parametrilor meteorologici asupra producției și metodelor de prognoză, determinarea energiei electrice produse și a factorului de capacitate, dimensionarea unor soluții tehnice precum sistemele de stocare a energiei, surse de generare de rezervă și dispozitivele FACTS, precum și elaborarea unui algoritm de management integrat care să coordoneze funcționarea acestor soluții.

Metodologia adoptată combină analiza datelor reale ale producției de energie electrică a CEE și CEF cu simulări realizate în programul NEPLAN, pentru care au fost definite scenarii critice de funcționare ce pot apărea în exploatarea rețelelor electrice, fiind aplicată ulterior într-un studiu de caz pentru o zonă de rețea electrică, oferind o bază pentru evaluarea și implementarea soluțiilor tehnice propuse.

1. Surse regenerabile de energie în sistemele electroenergetice moderne

1.1. Sisteme de generare a energiei electrice din surse de energie solară

CEF sunt, de regulă, amplasate în zone care beneficiază de un potențial solar ridicat, unde nivelul iradianței favorizează maximizarea producției de energie electrică.

Generarea energiei electrice din sursele solare de energie este influențată de mai mulți factori care afectează randamentul și eficiența sistemelor fotovoltaice, aceștia pot fi clasificați în trei categorii [4]:

a) *Factorii climatici*: parametrii mediului ambiant unde se va amplasa sistemul fotovoltaic, respectiv iradianța solară, temperatura, nivelul umidității, precipitațiile și depunerile de praf;
b) *Factorii tehnici:* caracteristicile constructive și condițiile de exploatare ale sistemului fotovoltaic, precum tipul și natura materialelor din care sunt realizate celulele solare, umbrirea panourilor solare, unghiul de înclinare și orientarea acestora, dar și tipul invertorului utilizat;
c) *Factorii economici:* elementele care influențează dezvoltarea și implementarea sistemelor fotovoltaice, precum costurile de investiție inițială, costurile de operare, stimulentele guvernamentale, reglementările guvernamentale și evoluția tehnologiei.

1.2. Sisteme de generare a energiei electrice din surse de energie eoliană

Energia cinetică a vântului reprezintă energia datorată mișcării maselor de aer și constituie elementul principal al conversiei energiei electrice utilizând centralele electrice eoliene.

În cazul CEE, generarea energiei electrice este influențată de aceleași categorii de factori ca în cazul CEF, însă cu particularități specifice, după cum urmează [4]:

a) *Factorii climatici*: resursa eoliană este caracterizată prin intensitatea și variabilitatea vitezei vântului, direcția acestuia și distribuția statistică, care determină potențialul energetic disponibil pentru conversia energiei cinetice a vântului în energie electrică;
b) *Factorii tehnici*: tipul turbinelor eoliene, eficiența elementelor componente și pierderile asociate echipamentelor electrice;
c) *Factorii economici*: similari celor analizați în cazul CEF, respectiv costurile de investiție și operare, durata de viață a instalațiilor și factorul de capacitate, indicator care reflectă gradul de utilizare a puterii instalate.

1.3. Aspecte tehnice și de reglementare privind racordarea surselor regenerabile de energie la rețelele electrice

Racordarea SRE la RE publice este reglementată prin norme tehnice care stabilesc cerințe minime de performanță, siguranță și compatibilitate. În România, aceste cerințe sunt definite în reglementări specifice și actualizate periodic, în concordanță cu standardele și directivele europene [27, 28].

2. Caracteristicile de putere ale surselor regenerabile de energie

2.1. Parametrii meteorologici și metode de prognoză pentru sursele regenerabile de energie

2.1.1. Parametrii meteorologici și metode de prognoză pentru sursele de energie solară

Parametrii meteorologici, precum iradianța solară, temperatura, umiditatea, viteza vântului și acoperirea norilor sunt câțiva dintre factorii meteorologici care afectează în mod direct eficiența producției de energie electrică a CEF. Metodele de prognoză se împart în cinci categorii principale [32]: metoda de persistentă, metoda fizică, metoda statistică, metoda utilizării inteligenței artificiale (IA) și metoda hibridă.

Acuratețea prognozelor este esențială pentru o integrare eficientă a SRE în SEE, iar progresele tehnologice contribuie la reducerea incertitudinii și la o mai bună gestionare variabilității producției de energie electrică din SRE.

2.1.2. Parametrii meteorologici și metode de prognoză pentru sursele de energie eoliană

Într-o perioadă marcată de tranziția către integrarea SRE în SEE, energia eoliana ocupă un rol tot mai important în mixtul energetic, însă caracterul intermitent al resursei eoliene impune utilizarea unor metode de prognoză cât mai precise. Acestea se bazează în principal pe parametri meteorologici (viteza și direcția vântului, temperatura aerului, presiunea atmosferică și densitatea aerului) și sunt îmbunătățite prin tehnologii avansate, inclusiv inteligență artificială și algoritmi de optimizare [35].

2.2. Analiza curbelor de generare P, Q = F (t) pentru sursele regenerabile de energie

2.2.1. Analiza curbelor de generare P, Q = F (t) pentru o centrală electrică fotovoltaică

Analiza curbelor de generare a puterii electrice active (P) și reactive (Q) pentru o CEF permite evidențierea funcționării acesteia pe parcursul unei zile sau pe perioade mai lungi de timp.

Puterea electrică activă generată de o CEF poate fi exprimată prin relația [47]:

$$P_{(t)} = n \cdot A \cdot G_{(t)} \cdot \eta_T \ [W] \tag{2.5}$$

unde:

$P_{(t)}$ – puterea electrică activă generată la momentul t [W];

n – numărul de panouri fotovoltaice;

A – aria suprafeței unui panou fotovoltaic [m^2]

$G_{(t)}$ – nivelul iradianței solare la momentul t [W/m^2];

η_T – randamentul de conversie a iradianței solare în energie electrică a panoului fotovoltaic [%].

Puterea electrică reactivă generată de o CEF depinde de setările invertorului și se poate exprima în funcție de puterea electrică activă și factorul de putere prin relația [48]:

$$Q_{(t)} = \frac{P_{(t)}}{PF} \cdot \sqrt{1 - PF^2}\ [VAr] \tag{2.6}$$

unde:
$P_{(t)}$ – puterea electrică activă generată la momentul *t* [W];
PF – factorul de putere (raportul dintre puterea electrică activă și aparentă).

Pentru analiza curbelor de generare a puterii electrice active și reactive în funcție de timp sunt utilizate valorile orare ale producției de energie electrică ale unei CEF de 45 MW din România. Intervalul analizat cuprinde două zile distincte: o zi lucrătoare și o zi de week-end, pentru a analiza modul în care CEF contribuie la menținerea stabilității SEE în condiții de exploatare diferite.

În figurile 2.4 și 2.5 sunt prezentate curbele de generare ale puterii electrice active și reactive în funcție de timp pentru cele două zile analizate, cu scopul de a evidenția diferențele în funcționarea CEF pe parcursul intervalului orar 0-24.

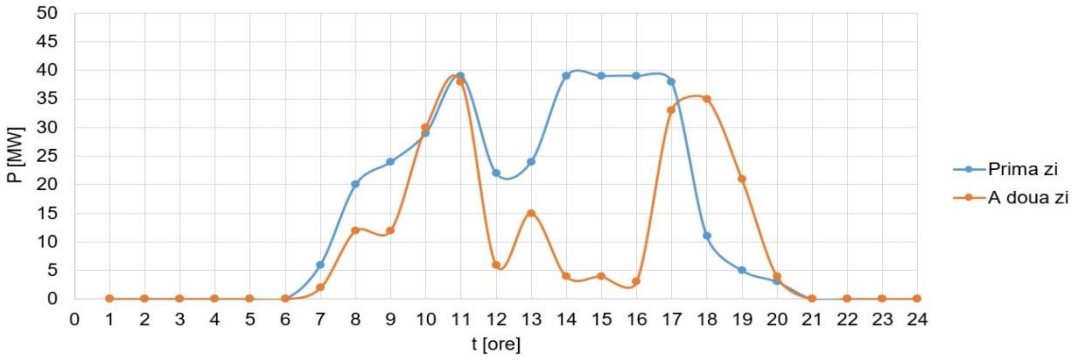


Figura 2.4. Curbele de generare P = F(t) ale unei CEF pentru două zile distincte

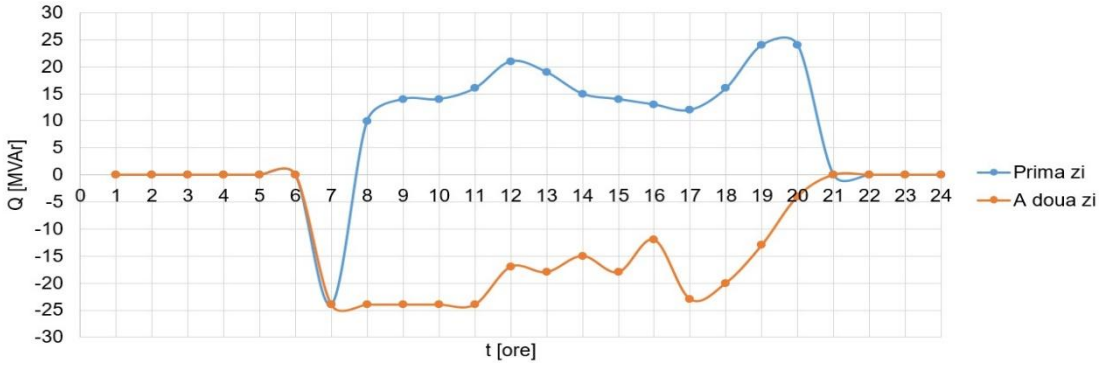


Figura 2.5. Curbele de generare Q = F(t) ale unei CEF pentru două zile distincte

Analiza comparativă a curbelor P și Q în funcție de timp pentru cele două zile analizate evidențiază modul în care condițiile meteorologice și cererea de energie electrică influențează simultan atât producția de putere electrică activă, cât și contribuția CEF asupra injecției sau absorbției de putere electrică reactivă, subliniind rolul acesteia în menținerea stabilității tensiunii la nivelul RE.

2.2.2. Analiza curbelor de generare P, Q = F (t) pentru o centrală electrică eoliană

Pentru analiza curbelor de generare a puterii electrice active și reactive în funcție de timp pentru o CEE, sunt utilizate valorile orare ale producției ale unei CEE din România care o capacitate instalată de 90 MW.

Producția de energie electrică a unei turbine eoliene este caracterizată de două componente principale: puterea electrică activă P [W] și puterea electrică reactivă Q [VAr].

Puterea electrică activă generată la momentul t se poate exprima prin relația [26]:

$$P = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^3 \cdot \eta \text{ [W]} \tag{2.7}$$

unde:

ρ – densitatea aerului [kg/m^3];

A – aria măsurată de palele turbinei [m^2];

v – viteza vântului [m/s];

η - randamentul turbinei eoliene [%].

Analiza curbelor de generare P, Q =F(t) ale CEE a fost realizată pe parcursul a trei zile consecutive dintr-o lună din perioada de vară, interval ales datorită condițiilor de funcționare reprezentative, determinate de variabilitatea resursei eoliene de energie.

În figurile 2.6 și 2.7 sunt prezentate curbele de generare ale puterii electrice active și reactive în funcție de timp pentru cele trei zile analizate, având ca obiectiv evidențierea diferențelor în funcționarea CEE pe parcursul intervalului orar 0-24.

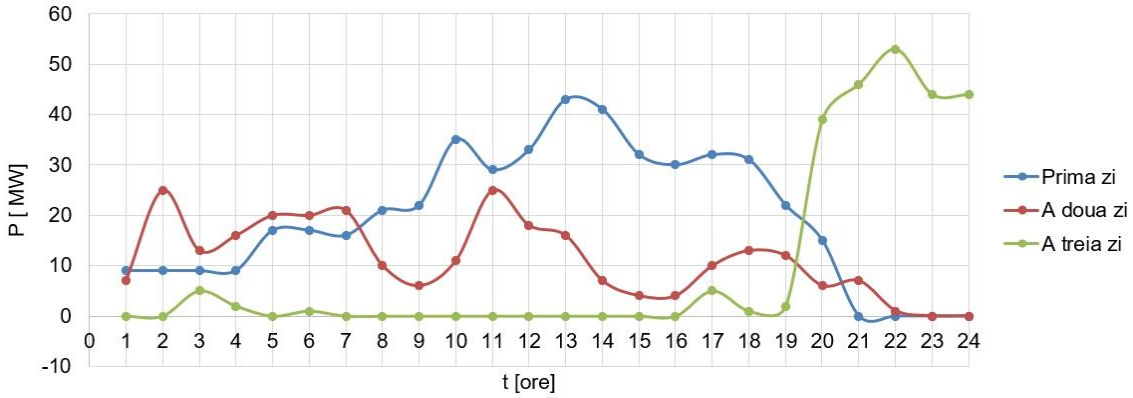


Figura 2.6. Curbele de generare P = F(t) ale unei CEE pentru trei zile distincte [48]

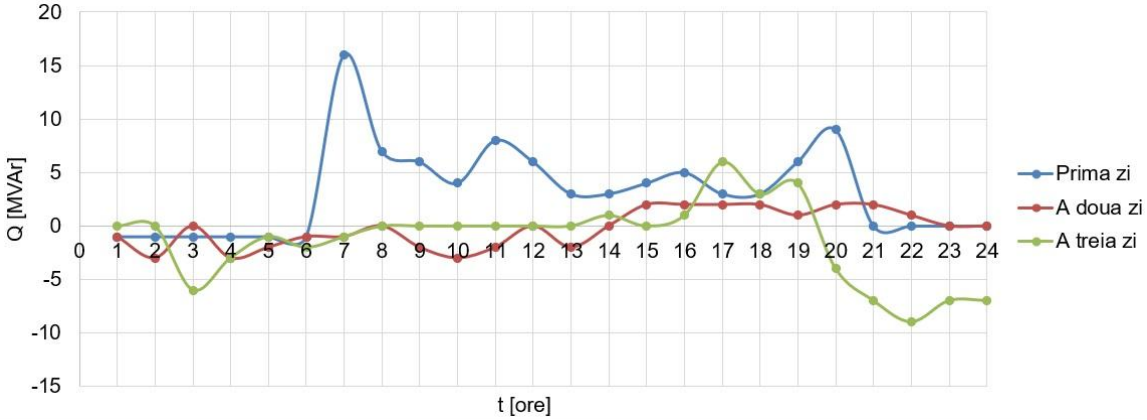


Figura 2.7. Curbele de generare Q = F(t) ale unei CEE pentru trei zile distincte [48]

Analiza comparativă a curbelor P, Q = F(t) pentru CEE analizată evidențiază impactul variabilității vântului asupra producției de energie electrică și modul în care contribuie la reglajul tensiunii în SEE. Puterea electrică activă reflectă direct condițiile de vânt, cu producție ridicată în situații favorabile, reduceri semnificative la viteze reduse și fluctuații rapide în cazul intensificărilor bruște ale vitezei vântului. Un aspect

deosebit se remarcă în a treia zi, când se produce o creștere bruscă a producție de energie electrică, subliniind importanța integrării unor surse flexibile de generare sau a sistemelor de stocare, capabile să echilibreze aceste variații. Puterea electrică reactivă depinde de regimul de operare al CEE, în prima zi, fiind o zi lucrătoare, CEE a contribuit prin injecție de putere electrică reactivă pentru creșterea tensiunilor, în timp ce în perioada de week-end a funcționat cu absorbție de putere electrică reactivă, pentru scăderea tensiunilor în RE.

2.3. Calculul energiei electrice generate pe an și factorul de capacitate pentru sursele regenerabile de energie

Factorul de capacitate (*FC)* reprezintă raportul dintre energia electrică efectiv produsă de o centrală electrică într-un anumit interval de timp (de obicei un an) și energia electrică maximă pe care ar fi putut să o producă în acea perioadă dacă ar fi funcționat continuu la puterea sa nominală [4, 48].

$$FC = \frac{Energia\ realizată}{Energia\ maxim\ posibilă} \cdot 100\ [\%] \tag{2.8}$$

Calculul energiei electrice produse de o centrală electrică implică luarea în considerare a unor parametri importanți precum factorii meteorologici, eficiența echipamentelor electrice, pierderile din sistem, și condițiile locale de mediu.

Formula generală pentru calculul a energiei electrice este [4, 48]:

$$E = P_{nom} \times t \times FC\ [Wh] \tag{2.9}$$

unde,
P_{nom} - puterea electrică nominală a centralei de energie electrică [W];
t - durata de funcționare a centralei a centralei de energie electrică [ore];
FC - factorul de capacitate [%].

2.3.1. Calculul energiei electrice generate pe an și factorul de capacitate pentru o centrală electrică fotovoltaică

Pentru determinarea energiei electrice produse anual și a FC, sunt utilizate datele zilnice de producție ale unei CEF cu o capacitate instalată de 45 MW. Monitorizarea continuă a producției de energie electrică a permis realizarea unei analizare detaliate asupra variabilității sursei solare de energie în funcție de condițiile meteorologice specifice perioadei analizate.

În figura 2.8 sunt prezentate producția de energie electrică și factorul de capacitate al CEF analizate, pe fiecare lună dintr-un an calendaristic.

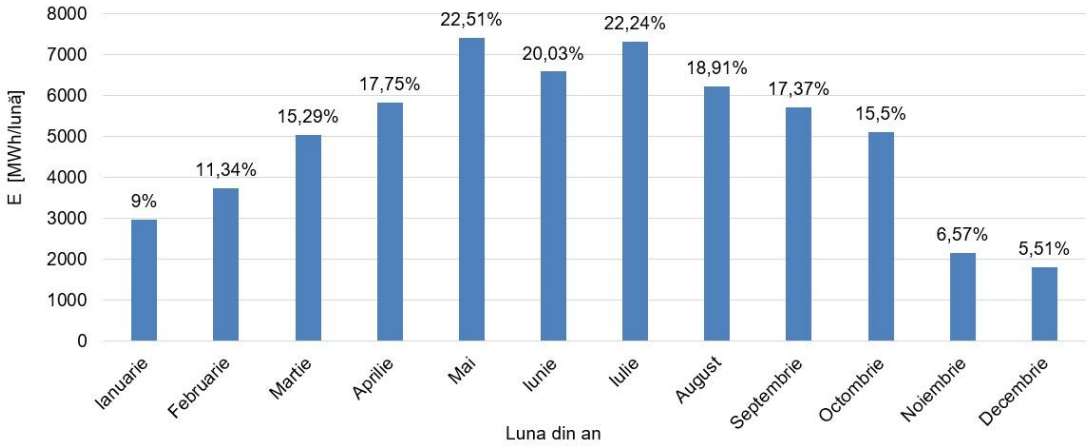


Figura 2.8. Producția de energie electrică și factorul de capacitate pe parcursul unui an pentru CEF analizată [48]

În figurile 2.9 și 2.10 este prezentată analiza producției de energie electrică pentru luna mai și luna decembrie, evidențiind contrastul dintre o lună cu condiții optime de producție a energiei electrice și lună în care nivelul iradianței solare este redus, oferind o perspectivă asupra variabilității sezoniere a performanței în funcționare a CEF.

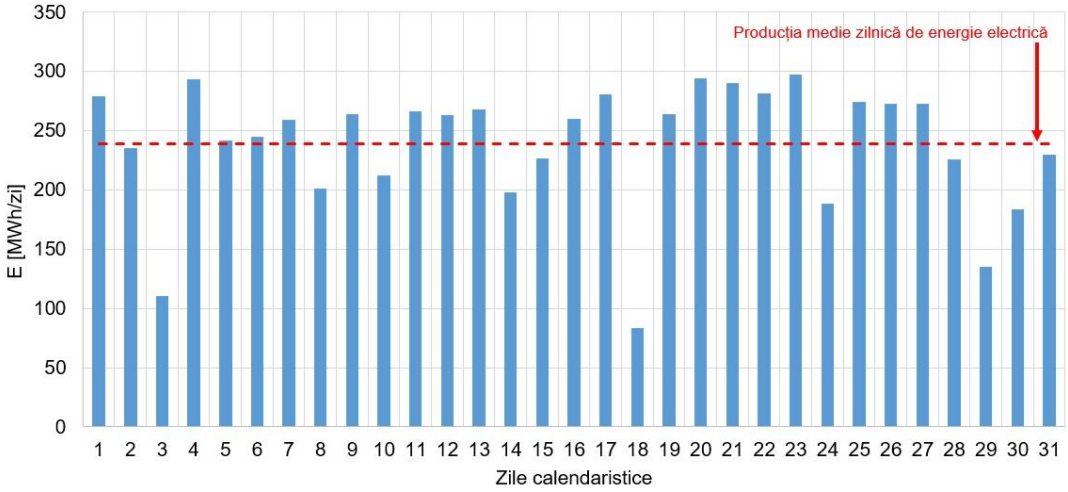


Figura 2.9. Producția zilnică de energie electrică a CEF pentru luna mai [48]

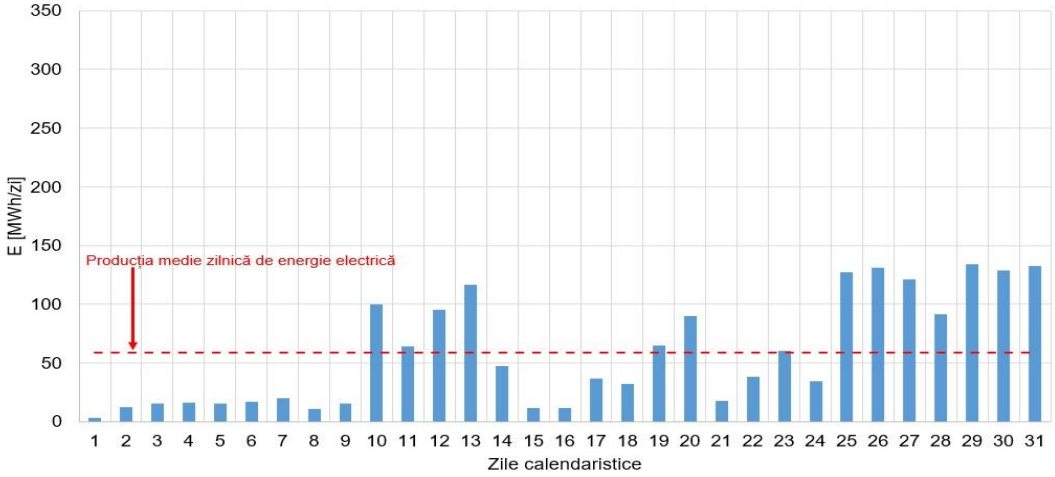


Figura 2.10. Producția zilnică de energie electrică a CEF pentru luna decembrie [48]

Analiza producției zilnice de energie electrică pentru lunile mai și decembrie, evidențiază diferențele sezoniere în funcționarea CEF. Pe parcursul anului monitorizat CEF a generat un total de 59.797,4 MWh, corespunzător FC de 15,17% și a unei durate de utilizare a puterii maxime de 1.328,86 ore/an, cu o producție zilnică medie de 238 MWh/zi în luna mai și 58 MWh/zi în luna decembrie.

2.3.2. Calculul energiei electrice generate pe an și factorul de capacitate pentru o centrală electrică eoliană

Pentru determinarea energiei electrice produse anual și a FC, sunt utilizate datele zilnice de producție ale unei CEE cu o capacitate instalată de 50 MW. Monitorizarea continuă a producției de energie electrică a permis realizarea unei analize detaliate asupra variabilității sursei eoliene de energie în funcție de condițiile meteorologice specifice perioadei analizate.

În figura 2.11 sunt prezentate producția de energie electrică și factorul de capacitate al CEE analizate, pe fiecare lună dintr-un an calendaristic.

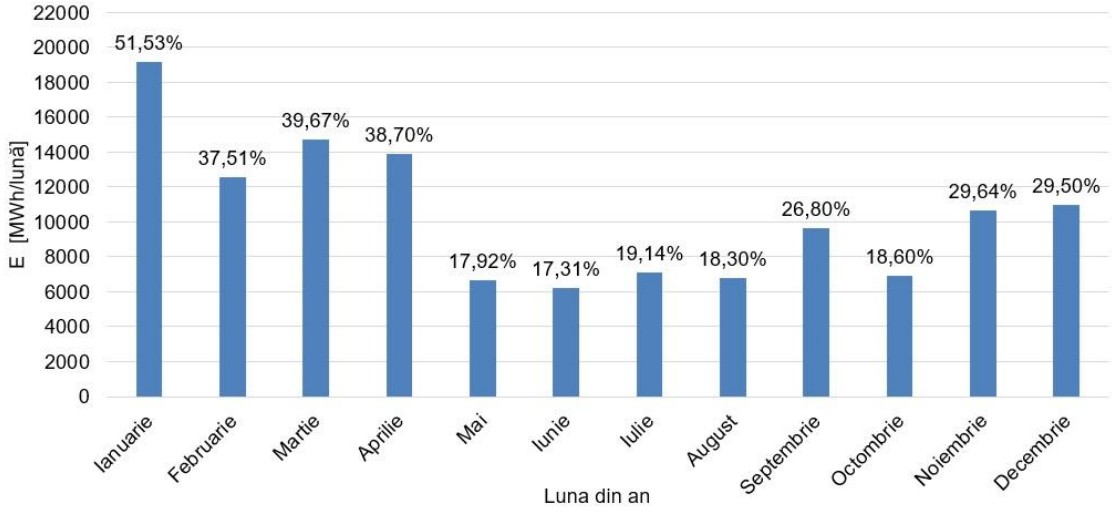


Fig. 2.11. Producția de energie electrică și factorul de capacitate pe parcursul unui an pentru CEE analizată [48]

Se observă o sezonalitate pronunțată a producției de energie electrică, cu o valoare maximă în luna ianuarie, de aproximativ 19.800 MWh, corespunzătoare unui factor de capacitate de 51,53%, determinată de intensificarea vitezei vântului caracteristic sezonului rece, și o valoare minimă obținută în luna iunie, de circa 6.900 MWh, asociată unui factor de capacitate de 17,31%, fiind influențată de viteze medii mai reduse ale vântului în această perioadă analizată.

În figurile 2.12 și 2.13 este prezentată analiza producției de energie electrică pentru luna ianuarie și luna iunie, evidențiind contrastul dintre o lună cu condiții optime de producție a energiei electrice, și o lună în care viteza vântului este mai redusă. Această comparație oferă o perspectivă asupra variabilității sezoniere a performanței în exploatare a CEE.

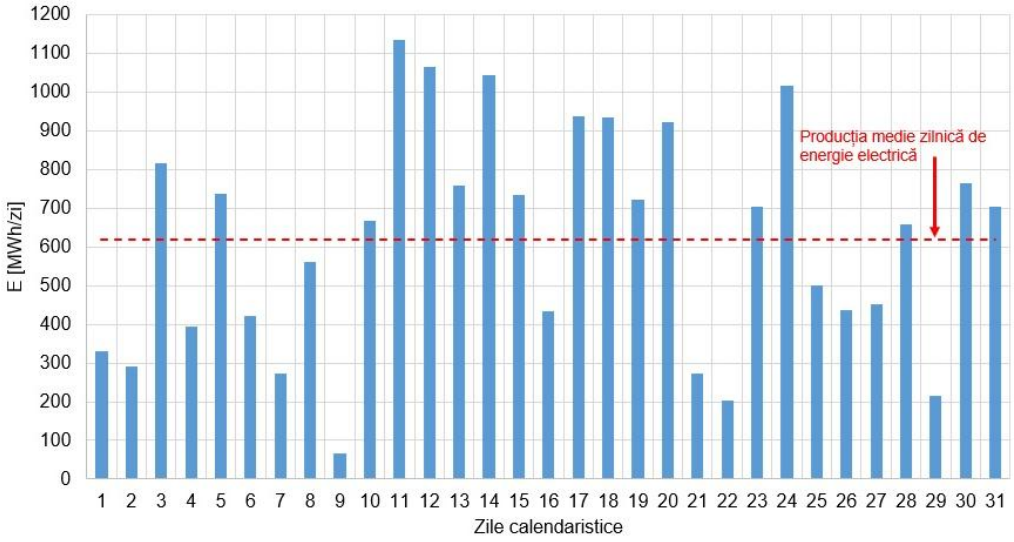


Figura 2.12. Producția zilnică de energie electrică a CEE pentru luna ianuarie [48]

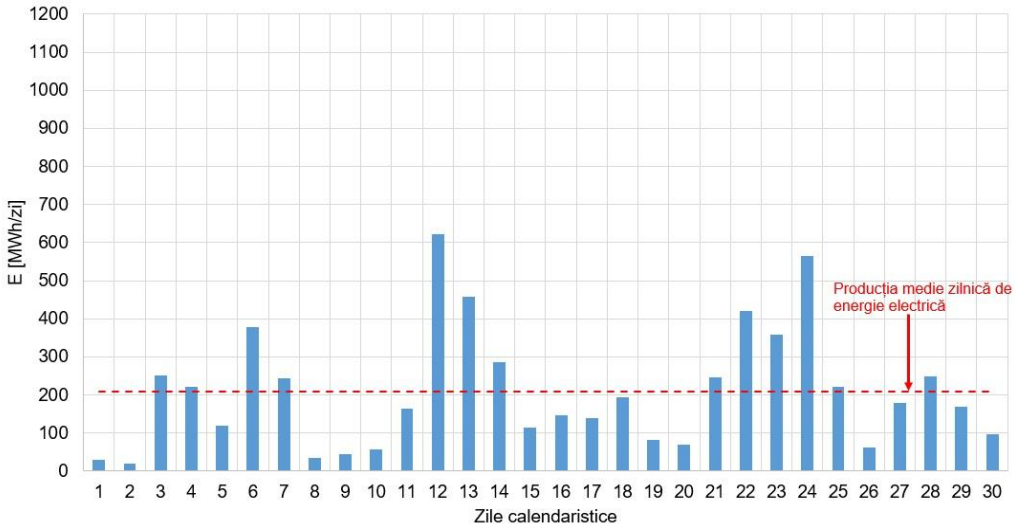


Figura 2.13. Producția zilnică de energie electrică a CEE pentru luna iunie [48]

Producția zilnică de energie electrică pentru lunile ianuarie și iunie, evidențiază contrastul dintre lunile cu cea mai mare și cea mai redusă producție de energie electrică generată de CEE analizată.

Comparând rezultatele obținute în urma analizei producției de energie electrică a celor două centrale electrice din SRE, se evidențiază diferențe semnificative atât în producția anuală de energie electrică, cât și în eficiența valorificării resurselor energetice specifice utilizate. Totodată, aceste surse se dovedesc complementare, contribuind la diversificarea mixtului energetic.

Studierea curbelor de generare P, Q = F (t) pentru sursele solare și eoliene de energie susține necesitatea integrării surselor de generare de rezervă și a altor soluții tehnice, menite să crească flexibilitatea RE și să asigure stabilitatea și siguranța în funcționare a SEE.

3. Soluții tehnice pentru creșterea siguranței în exploatare a sistemelor electroenergetice: sisteme de stocare a energiei, surse de generare de rezervă și dispozitive FACTS

3.1. Stocarea energiei în sistemele electroenergetice

3.1.1. Importanța stocării energiei electrice

Variabilitatea producției de energie electrică din SRE, precum CEF și CEE, împreună cu schimbările dinamice ale cererii de energie electrică generează provocări semnificative în funcționarea stabilă a unui Sistem Electroenergetic (SEE) [4]. Sistemele de stocare a energiei atenuează aceste efecte, prin stocarea energiei electrice în perioadele de timp cu o producție ridicată de energie electrică și livrarea acesteia în momentele de cerere crescută, contribuind la menținerea echilibrului dintre cererea și producția de energie electrică în SEE.

3.2. Surse de generare de rezervă în sistemele electroenergetice

3.2.1. Rolul surselor de generare de rezervă în sistemele electroenergetice

Integrarea accelerată a SRE (CEE și CEF) în SEE impune utilizarea surselor de generare de rezervă, acestea fiind indispensabile pentru menținerea stabilității și siguranței SEE. Sursele de generare de rezervă asigură continuitatea alimentării utilizatorilor cu energie electrică, stabilizează frecvența și tensiunea, acoperă vârfurile de sarcină, gestionează congestiile și cresc nivelul de siguranță și flexibilitate operațională a SEE [7].

3.3. Dispozitive FACTS utilizate în sistemele electroenergetice

Dispozitivele FACTS (Flexible AC Transmission Systems), sunt echipamente electrice bazate pe electronica de putere și permit controlul în timp real al tensiunii, curentului electric și al fluxurilor de putere. Comparativ cu construcția unor linii electrice de transport noi, integrarea dispozitivelor FACTS necesită investiții mai reduse în infrastructură, are un impact minim asupra mediului și implică un timp de implementare semnificativ mai scurt [66].

Integrarea acestora în RE aduce beneficii precum creșterea capacității de transport, și controlabilitate ridicată, impact redus asupra mediului și eficiență economică. Totuși, implementarea acestora este asociată cu provocări legate de costuri ridicate, complexitate tehnologică și fiabilitatea condiționată (ex. fiind sisteme complexe, pot fi expuse la defecte sau avarii care necesită intervenții rapide și costisitoare) [66, 67, 68].

3.4. Algoritm de management al surselor regenerabile de energie, al stocării energiei, dispozitivelor FACTS și al surselor de generare de rezervă

În figura 3.15 sunt prezentate principalele elemente componente ale algoritmului de management al SRE, al IS, al dispozitivelor FACTS și al surselor de generare de rezervă. Procesul include achiziția datelor de intrare, prognoză a producției de energie electrică, calculul și evaluarea dezechilibrelor raportate la limitele maxime admisibile de funcționare, aplicarea unor măsuri corective prin activarea IS, a dispozitivelor

FACTS tip STATCOM (Static Synchronous Compensator – Compensator Static Sincron) sau utilizarea surselor de generare de rezervă, precum și monitorizarea continuă a RE.

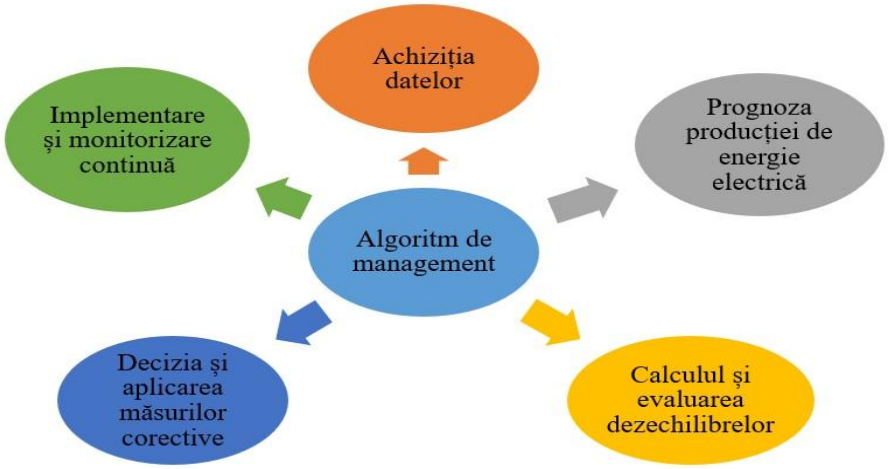


Figura 3.15. Elementele principale ale algoritmului de management propus

În Anexa A, figura A.1, este prezentat algoritmul propus pentru menținerea echilibrului de putere într-o zonă de RE, prin coordonarea funcționării IS, a surselor de generare de rezervă și a dispozitivelor FACTS tip STATCOM, utilizate pentru reglajul tensiunii.

Rolul algoritmului este de a evalua disponibilitatea și capacitatea RE, iar în cazurile în care sunt depășite restricțiile tehnice, precum nivelul tensiunilor este în afara limitelor admisibile sau depășirea puterii maxime transportabile prin elementele RE, se aplică în mod automat măsuri corective pentru a asigura funcționarea în condiții de siguranță a RE.

Aceste măsuri sunt aplicate ierarhic, după cum urmează:

- ajustarea modului de funcționare a IS (încărcare sau descărcare cu energie electrică);
- creșterea sau reducerea puterii electrice active generate de sursele de generare de rezervă;
- utilizarea dispozitivelor FACTS tip STATCOM pentru menținerea tensiunilor în limitele admisibile sau pentru creșterea puterii transportabile pe elementele RE;
- reducerea controlată a producției SRE sau, deconectarea utilizatorilor neesențiali.

Eficiența algoritmului propus pentru integrarea SRE în SEE este condiționată de o serie de limitări practice și tehnologice, precum:

- acuratețea prognozelor producției de energie electrică a SRE pe termen scurt;
- costurile ridicate ale IS;
- timpii de răspuns ale diferitelor tehnologii ale surselor de generare de rezervă;
- restricțiile tehnice ale RE;
- lipsa unui cadrul de reglementare bine definit.

4. Analiza unei zone de rețea electrică în prezența integrării masive a surselor regenerabile de energie: soluții de îmbunătățire a calității energiei electrice și creșterea siguranței în exploatare în situații critice de funcționare a rețelelor electrice

4.1. Situația energetică a rețelei electrice analizate

RE analizată este un model reprezentativ realizat pe baza unor date și configurații reale ale unei zone de RE din România și conține 37 de linii electrice aeriene (LEA) tip AL-OL de diferite secțiuni, respectiv 23 de stații electrice de transformare de 110/20 kV, numerotate generic de la N1 la N23. De asemenea, sunt incluse două stații electrice de transformare de 400/110 kV, reprezentate prin nodurile A-400 kV, A1 și A2-110 kV, respectiv B-400 kV, B1 și B2-110 kV.

În Anexa B, figura B.1, este prezentată schema electrică monofilară a rețelei analizate, realizată în programul NEPLAN.

4.3. Scenarii și regimuri permanente calculate pentru rețeaua electrică analizată

Scopul principal al analizei este identificarea situațiilor critice și aplicarea unor măsuri tehnice corective care să crească siguranța în funcționare a RE analizate.

Scenariile analizate și soluțiile tehnice utilizate sunt prezentate în tabelul 4.2, acestea corespunzând unor paliere caracteristice de sarcină: perioada unei nopți de vară (GNV), perioada unei dimineți de vară (VDV) și perioada unei seri de iarnă (VSI).

Tabelul 4.2. Scenarii reprezentative și măsurile tehnice corective utilizate în cadrul regimurilor permanente critice analizate

Scenariul analizat	**Palier caracteristic**	**Producția SRE**	**Descrierea tehnică a situației**	**Soluții tehnice utilizate**
Scenariul 1	GNV	$P_{SRE\ (CEE)} = P_{max}$	Cerere redusă și producție maximă de energie electrică	IS
Scenariul 2	GNV	$P_{SRE} = 0$ MW	Cerere redusă și absența producției locale de energie electrică	IS și Dispozitive FACTS
Scenariul 3	VDV	$P_{SRE\ (CEE,\ CEF)} = P_{max}$	Cerere moderată și producție maximă de energie electrică	IS și Dispozitive FACTS
Scenariul 4	VSI	$P_{SRE} = 0$ MW	Deficit maxim, fără surse locale de producției a energiei electrice	Sursă de rezervă, IS și dispozitive FACTS

Regimurile permanente rezultate din analiza scenariilor din tabelul 4.2 au fost evaluate din punct de vedere al [91, 92]:

- nivelului tensiunii în nodurile rețelei electrice;
- restricțiilor tehnice și gradului de încărcare al elementelor rețelei electrice (LEA și TR) în raport cu puterea aparentă nominală;
- pierderilor de putere electrică activă și reactivă în rețeaua electrică analizată;
- gradului de siguranță în exploatarea rețelei electrice în condițiile apariției unor contingențe.

4.3.1. Scenariul 1 – *Excedent de energie electrică în timpul unei nopți din perioada de vară*

În contextul integrării masive a centralelor electrice din SRE în zona de RE analizată, în perioadele de timp în care producția de energie electrică este maximă și care se suprapun cu o cerere locală minimă de energie electrică generează un excedent de energie electrică la nivel local care poate provoca apariția unor fluxuri inverse de putere din RE analizată către RET [75, 76].

Ipotezele stabilite în cadrul acestui scenariu sunt:

- Surse de energie aflate în funcție:
  - CEE sunt în funcțiune la capacitate instalată maximă (P_{CEE} = 647,3 MW);
  - CEF nu produc energie electrică (P_{CEF} = 0 MW).
- Cererea de energie electrică pentru palierul caracteristic GNV: 217,41 MW.
- Excedent de energie electrică:
  - Diferența dintre producția SRE și cererea locală de energie electrică a utilizatorilor este de 429,89 MW, care sunt exportați din RE 110 kV către RET.

Pentru identificarea soluției optime de reducere a excedentului de energie electrică și a gradului de încărcare a elementelor RE, în cadrul acestui scenariu vor fi considerate două IS tip BESS de puteri instalate diferite, racordate în nodul N3-110 kV:

- IS cu o putere instalată de 60 MW și o capacitate de stocare de 120 MWh;
- IS cu putere instalată de 120 MW și o capacitate de stocare de 240 MWh.

În figurile 4.4-4.7 sunt prezentate rezultatele simulărilor privind evoluția tensiunilor în nodurile RE, gradul de încărcare al LEA 110 kV și al TR 250 MVA, precum și pierderile de putere electrică activă (ΔP) și reactivă (ΔQ), înainte și după integrarea IS.

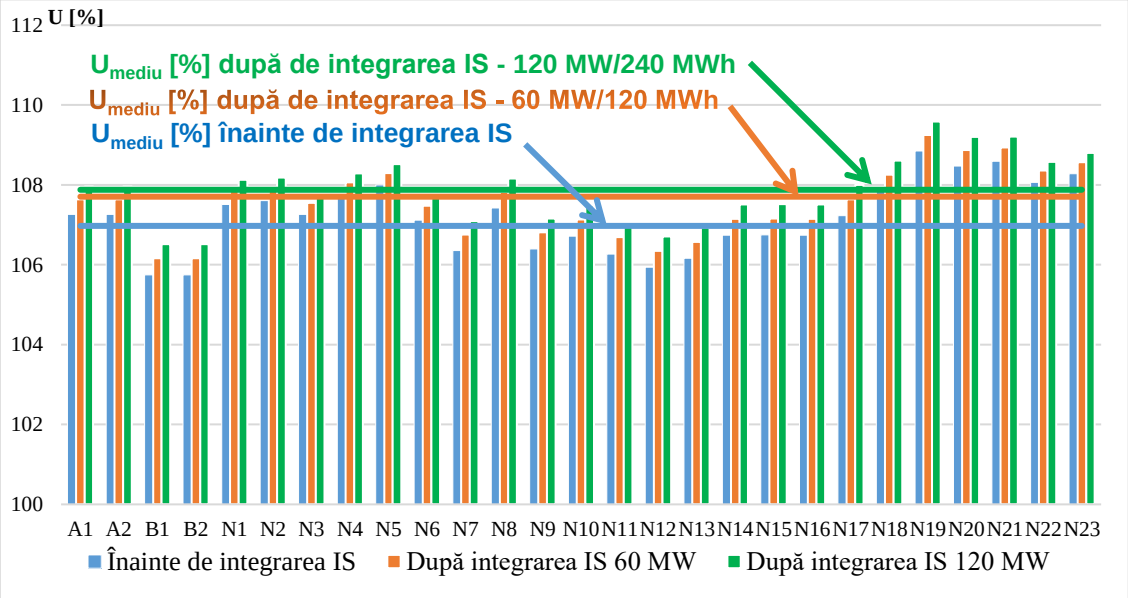


Figura 4.4. Valorile tensiunilor în nodurile RE analizate,
înainte și după integrarea IS, exprimate în procente din U_n

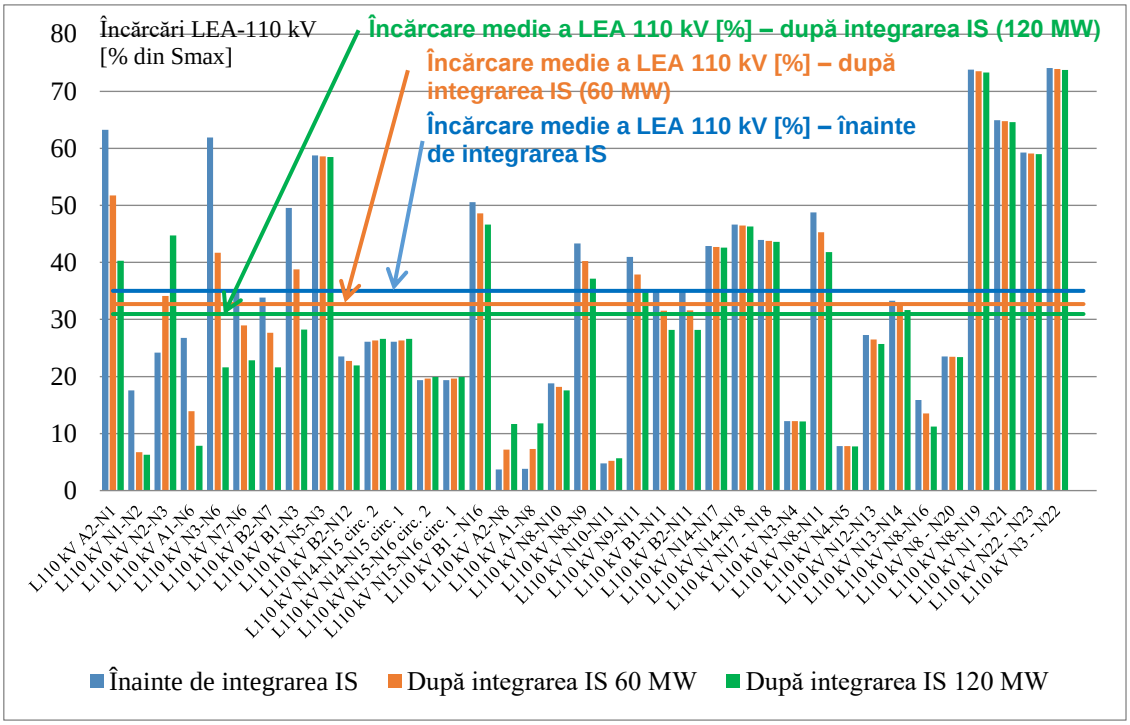


Figura 4.5. Gradul de încărcare al LEA-110 kV, înainte și după integrarea IS

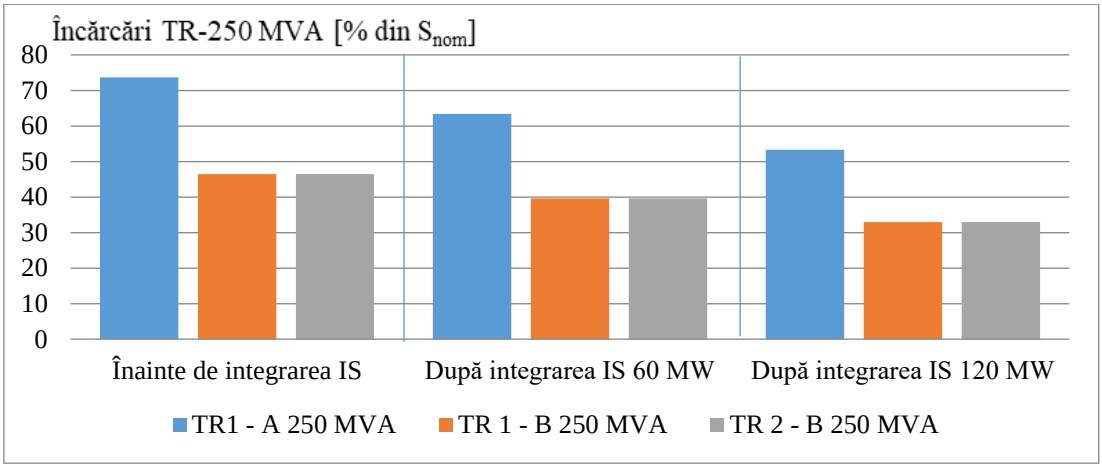


Figura 4.6. Gradul de încărcare al TR-250 MVA înainte și după integrarea IS, exprimat în procente din S_{nom}

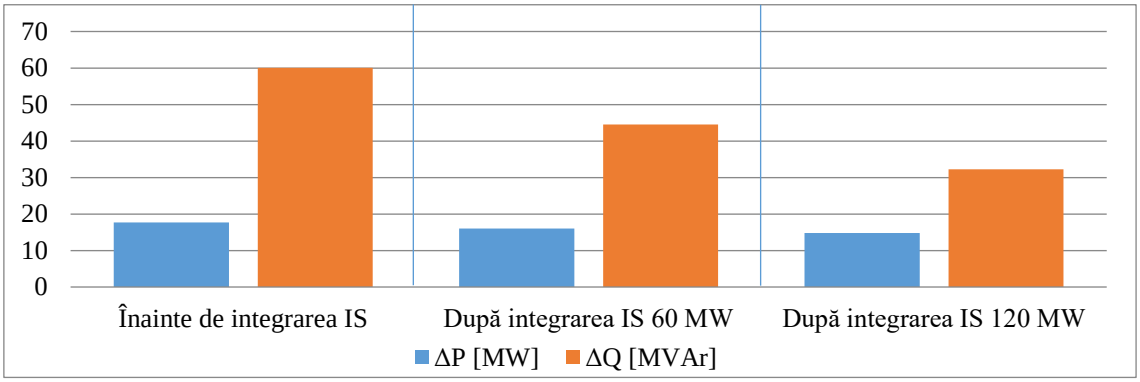


Figura 4.7. Pierderile de putere electrică activă (ΔP) și reactivă (ΔQ) înainte și după integrarea IS

În urma calculelor de regim permanent, în configurația cu toate elementele RE în funcțiune, atât fără, cât și cu IS racordate în nodul N3-110 kV, se evidențiază următoarele aspecte:

a) Valorile tensiunilor în nodurile 110 kV ale RE (figura 4.4) se încadrează în limitele admisibile (±10% din U_n), profilul tensiunilor fiind îmbunătățit după integrarea IS;

b) Gradul de încărcare al LEA-110 kV (figura 4.5) reflectă redistribuirea fluxurilor de putere electrică activă și reactivă odată cu integrarea IS, prin reducerea încărcărilor pe anumite LEA și uniformizarea solicitărilor în ansamblul RE;

c) Gradul de încărcare al transformatoarelor electrice (figura 4.6) este redus prin integrarea IS, ceea ce limitează circulațiile de putere către RET;

d) Pierderile de putere electrică activă și reactivă (figura 4.7) sunt diminuate, ceea ce evidențiază creșterea eficienței energetice a RE.

În continuare s-a realizat analiza funcționării RE în condiții de contingență de tip N-1 și N-2, atât pentru cazul inițial (fără integrarea unei IS), cu integrarea unei IS de 60 MW/120 MWh și cu IS de 120 MW/240 MWh.

Tabelul 4.3. Contingențe de tip N-1 analizate în prezența și în absența IS

Nr. crt.	**Contingență**	**Elemente afectat**	**Fără integrarea IS**	**Cu integrarea IS 60 MW/ 120 MWh**	**Cu integrarea IS 120 MW/ 240 MWh**
			Încărcare [% din S_{max}]	**Încărcare [% din S_{max}]**	**Încărcare [% din S_{max}]**
1.	**L110 kV A2-N1**	L110 kV N3-N6	112,78%	83,14%	53,86%
2.	**L110 kV N3-N6**	L110 kV A2-N1	105,18%	79,9%	54,88%
3.	**L110 kV N8-N20**	N20	Alimentare radială		
4.	**L110 kV N8-N19**	N19	Alimentare radială		
5.	**L110 kV N1-N21**	N21	Alimentare radială		
6.	**L110 kV N3-N22**	N22, N23	Alimentare radială		
7.	**L110kV N22-N23**	N23	Alimentare radială		

Tabelul 4.4. Contingențe de tip N-2 analizate în prezența și în absența IS

Nr. crt.	**Contingență**	**Elemente afectate**	**Fără integrarea IS**	**Cu integrarea IS 60 MW/ 120 MWh**	**Cu integrarea IS 120 MW/ 240 MWh**
			Încărcare [% din S_{max}]	**Încărcare [% din S_{max}]**	**Încărcare [% din S_{max}]**
1.	**L110 kV A2-N1 & L110 kV N3-N6**	L110 kV B1-N3	178,59%	133,13%	89,85%
2.	**L110 kV N3-N6 & L110 kV B1-N3**	L110 kV A2-N1	173,81%	131,07%	89,01%
		L110 kV N1-N2	127,8%	85,5%	43,94%
3.	**L110 kV A2-N1 & L110 kV B1-N3**	L110 kV N3-N6	174,01%	137,56%	99,32%
		L110 kV A1-N6	114,89%	89,24%	62,8%
4.	**TR 1-B 250 MVA & L110 kV A2-N1**	L110 kV N3-N6	120,66%	92,99%	67,52%
5.	**TR 1-A 250 MVA & L110 kV N8-N11**	L110 kV N8-N9	108,49%	98,38%	88,33%
		L110 kV N9-N11	106,11%	96,03%	85,88%
6.	**TR 1-A 250 MVA & TR 1-B 250 MVA**	TR2-B 250 MVA	169,89%	142,31%	117,34%

Rezultatele prezentate în tabelele 4.3 și 4.4 evidențiază impactul pozitiv al integrării IS, în special pentru varianta de 120 MW/240 MWh, care reduce semnificativ suprasarcinile și crește siguranța funcționării RE în condiții de contingență. Totuși, în cazul declanșării simultane a două TR-250 MVA, apare o suprasarcină temporară pe TR-250 rămas în funcțiune, situație care poate fi gestionată prin măsuri operative, precum redistribuirea fluxurilor de putere pe alte zone.

4.3.2. Scenariul 2 – *Deficit de energie electrică în timpul unei nopți din perioada de vară*

În acest scenariu nu sunt în funcție centralele electrice din SRE, iar alimentarea RE este realizată integral din RE, înregistrând un deficit de 217,41 MW. Această situație generează supratensiuni în nodurile RE, ceea ce impune analiza integrării unor dispozitive FACTS tip STATCOM.

Astfel, au fost analizate patru situații de funcționare ale RE în vederea identificării celei mai eficiente soluții tehnice pentru reducerea valorilor tensiunilor în nodurile RE, după cum urmează:

a) Cazul 1: fără integrarea IS și fără dispozitive FACTS tip STATCOM;
b) Cazul 2: cu integrarea IS 120 MW/240 MWh, fără dispozitive FACTS;
c) Cazul 3: cu integrarea IS 120 MW/240 MWh și a unui dispozitiv STATCOM (±60 MVAr) în nodul B1 110 kV;
d) Cazul 4: integrarea unui al doilea dispozitiv STATCOM (±60 MVAr) în nodul A1 110 kV, în completarea cazului nr. 3.

În figurile 4.8-4.11 sunt prezentate rezultatele simulărilor privind evoluția tensiunilor în nodurile RE, gradul de încărcare al LEA 110 kV și al transformatoarelor 250 MVA, precum și pierderile de putere electrică activă (ΔP) și reactivă (ΔQ), înainte și după integrarea IS 120 MW/240 MWh și a dispozitivelor FACTS tip STATCOM.

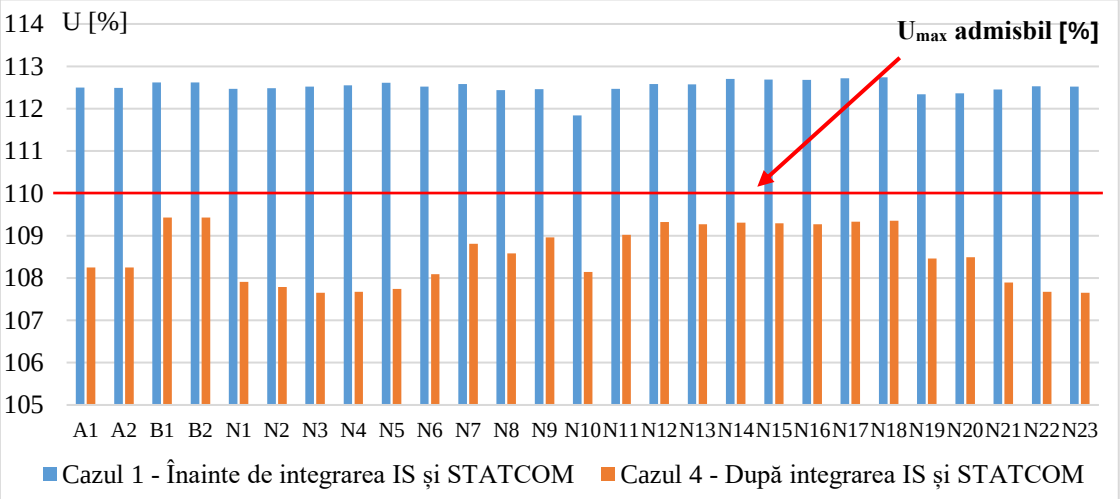


Figura 4.8. Valorile tensiunilor în nodurile RE analizate, înainte și după integrarea IS și a două STATCOM, exprimate în procente din U_n (Scenariul 2)

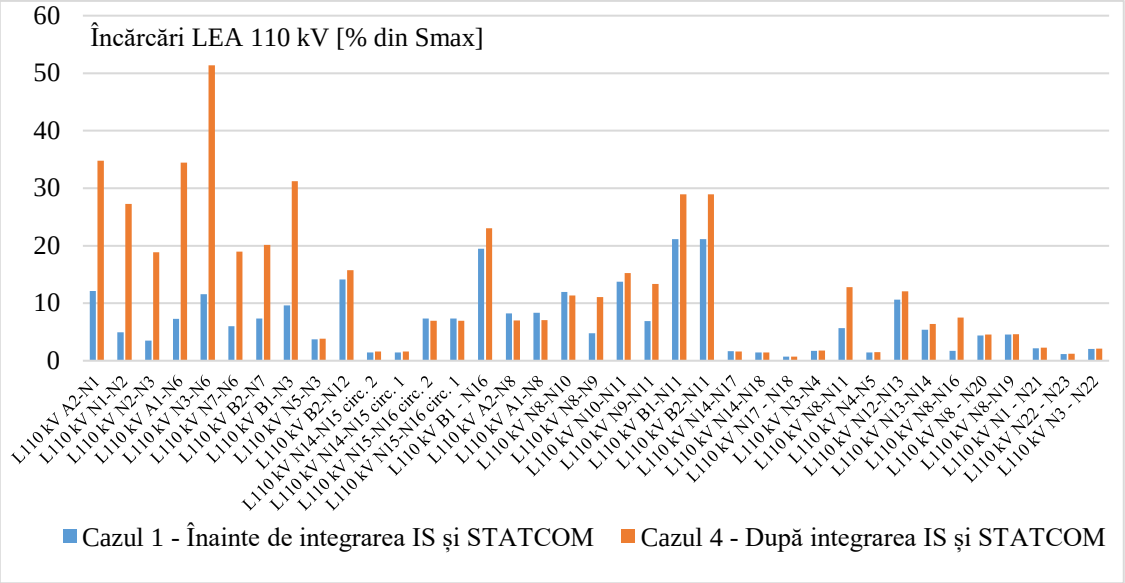


Figura 4.9. Gradul de încărcare al LEA 110 kV înainte și după integrarea IS și a două STATCOM, exprimat în procente din S_{max} (Scenariul 2)

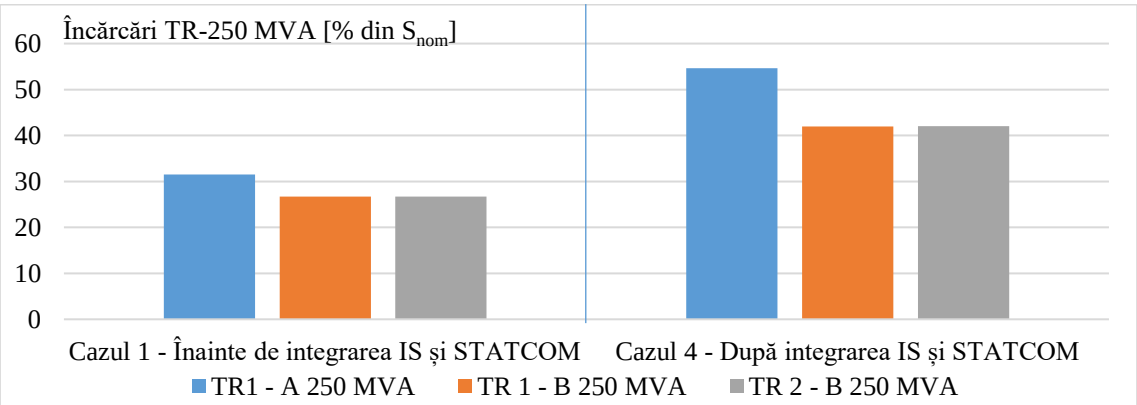


Figura 4.10. Gradul de încărcare al TR-250 MVA înainte și după integrarea IS și a două STATCOM (Scenariul 2)

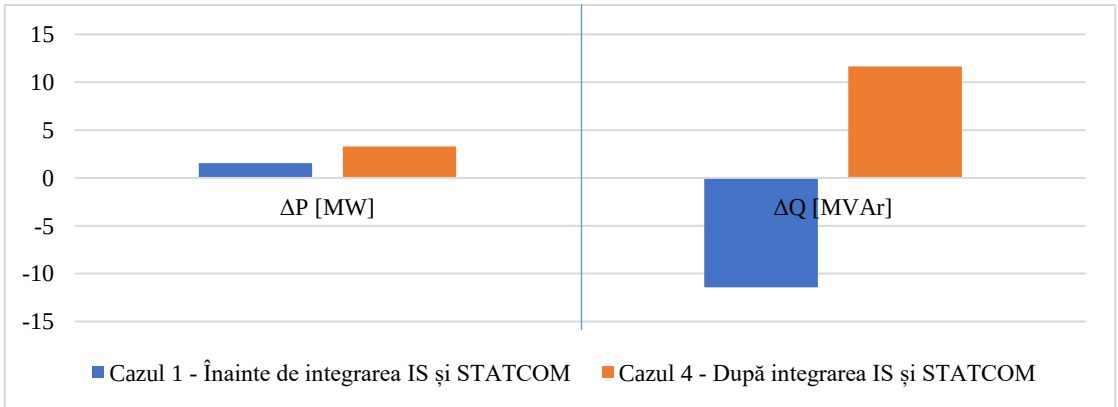


Figura 4.11. Pierderile de putere electrică activă (ΔP) și reactivă (ΔQ) înainte și după integrarea IS și a două STATCOM (Scenariul 2)

În urma efectuării calculelor de regim permanent, se evidențiază o serie de aspecte relevante cu privire la nivelul tensiunilor în noduri, gradul de încărcare al LEA 110 kV

și al TR-250 MVA, precum și asupra pierderilor de putere electrică activă și reactivă, după cum urmează:

a) *Valorile tensiunilor în nodurile 110 kV ale RE (figura 4.8)* depășesc limitele admisibile de ±10% din U_n pentru Cazul 1, iar după integrarea IS și a celor două dispozitive STATCOM (Cazul 4) se reduc semnificativ, fiind în limitele admisibile;

b) *Gradul de încărcare al LEA 110 kV (figura 4.9)* reflectă impactul integrării IS și a dispozitivelor FACTS asupra distribuției fluxurilor de putere, în contextul în care IS funcționează în regim de încărcare cu energie electrică, valorile menținându-se în limitele admisibile;

c) *Gradul de încărcare al transformatoarelor electrice (figura 4.10)* evidențiază modul în care integrarea IS și a dispozitivelor FACTS influențează distribuția fluxurilor de putere în RE analizată, acestea se majorează datorită funcționării în regim de încărcare cu energie electrică a IS;

d) *Pierderile de putere electrică activă și reactivă (figura 4.11)* evidențiază impactul integrării soluțiilor tehnice propuse, înregistrând o ușoară creștere ca urmare a intensificării fluxurilor de putere pe LEA, însă se mențin în limitele admisibile.

În continuare s-a realizat analiza funcționării RE în condiții de contingență de tip N-1 și N-2, atât pentru Cazul 1 (fără integrarea IS și a STATCOM) cât și pentru Cazul 4 (cu integrarea IS și a celor două dispozitive STATCOM).

Tabelul 4.5. Contingențe de tip N-1 analizate înainte și după integrarea IS și a două STATCOM (Scenariul 2)

Nr. crt.	Contingență	Elemente afectat	Cazul 1 și Cazul 4
1.	**L110 kV N8-N20**	N20	Alimentare radială
2.	**L110 kV N8-N19**	N19	Alimentare radială
3.	**L110 kV N1-N21**	N21	Alimentare radială
4.	**L110 kV N3-N22**	N22, N23	Alimentare radială comună
5.	**L110kV N22-N23**	N23	Alimentare radială

Tabelul 4.6. Contingențe de tip N-2 analizate înainte și după integrarea IS și a două STATCOM(Scenariul 2)

Nr. crt.	Contingență	Elemente afectate	Cazul 1 (Înainte de integrarea IS și STATCOM)	Cazul 4 (După integrarea IS și STATCOM în nodurile B1 și A1-110 kV)	Cazul 4 (După limitarea funcționării IS)
			Încărcare [% din S_{max}]	**Încărcare [% din S_{max}]**	**Încărcare [% din S_{max}]**
1.	**TR1-A250 MVA & TR2-B 250 MVA**	TR1-B 250 MVA	94,16% (Nu este cazul)	136,79%	97,83% *(După limitarea IS la 15% din P_i)*
2.	**L110 kV B1-N3& L110 kV N3-N6**	L110 kV N2-N3	18,21% (Nu este cazul)	104,95%	74,7% *(După limitarea IS la 67% din P_i)*
		L110 kV N1-N2	26,56% (Nu este cazul)	113,49%	83,17% *(După limitarea IS la 67% din P_i)*
		L110 kV A2-N1	34,01% (Nu este cazul)	121,05%	90,69% *(După limitarea IS la 67% din P_i)*

Rezultatele prezentate în tabelele 4.5 și 4.6 indică faptul că, în lipsa IS și a dispozitivelor FACTS, gradul de încărcare al elementelor RE se menține în limitele admisibile. Integrarea IS determină apariția unor suprasarcini, însă prin limitarea funcționării acesteia la un anumit procent din puterea instalată (P_i), sunt eliminate suprasarcinile pe elementele solicitate ale RE, evidențiind rolul controlabilității IS în scenarii critice de funcționare.

4.3.3. Scenariul 3 – *Excedent de energie electrică în timpul unei dimineți din perioada de vară*

Integrarea pe scară largă a centralelor electrice din SRE în zona de RE analizată are un impact semnificativ asupra echilibrului energetic local, în special în intervalele de timp în care producția SRE se apropie de valorile maxime. În aceste condiții, apare un excedent de energie electrică la nivelul RE 110 kV analizate care trebuie evacuat către RET.

Ipotezele stabilite în cadrul acestui scenariu sunt:

- Surse de energie aflate în funcție:
  - CEE sunt în funcțiune la capacitate instalată maximă (P_{CEE} = 647,3 MW);
  - CEF sunt în funcțiune la capacitate instalată maximă (P_{CEF} = 65 MW).
- Cererea de energie electrică corespunzătoare palierului caracteristic VDV: 358,98 MW.
- Excedent de energie electrică:
  - Diferența dintre producția SRE și cererea locală de energie electrică a utilizatorilor este de 353,32 MW, care trebuie evacuată din RED către RET.

Pentru gestionarea acestei situații, în cadrul acestui scenariu s-a urmărit reducerea excedentului de energie electrică și a gradului de încărcare pe elementele RE prin utilizarea unei IS de 120 MW/240 MWh, care funcționează în regim de încărcare de energie electrică la 100% din puterea instalată. De asemenea, au fost analizate efectele integrării unor dispozitive FACTS tip STATCOM de ±60 MVAr cu scopul creșterii nivelului de tensiune în RE de 110 kV și, implicit, a puterii transportabile pe LEA 110 kV în aceste condiții.

În figurile 4.12-4.15 sunt prezentate rezultatele simulărilor privind evoluția tensiunilor în nodurile RE, gradul de încărcare al LEA 110 kV și al transformatoarelor 250 MVA, precum și pierderile de putere electrică activă (ΔP) și reactivă (ΔQ), înainte de integrarea IS și a dispozitivelor STATCOM, cu integrarea doar a IS de 120 MW/240 MWh și cu integrarea IS împreună cu două dispozitive STATCOM racordate în nodurile A1 și B1-110 kV.

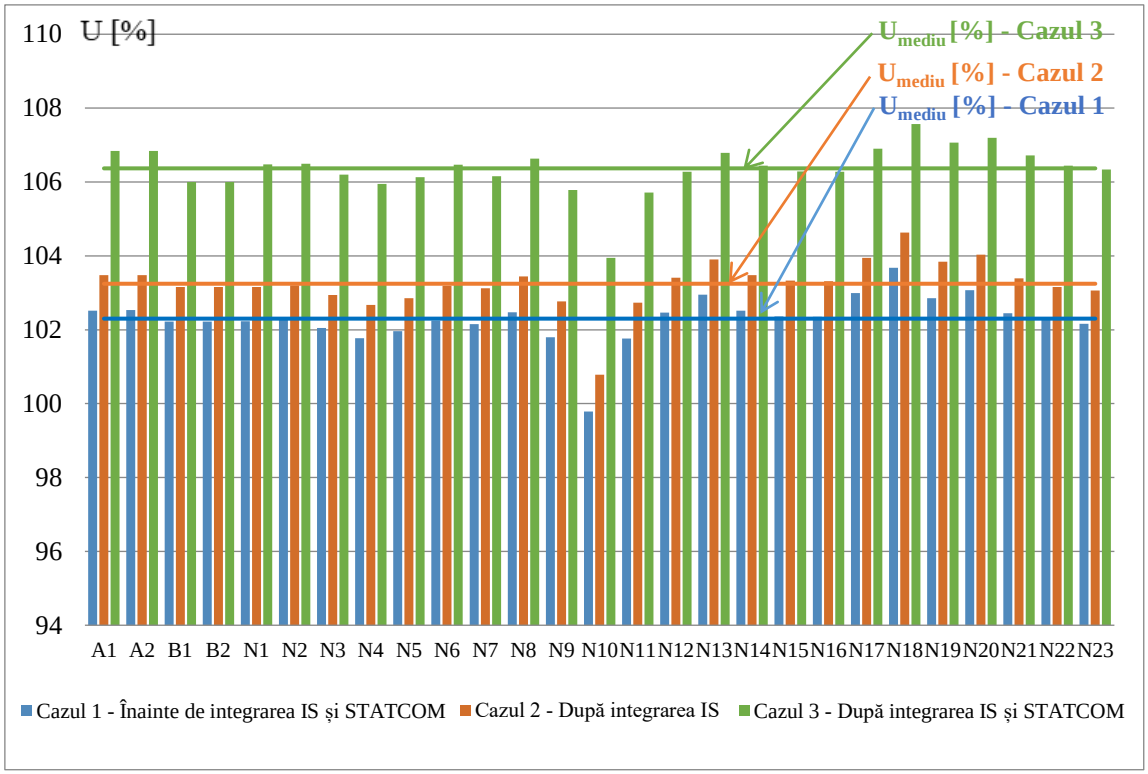


Figura 4.12. Valorile tensiunii în nodurile RE analizate, înainte și după integrarea IS și a două STATCOM, exprimate în procente din U_n (Scenariul 3)

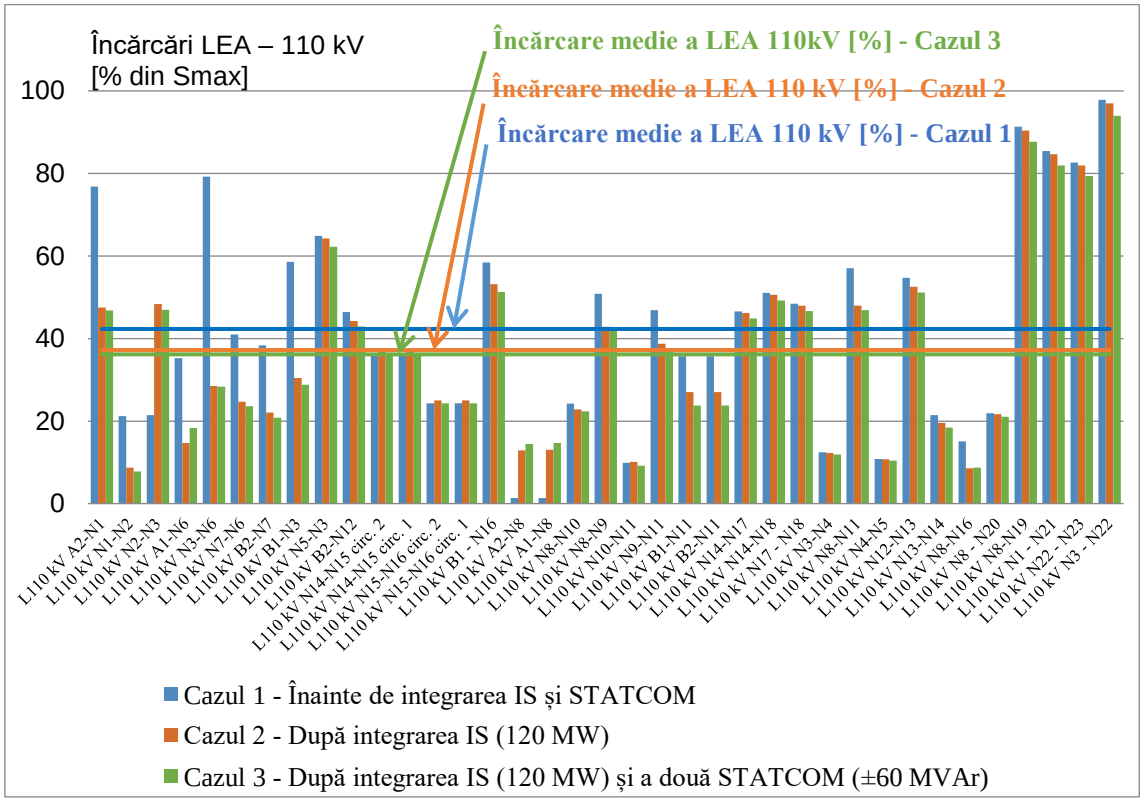


Figura 4.13. Gradul de încărcare al LEA-110 kV înainte și după integrarea IS și a două STATCOM, exprimat în procente din S_{max} (Scenariul 3)

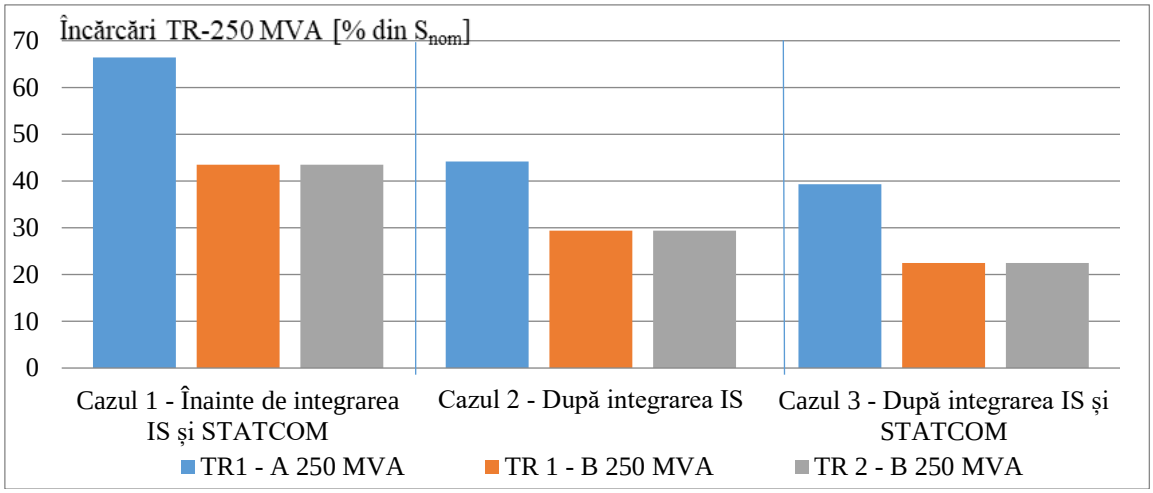


Figura 4.14. Gradul de încărcare al TR-250 MVA înainte și după integrarea IS și a două STATCOM (Scenariul 3)

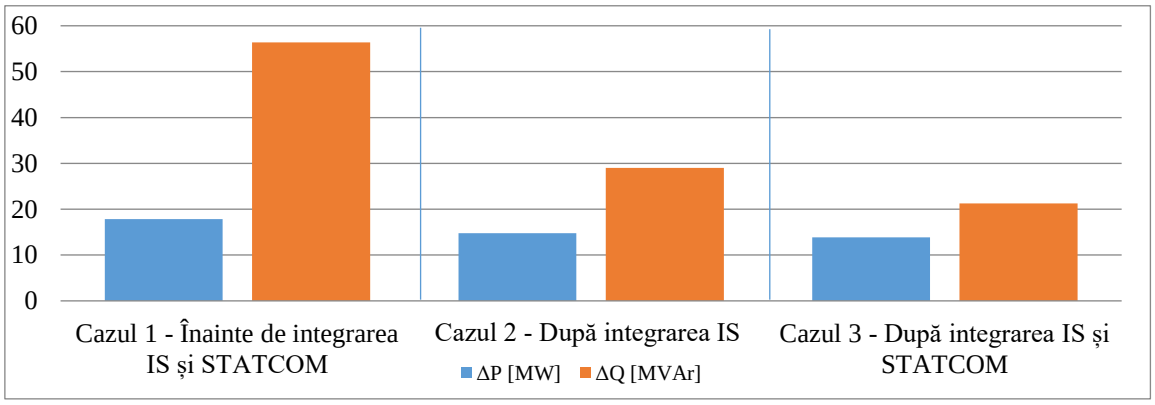


Figura 4.15. Pierderile de putere electrică activă (ΔP) și reactivă (ΔQ) (Scenariul 3) înainte și după integrarea IS și a două STATCOM

În urma calculelor de regim permanent, pentru configurația cu toate elementele în funcțiune, atât în absența, cât și în prezența IS de 120 MW/240 MWh și a celor două dispozitive FACTS tip STATCOM de ±60 MVAr, se evidențiază următoarele aspecte:

a) *Valorile tensiunilor în nodurile 110 kV ale RE (figura 4.12)* evidențiază o creștere a nivelului de tensiune, fără depășirea limitelor admisibile de ±10% din U_n pentru cele trei cazuri analizate, iar dispozitivele STATCOM contribuie la îmbunătățirea profilului tensiunilor;

b) *Gradul de încărcare al LEA-110 kV (figura 4.13)* reflectă impactul integrării IS și a dispozitivelor FACTS asupra distribuției fluxurilor de putere în RE analizată;

c) *Gradul de încărcare al transformatoarelor electrice (figura 4.14)* este ridicat în situația inițială, se reduce semnificativ după integrarea IS și scade suplimentar prin integrarea dispozitivelor STACOM, menținându-se în limitele admisibile;

d) *Pierderile de putere electrică activă și reactivă (figura 4.15)* evidențiază impactul integrării IS și a dispozitivelor FACTS asupra eficienței energetice a RE analizate.

În continuare s-a realizat analiza funcționării RE în condiții de contingență de tip N-1 și N-2, atât pentru Cazul 1 (fără integrarea IS și a STATCOM), Cazul 2 (cu integrarea IS) cât și pentru Cazul 3 (cu integrarea IS și a celor două dispozitive STATCOM).

Tabelul 4.7. Contingențe de tip N-1 analizate înainte și după integrarea IS și a două STATCOM (Scenariul 3)

Nr. crt.	Contingență	Elemente afectate	Cazul 1	Cazul 2	Cazul 3
			Încărcare [% din S_{max}]	Încărcare [% din S_{max}]	Încărcare [% din S_{max}]
1.	**L110 kV A2-N1**	L110 kV N3-N6	142,04	66,86	66,15
2.	**L110 kV N3-N6**	L110 kV A2-N1	131,22	66,82	65,92
3.	**L110 kV B1-N3**	L110 kV N3-N6	118,36	48,26	46,22
4.	**TR1-A 250 MVA**	L110 kV N3-N22	101,45	99,05	93,01
5.	**TR1-B 250 MVA**	L110 kV N3-N22	100,27	98,62	94,22
6.	**TR2-B 250 MVA**	L110 kV N3-N22	100,27	98,62	94,22
7.	**L110 kV N8-N20**	N20	Alimentare radială		
8.	**L110 kV N8-N19**	N19	Alimentare radială		
9.	**L110 kV N1-N21**	N21	Alimentare radială		
10.	**L110 kV N3-N22**	N22, N23	Alimentare radială comună		
11.	**L110kV N22-N23**	N23	Alimentare radială		

Tabelul 4.8. Contingențe de tip N-2 analizate înainte și după integrarea IS și a două STATCOM (Scenariul 3)

Nr. crt.	Contingență	Elemente afectate	Cazul 1	Cazul 2	Cazul 3
			Încărcare [% din S_{max}]	Încărcare [% din S_{max}]	Încărcare [% din S_{max}]
1.	**L110 kV A2-N1 & L110 kV N3-N6**	L110 kV B1-N3	234,26	105,41	99,49
2.	**L110 kV A2-N1 & L110 kV B1-N3**	L110 kV N3-N6	218,1	102,29	97,5%
3.	**TR 1-A 250 MVA & TR 2-B 250 MVA**	TR 1-B 250 MVA	190,8	110,52	83,04
4.	**TR 1-B 250 MVA & TR 2-B 250 MVA**	TR 1-A 250 MVA	176,34	112,41	84,18
5.	**TR 1-B 250 MVA & L110 kV A2-N1**	L110 kV N3-N6	154,08	74,03	65,19

Analiza regimurilor permanente de tip N-1 și N-2, din tabelele 4.7 și 4.8 evidențiază situații critice care pot apărea în exploatarea RE în absența unor soluții tehnice precum integrarea unei IS și a dispozitivelor FACTS tip STATCOM.

După integrarea dispozitivelor FACTS tip STATCOM (Cazul 3), acestea contribuie la creșterea nivelului de tensiune în nodurile RE și, implicit, la scăderea gradului de încărcare a elementelor RE atât în condiții de contingență de tip N-1 și N-2. Astfel, conform tabelului 4.8 se poate observa ca nici în condiții de contingență de tip N-2 nu apar supraîncărcări pe elementele RE.

4.3.4. Scenariul 4 – *Deficit de energie electrică în timpul unei seri din perioada de iarnă*

Scenariul 4 corespunde palierului caracteristic de vârf de sarcină din perioada de iarnă (VSI), caracterizat de o cerere ridicată de energie electrică. În absența producției locale de energie electrică (P_{SRE} = 0 MW), alimentarea utilizatorilor este realizată prin intermediul celor trei TR-250 MVA, ceea ce poate conduce la apariția unor valori scăzute ale tensiunilor în nodurile RE, supraîncărcări ale TR-250 MVA în condiții de contingență sau pierderi mari de putere electrică activă sau reactivă.

Pentru reducerea acestor riscuri operaționale, în cadrul scenariului analizat sunt evaluate următoarele cazuri de funcționare a RE:

- *Cazul 1 - Situația inițială*: care reprezintă regimul permanent de bază, fără integrarea alor elemente în cadrul RE analizate;
- *Cazul 2 - Integrarea unei IS de 120 MW/240 MWh*, care funcționează în regim de descărcare energie electrică la putere instalată maximă, pentru acoperirea parțială a cererii de energie electrică, racordată în nodul N3-110 kV;
- *Cazul 3 - Integrarea unei centrale electrice pe gaze naturale (CEG) de 100 MW*, în completarea IS din Cazul 2, cu rol de sursă de rezervă pentru a asigura continuitatea alimentării utilizator în condiții de vârf de sarcină, racordată în nodul N16-110 kV;
- *Cazul 4 - Integrarea unor dispozitive FACTS tip STATCOM*, de ±60 MVAr fiecare, în completarea CEG din Cazul 3, în nodurile A1 și B1-110 kV, având ca obiectiv creșterea nivelului de tensiune și reducerea pierderilor de putere electrică activă și reactivă.

În figurile 4.16-4.19 sunt prezentate rezultatele simulărilor privind evoluția tensiunilor în nodurile RE, gradul de încărcare al LEA 110 kV și al transformatoarelor 250 MVA, precum și pierderile de putere electrică activă (ΔP) și reactivă (ΔQ), înainte și după integrarea IS, a CEG și a dispozitivelor FACTS tip STATCOM.

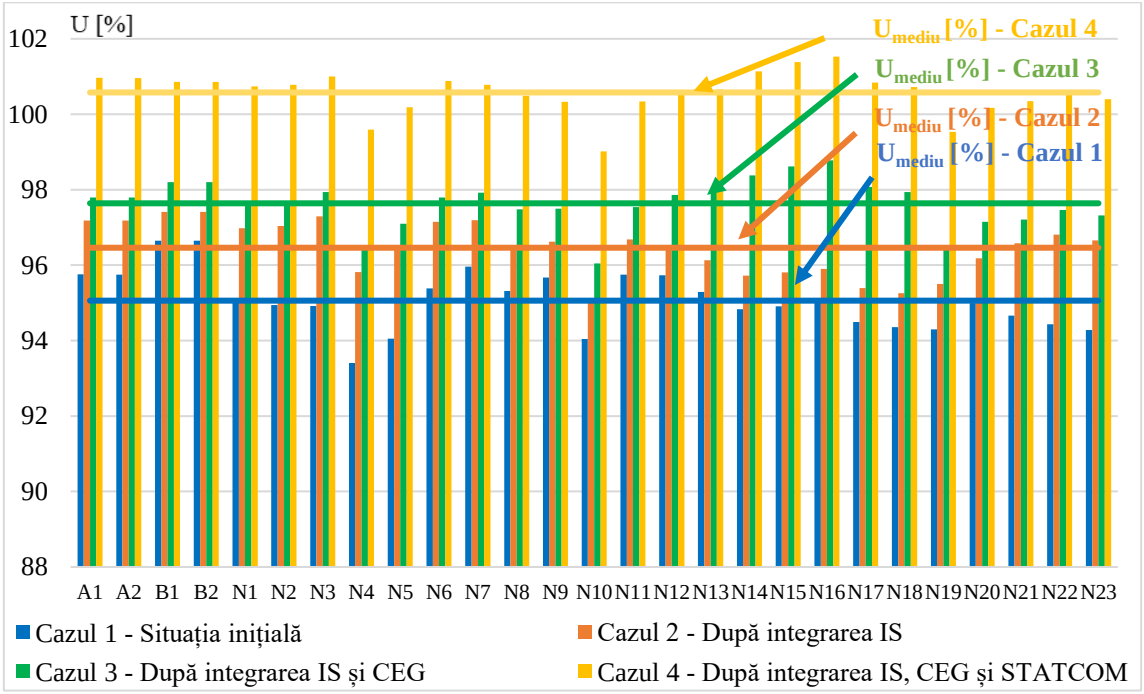


Figura 4.16. Valorile tensiunilor în nodurile RE înainte și după integrarea IS, a CEG și a două STATCOM

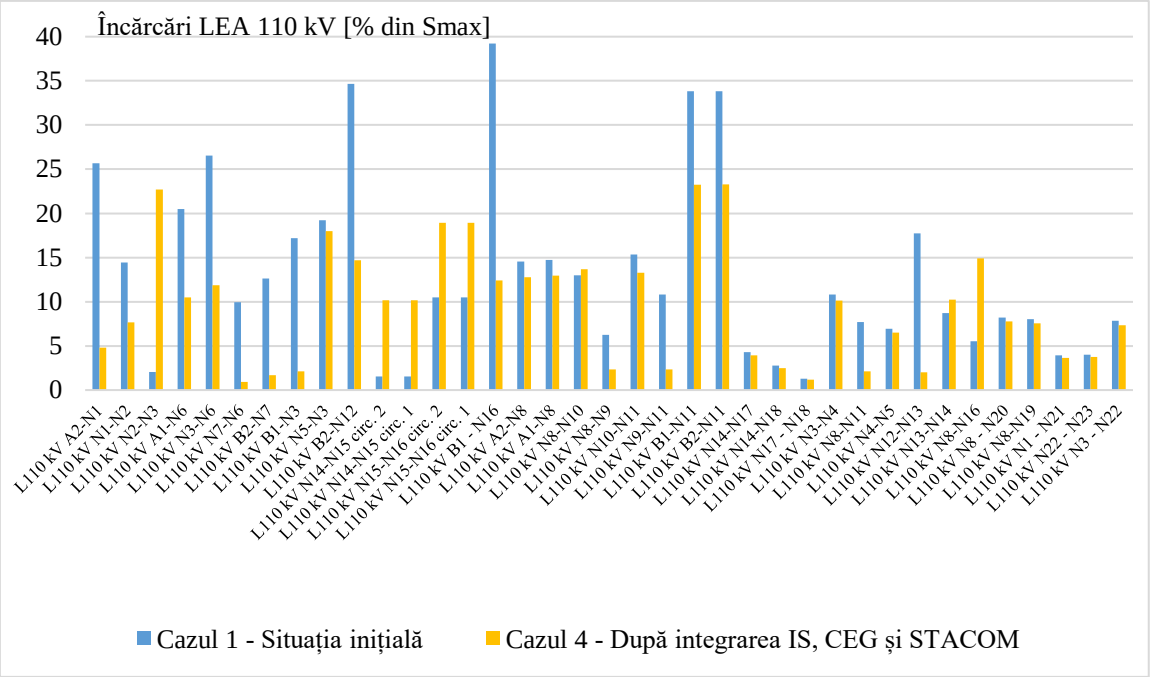


Figura 4.17. Gradul de încărcare al LEA-110 kV înainte și după integrarea IS, CEG și a două STATCOM, exprimat în procente din S_{max}

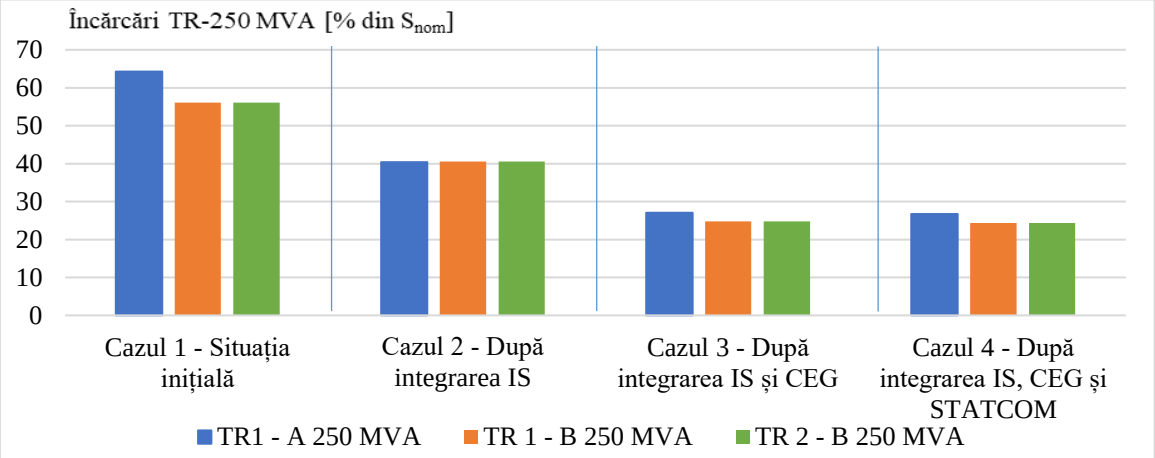


Figura 4.18. Gradul de încărcare al TR-250 MVA, înainte și după integrarea IS, a CEG și a două STATCOM

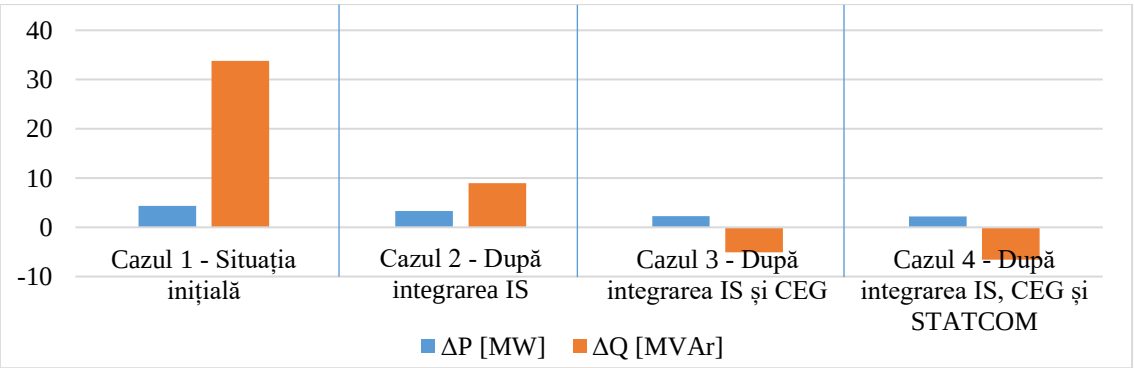


Figura 4.19. Pierderile de putere electrică activă (ΔP) și reactivă (ΔQ), înainte și după integrarea IS, a CEG și a două STATCOM

În urma calculelor de regim permanent, pentru cele patru cazuri analizate, atât în absența, cât și în prezența IS de 120 MW/240 MWh, a CEG de 100 MW și a celor două dispozitive FACTS tip STATCOM de ±60 MVAr, se evidențiază următoarele aspecte:

a) *Valorile tensiunilor în nodurile 110 kV ale RE (figura 4.16)* evidențiază o creștere a nivelului de tensiune în nodurile RE, fără depășirea limitelor admisibile (±10% din U_n), integrarea dispozitivelor STATCOM contribuind la îmbunătățirea profilului de tensiune;

b) *Gradul de încărcare al LEA-110 kV (figura 4.17)* reflectă impactul integrării IS, a CEG și a dispozitivelor FACTS asupra distribuției fluxurilor de putere în RE analizată, în contextul unei cereri ridicate de energie electrică;

c) *Gradul de încărcare al transformatoarelor electrice 250 MVA (figura 4.18)* evidențiază modul în care integrarea IS, a CEG și a dispozitivelor FACTS influențează distribuția fluxurilor de putere în RE analizată. Valorile gradului de încărcare al celor trei TR-250 MVA, indică o scădere semnificativă a solicitării acestora;

d) *Pierderile de putere electrică activă și reactivă (figura 4.19)* evidențiază impactul integrării IS, a CEG și a dispozitivelor FACTS asupra regimului de funcționare a RE analizate, scăderea pierderilor de putere electrică reactivă fiind mai pronunțată, care în situația inițială (Cazul 1) au valori ridicate datorită lipse surselor locale de compensare.

În continuare s-a realizat analiza funcționării RE în condiții de contingență de tip N-1 și N-2, atât pentru Cazul 1 (fără integrarea IS și a STATCOM), Cazul 2 (cu integrarea IS), Cazul 3 (cu integrarea IS și a CEG) cât și pentru Cazul 4 (cu integrarea IS, a CEG și a celor două dispozitive STATCOM).

Tabelul 4.9. Contingențe de tip N-1 analizate înainte și după integrarea IS, a CEG și a două STATCOM

Nr. crt.	**Contingență**	**Elemente afectate**	**Cazul 1**	**Cazul 2**	**Cazul 3**	**Cazul 4**
			Abateri valori tensiune [% din U_n]	**Abateri valori tensiune [% din U_n]**	**Abateri valori tensiune [% din U_n]**	**Abateri valori tensiune [% din U_n]**
1.	**TR1-A 250 MVA**	N19	89,07	92,71	94,6	100,37
		N1	89,09	93,74	95,41	101,61
		N2	89,11	93,91	95,56	101,61
		N3	89,31	94,92	95,06	101,84
2.	**L110 kV N5-N3**	N5	88,44	91,18	91,89	95,2
3.	**L110 kV N8-N20**	N20	Alimentare radială			
4.	**L110 kV N8-N19**	N19	Alimentare radială			
5.	**L110 kV N1-N21**	N21	Alimentare radială			
6.	**L110 kV N3-N22**	N22, N23	Alimentare radială comună			
7.	**L110kV N22-N23**	N23	Alimentare radială			

Tabelul 4.10. Contingențe de tip N-2 analizate înainte și după integrarea IS, a CEG și a două STATCOM

Nr. crt.	Contingență	Elemente afectate	Cazul 1	Cazul 2	Cazul 3	Cazul 4
			Încărcare [% din S_{max}] / Abateri valori tensiune [% din U_n]	**Încărcare [% din S_{max}] / Abateri valori tensiune [% din U_n]**	**Încărcare [% din S_{max}] / Abateri valori tensiune [% din U_n]**	**Încărcare [% din S_{max}] / Abateri valori tensiune [% din U_n]**
1.	**L110 kV A2-N1 & L110 kV N3-N6**	N4	86,58	95,78	96,61	99,33
		N21	87,22	96,35	97,17	99,88
		N3	87,23	97,25	98,07	100,74
		N5	87,24	96,4	97,23	99,93
2.	**L110 kV A2-N1 & TR1-A 250 MVA**	N4	87,43	92,79	94,41	100,29
		N5	88,13	93,43	95,05	100,88
		N21	88,06	93,81	94,99	100,82
		N3	89,06	94,31	95,91	101,68
3.	**TR1-A 250 MVA & TR1-B 250 MVA**	N4	74,48	86,94	91,27	102,36
		N5	75,21	87,64	91,93	102,93
		N21	75,65	87,54	91,88	103,11
		N3	76,44	88,59	92,83	103,71
		TR2-B 250 MVA	215,11	132,14	80,16	74,69

Rezultatele prezentate în tabelele 4.9 și 4.10 demonstrează faptul că, pentru Cazul 1 apar abateri majore ale valorilor tensiunilor (sunt 90% din U_n) și suprasarcini critice pe TR2-B 250 MVA (până la 215%). Integrarea IS și a CEG reduce aceste valori, iar integrarea suplimentară a celor două STATCOM (Cazul 4) readuce tensiunile în limitele admisibile și scade gradul de încărcare al TR-250 MVA, confirmând eficiența soluțiilor propuse.

5. Concluzii generale, contribuții personale și perspective de cercetare

Acest capitol sintetizează principalele concluzii ale cercetării realizate, evidențiind rezultatele obținute și modul în care acestea contribuie la înțelegerea și soluționarea aspectelor legate de integrarea surselor regenerabile de energie în sistemele electroenergetice. Totodată, sunt prezentate contribuțiile personale, precum și direcții de dezvoltare ulterioare care pot constitui puncte de plecare pentru cercetări viitoare.

5.1. Concluzii generale

Integrarea masivă a surselor regenerabile de energie în sistemele electroenergetice reprezintă o provocare, determinată de caracterul variabil și intermitent al acestora, dar și o oportunitate pentru reducerea dependenței utilizării resurselor convenționale de energie. Analizele efectuate confirmă faptul că, pe lângă avantajele evidente, creșterea ponderii centralelor electrice fotovoltaice și eoliene ridică probleme de stabilitate și siguranță în exploatarea rețelelor electrice, ceea ce impune integrarea unor soluții tehnice avansate și o planificare atentă a exploatării acestora.

Pe baza cercetărilor efectuate, principalele concluzii sunt:

a) Variabilitatea producției de energie electrică a SRE influențează direct funcționarea sistemelor electroenergetice, ceea ce generează dezechilibre între producția și cererea de energie electrică, modificarea fluxurilor de putere și apariția unor abateri ale valorilor tensiunii și frecvenței în afara limitelor admisibile. Această caracteristică specifică surselor fotovoltaice și eoliene determină necesitatea adaptării permanente a rețelelor electrice și arată că integrarea masivă a acestor surse de energie nu poate fi realizată fără soluții tehnice suplimentare de creștere a flexibilității în exploatarea rețelelor electrice;

b) Analiza curbelor de generare și a factorului de capacitate depășește rolul descriptiv și devine un instrument esențial pentru evaluarea stabilității și fundamentarea deciziilor de conducere a SEE. Prin cuantificarea variabilității și prin identificarea amplitudinii maxime a abaterilor de producție se justifică necesitatea dimensionării surselor de generare de rezervă, indispensabile echilibrării în timp real și menținerea siguranței în exploatarea SEE. Acest aspect are o importanță majoră ținând cont de faptul că SEE constituie coloana vertebrală a infrastructurii energetice, iar menținerea stabilității și siguranței în funcționare reprezintă o condiție esențială pentru întreaga economie și pentru societate în ansamblu;

c) Centralele electrice fotovoltaice și eoliene, prin caracteristicile lor de funcționare trebuie să respecte cerințele tehnice de racordare la rețelele electrice publice. Integrarea lor eficientă în mixtul energetic presupune atât valorificare resurselor naturale disponibile, cât și corelarea acestora cu restricțiile tehnice ale infrastructurii rețelelor electrice. În același timp, este necesară o coordonare permanentă între producători, operatorii de rețea și autoritățile de reglementare, astfel încât să fie asigurată siguranța în exploatare, calitatea energiei electrice și continuitatea alimentării utilizatorilor finali. Aceste aspecte subliniază importanța planificării integrate a surselor de energie;

d) Soluții tehnice moderne precum sistemele de stocare a energiei, sursele de generare de rezervă și echipamentele FACTS sunt esențiale pentru creșterea flexibilității și siguranței în exploatarea sistemelor electroenergetice. Acestea contribuie la reducerea dezechilibrelor, la compensarea variațiilor de producție a SRE și la îmbunătățirea calității energiei electrice, având un rol decisiv în integrarea surselor regenerabile în sistemele electroenergetice;

e) Utilizarea unui algoritm de management integrat, care corelează funcționarea soluțiilor tehnice moderne, evidențiază o direcție eficientă pentru exploatarea rețelelor electrice cu integrare masivă a SRE. Algoritmul permite coordonarea simultană a sistemelor de stocare a energiei electrice, a surselor de rezervă și a echipamentelor de tip FACTS, contribuind la menținerea stabilității și la redistribuirea fluxurilor de putere în scenarii critice de funcționare. Rezultatele obținute arată că o astfel de abordare facilitează exploatarea rețelelor electrice în condiții sigure și eficiente, chiar și în situații critice de funcționare;

f) Reducerea progresivă a aportului de inerție naturală din SEE, determinată de scăderea ponderii generatoarelor electrice sincrone aflate în exploatare, evidențiază necesitatea fundamentării și implementării unor soluții tehnice de inerție sintetică. Aceasta trebuie asigurată prin resurse bazate pe invertoare și sisteme de stocare a energiei, fiind esențială pentru limitarea ratei de variație a frecvenței (RoCoF) în primele sute de milisecunde după apariția unei contingențe. Inerția sintetică reprezintă astfel o alternativă indispensabilă la lipsa inerției mecanice, asigurând condițiile minime pentru stabilitatea și siguranța în funcționare a SEE moderne;

g) Analiza aplicată pe o zonă de rețea electrică de 110 kV caracterizată prin integrarea masivă a SRE a confirmat relevanța și aplicabilitatea soluțiilor tehnice propuse. Cele patru scenarii critice elaborate au demonstrat că, printr-o coordonare integrată a resurselor disponibile, este posibilă reducerea suprasarcinilor, menținerea tensiunilor în limitele admisibile, reducerea pierderilor de putere electrică activă și reactivă, precum și redistribuirea fluxurilor de putere. Aceste aspecte subliniază faptul că soluțiile moderne de management pot sprijini exploatarea sigură și eficientă a rețelelor electrice, în concordanță cu obiectivele tranziției energetice.

5.2. Contribuții personale

Contribuțiile personale obținute în cadrul acestei teze sunt structurate în două categorii principale, după cum urmează:

a) Contribuții teoretice și de documentare:

- *A fost realizată o analiză critică a literaturii de specialitate privind integrarea surselor regenerabile de energie în sistemele electroenergetice*, în cadrul Capitolului 1, cu accent pe aspectele asociate variabilității și intermitenței producției de energie electrică a acestora, precum și pe soluții identificate în literatura internațională. Totodată, au fost identificate și clasificate principalele tipuri de centrale electrice din surse regenerabile de energie, elementele componente și soluțiile constructive de

racordare, evidențiindu-se avantajele și limitările specifice fiecărei tehnologii, ceea ce a permis o înțelegere comparativă a rolului acestora în funcționarea SEE;

- *Au fost analizate și sintetizate reglementările în vigoare referitoare la integrarea surselor regenerabile de energie*, cu privire la condițiile tehnice de racordare a acestora la rețelele electrice publice. Analiza a evidențiat cerințele de siguranță, compatibilitate și contribuția acestor surse de energie în cadrul integrării lor în sistemele electroenergetice, aspecte prezentate în Capitolul 1;

- *Au fost prezentați si sintetizați principalii parametri meteorologici și metodele de prognoză utilizate pentru sursele solare și eoliene de energie*. Această analiză, realizată în Capitolul 2, a evidențiat rolul esențial al datelor meteorologice în estimarea producției de energie electrică și planificarea exploatării rețelelor electrice;

- *S-au realizat și analizat curbele de generare a puterii electrice active și reactive în funcție de timp pentru o centrală electrică fotovoltaică și o centrală electrică eoliană și s-a realizat calculul energiei electrice generate pe parcursul unui an, împreună cu determinarea factorului de capacitate pe baza unor date reale*. Această analiză ilustrează variabilitatea generării energiei electrice a acestor surse de energie și modul în care aceste surse contribuie la menținerea calității energiei electrice în SEE. Rezultatele sunt prezentate în Capitolul 2;

- *S-a efectuat analiza sistemelor de stocare a energiei electrice, incluzând clasificarea sistemelor existente și a metodelor de utilizare, care acoperă o gamă largă de aplicații*. În acest sens, au fost centralizați indicatorii tehnici relevanți pentru evaluarea performanței în funcționare a acestora și au fost examinate aspectele de racordare a sistemelor de stocare la rețelele electrice publice, fiind propusă o metodologie de urmat. Conținutul este prezentat în Capitolul 3;

- *Au fost analizate sursele de generare de rezervă și rolul acestora în sistemele electroenergetice*, în cadrul Capitolului 3, evidențiindu-se contribuția acestora la menținerea calității energiei electrice, precum și la asigurarea continuității alimentării utilizatorilor în condițiile variabilității producției de energie electrică a surselor regenerabile de energie;

- *A fost realizată clasificarea dispozitivelor FACTS și prezentarea principiilor de funcționare ale acestora*, în cadrul Capitolului 3 și sintetizarea avantajelor și dezavantajelor asociate diferitelor tehnologii existente. Analiza conține atât beneficiile utilizării acestor echipamente avansate în exploatarea SEE moderne, cât și limitările practice implementării acestora;

- *S-a realizat un algoritm de management pentru coordonarea funcționării surselor regenerabile de energie, a sistemelor de stocare a energiei, a surselor de rezervă și a dispozitivelor FACTS*. Este detaliat în cadrul Capitolului 3 și are rolul de a asigura funcționarea în condiții de siguranță a rețelelor electrice cu respectarea restricțiilor tehnice și menținerea calității energiei electrice;

b) Contribuții aplicative:

- *S-a realizat modelarea și simularea unei zone de rețea electrică de 110 kV*, în cadrul Capitolului 4, caracterizată prin integrarea masivă a SRE utilizând programul NEPLAN. Analiza a inclus efectuarea unor calcule de regim staționar prin care s-a evaluat impactul variabilității producției de energie electrică a SRE asupra stabilității și siguranței în exploatare a zonei de rețea electrică analizată;

- *S-au integrat soluții tehnice*, precum un sistem de stocare a energiei electrice tip BESS, două dispozitive FACTS tip STATCOM și o centrală electrică pe gaze naturale cu rol de sursă de generare de rezervă, menite să crească flexibilitatea în exploatare a rețelei electrice analizate cu integrare masivă a SRE;

- *S-au realizat scenarii critice de funcționare care pot apărea în cadrul exploatării rețelelor electrice*, pe baza cărora s-au validat soluțiile tehnice propuse și algoritmul de management realizat, demonstrându-se reducerea suprasarcinilor, menținerea nivelului tensiunilor în limitele admisibile și creșterea eficienței rețelei electrice prin diminuarea pierderilor de putere.

5.3. Lista lucrărilor publicate

Lucrările publicate în perioada desfășurării studiilor doctorale sunt:

I. **A. F. Vlada** and S. Gheorghe, "Comparative study of renewables energy sources: power characteristics and capacity factor," U.P.B. Sci. Bull., Ser. C, Vol. 87, Iss. 4/2025, ISSN: 2286-3540, 2025;

II. **A. F. Vlada** and S. Gheorghe, "Management of integrated renewable energy sources, storage systems, and reserve generation sources in power systems," *12th Int. Conf. on ENERGY and ENVIRONMENT (CIEM)*, Bucharest, Romania, 2025, pp. 1-5, DOI: 10.1109/CIEM67454.2025.11284655;

III. **A. F. Vlada** and S. Gheorghe, "Analysis of the integration of new energy sources and an energy storage system into an electric network area of the power system," EMERG, Vol. X, Iss. 3/2025, ISSN: 2668-7003, ISSN-L: 2457-5011, 2025, DOI:10.37410/EMERG.2025.3.08.

5.4. Dezvoltări ulterioare ale cercetării:

Cercetările realizate pot constitui punctul de plecare pentru o serie de dezvoltări și cercetări ulterioare, dintre care se pot menționa:

- *Extinderea analizei asupra altor zone de rețea din cadrul sistemelor electroenergetice*, cu topologii și condiții de funcționare diferite, pentru validarea metodologiei propuse în contexte diferite;
- *Integrarea unor modele dinamice*, care să surprindă comportamentul rețelelor electrice în regim tranzitoriu, pentru evaluarea stabilității de frecvență și de tensiune în condițiile apariției unor contingențe;
- *Analiza impactului asupra pieței de energie*, asupra funcționării sistemelor electroenergetice cu integrare masivă a SRE, prin corelarea rezultatelor tehnice cu aspecte economice și de reglementare.

Bibliografie selectivă

[4] N. Golovanov, H. Albert, Ș. Gheorghe, N. Mogoreanu, G. C. Lăzăroiu, "*Surse regenerabile de energie electrica in sistemul electroenergetic*," Editura AGIR, Bucureşti, 2015.

[7] F. Vatră, P. Postolache, C.A. Vatră, P. Ana, "*Integrarea și funcționarea centralelor eoliene și a instalațiilor fotovoltaice în sistemul electroenergetic*," SIER, București, 2012.

[26] M. Gogu, "*Conversia neconvențională a energiei electrice – energia eoliană*," curs universitar, Universitatea Tehnică "Gheorghe Asachi", Iași.

[27] ANRE, „Normă tehnică privind cerințele tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru grupurile generatoare sincrone," Ordinul 72/02.08.2017, *Monit. Of. al României*, Partea I, nr. 671, 16 august 2017.

[28] ANRE, „Normă tehnică privind cerințele tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru modulele generatoare, centralele formate din module generatoare și centrale formate din module generatoare offshore (situate în larg)," Ordinul 208/14.12.2018, *Monit. Of. al României*, nr. 26, 10.01.2019.

[32] K. J. Iheanetu, "Solar photovoltaic power forecasting: a review" *Sustainability* (2022) 14, no. 24.

[35] Tsai, Wen-Chang, Chih-Ming Hong, Chia-Sheng Tu, Whei-Min Lin, and Chiung-Hsing Chen. "A Review of Modern Wind Power Generation Forecasting Technologies" *Sustainability* 15, no. 14: 2023.

[47] K. Emery, C. del Canizo Jimenez, "Solar photovoltaic energy: concepts and application, progress in photovoltaics,"Research and Application, vol 20, Iss. 4, pp. 425-438, 2012.

[48] **A. F. Vlada** and S. Gheorghe, "Comparative study of renewables energy sources: power characteristics and capacity factor," U.P.B. Sci. Bull., Ser. C, Vol. 87, Iss. 4/2025, ISSN: 2286-3540, 2025.

[66] M. Sănduleac, "*Tehnologii avansate în sistemele electroenergetice: FACTS și IA*," curs universitar, Univ. POLITEHNICA din București.

[67] B. H. Alajrash, M. Salem, M. Swadi, T. Senjyu, M. Kamarol, S. Motahhir, "A compregensve review of FACTS devices in modern power systems: addressing power quality, optimal placement, and stability with renewable energy penetration," *Energy Reports,* vol. 11, pp. 5350-5371, 2024.

[68] M. Eremia, M. Sănduleac, L. Toma, C. Bulac și A. Manoliu, "*Dispozitive FACTS – Concepte și aplicații în electroenergetică*," Editura AGIR, București, 2017.

[75] **A. F. Vlada** and S. Gheorghe, "Management of integrated renewable energy sources, storage systems, and reserve generation sources in power systems," *12th Int. Conf. on ENERGY and ENVIRONMENT (CIEM)*, Bucharest, Romania, 2025, pp. 1-5, DOI: 10.1109/CIEM67454.2025.11284655.

[91] S. Gheorghe, Nicolae Golovanov, H. Albert, R. Porumb, L. Elefterescu, "*Calitatea energiei electrice. Contributii. Rezultate. Perspective*", Ed. AGIR, Bucuresti, 2013.

[92] **A. F. Vlada** and S. Gheorghe, "Analysis of the integration of new energy sources and an energy storage system into an electric network area of the power system," EMERG, Vol. X, Iss. 3/2025, ISSN: 2668-7003, ISSN-L: 2457-5011, 2025, DOI:10.37410/EMERG.2025.3.08.

Anexa A – Schema logică a algoritmului propus

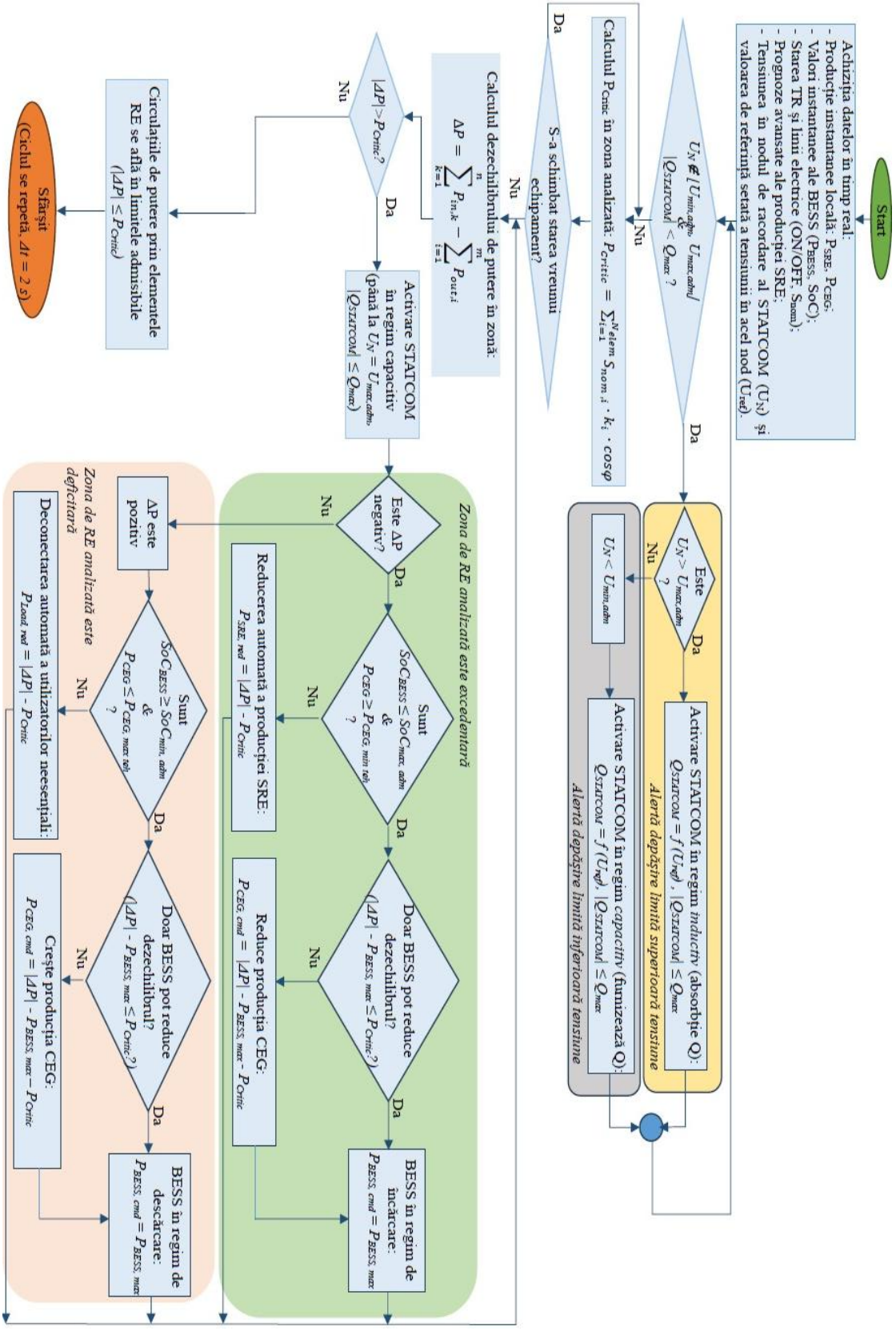


Figura A.1. Schema logică a algoritmului propus pentru coordonarea funcționării sistemelor de stocare a energiei, dispozitivelor FACTS și surselor de generare de rezervă într-o zonă de RE

Anexa B – Schema electrică monofilară și datele tehnice ale zonei de RE analizată

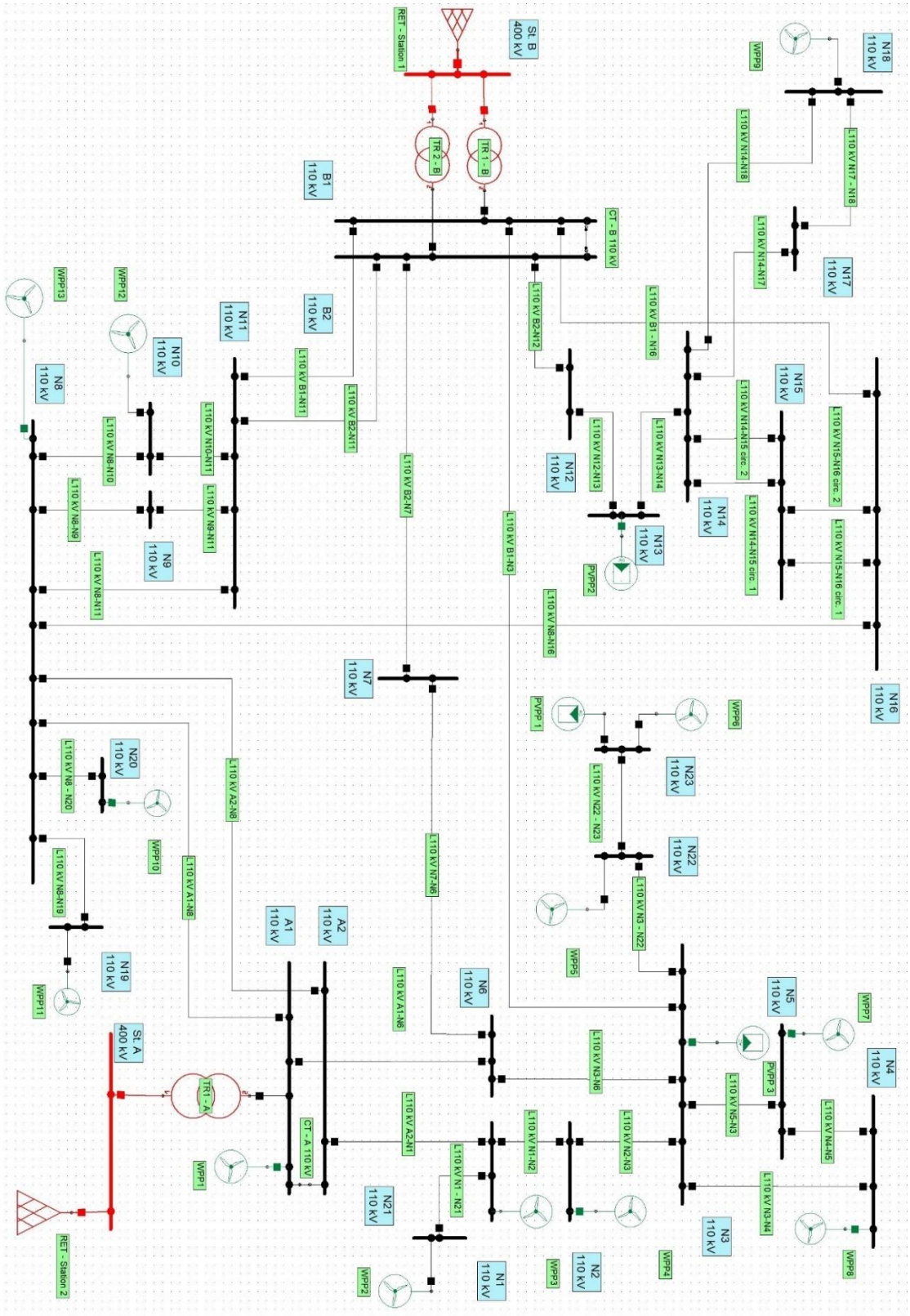


Figura. B.1. Schema monofilară de bază a rețelei electrice analizate