



UNIVERSITATEA NAȚIONALĂ DE ȘTIINȚĂ ȘI
TEHNOLOGIE POLITEHNICA BUCUREȘTI

ȘCOALA DOCTORALĂ DE INGINERIE ELECTRICĂ



TEZA DE DOCTORAT:

CONTROLUL OPTIM AL PUTERII REACTIVE ÎNTR-O MICROREȚEA CU AJUTORUL CENTRALELOR FOTOVOLTAICE

REZUMAT

Coordonator științific:
Prof. emerit dr. ing. Valentin NĂVRĂPESCU

Doctorand
ing. Mihai BURLACU

București
2024

CUPRINS

Lista de abrevieri	3
Introducere	4
Capitolul 1. Centrale fotovoltaice	6
1.1. Noțiuni de bază	6
1.2. Celule fotovoltaice	6
1.2.1. Materiale folosite	6
1.2.2. Caracterizarea electrică a celulei fotovoltaice	6
1.2.3. Elemente de eficiență a sistemelor fotovoltaice	6
1.2.4. Estimarea performanțelor sistemelor fotovoltaice	6
1.3. Conceptul de generare dispersată a energiei electrice	7
1.3.1. Premisele dezvoltării generării dispersate	7
1.3.2. Caracteristicile generării dispersate	7
1.3.3. Clasificarea surselor dispersate	7
1.4. Scheme de conexiuni ale surselor dispersate	8
Capitolul 2. Regimul permanent de funcționare al microrețelelor	8
2.1. Modelarea elementelor rețelei electrice	8
2.1.1. Linii electrice	8
2.1.2. Transformatoare electrice	9
2.1.3. Consumatori și surse distribuite	9
2.1.4. Baterii cu condensatoare și bobine de compensare	10
2.2. Calculul regimului permanent	10
2.2.1. Generalități privind calculul regimului permanent	10
2.2.2. Metoda ascendent-descendent	10
2.2.3. Avantajele metodei ascendent-descendent	13
2.3. Programul de calcul al regimului permanent	13
2.3.1. Prezentarea programului de calcul	13
2.3.2. Validarea programului de calcul	14
Capitolul 3. Integrarea centralelor fotovoltaice în controlul optim al puterii reactive	15
3.1. Formularea problemei de optimizare	15

3.1.1. Funcția obiectiv	15
3.1.2. Restricții de egalitate și de inegalitate	16
3.1.3. Adaptarea modelului pentru algoritmi metaeuristici	17
3.2. Algoritmi de optimizare metaeuristici	18
3.2.1. Considerente generale	18
3.2.2. Algoritmii lupului cenușiu	18
3.2.3. Algoritmi genetici	19
3.2.4. Optimizare cu roiuri de particule	19
3.2.5. Algoritmii sinus-cosinus	20
3.2.6. Algoritmii roiului de salpi	20
3.3. Studiu de caz	20
3.3.1. Microrețeaua studiată	20
3.3.2. Comparatie între algoritmi metaeuristici	21
3.3.3. Integrarea CEF în controlul puterii reactive	22
Capitolul 4. Controlul optim al puterii reactive exclusiv pe baza centralelor fotovoltaice	24
4.1. Strategii de control a puterii reactive generate de CEF	24
4.1.1. Factor de putere constant	24
4.1.2. Compensarea locală a puterii reactive	25
4.1.3. Controlul optim al puterii reactive	25
4.2. Microrețeaua studiată	26
4.3. Analiza funcționării microrețelei	27
4.3.1. Ziua de 16 mai	27
4.3.2. Ziua de 6 iunie	30
4.3.3. Ziua de 26 iunie	31
4.3.4. Ziua de 9 aprilie	32
4.3.5. Analiza funcționării pe durata unui an	32
Capitolul 5. Concluzii	33
5.1. Concluzii generale	33
5.2. Contribuții personale	35
5.3. Propuneri de continuare a cercetării	36
Bibliografie	36

Listă de abrevieri

În lucrarea de față sunt folosite următoarele abrevieri:

- AG – Algoritm Genetic;
- CEF – Centrală Electrică Fotovoltaică;
- CHE – Centrală Hidro-Electrică;
- CNE – Centrală Nuclearo-Electrică;
- CTE – Centrală Termo-Electrică ;
- FIT – Foarte Înaltă Tensiune;
- GWO – Algoritmul Lupului Cenușiu (din engleză Grey Wolf Optimization) ;
- IT – Înaltă Tensiune;
- JT – Joasă Tensiune;
- LEA – Linii Electrice Aeriene;
- LEC/LES – Linii Electrice în Cablu/Subterane;
- MT – Medie Tensiune;
- PCC – Punct Comun de Cuplare;
- PSO – Optimizare cu Roi de Particule (din engleză Particle Swarm Optimization);
- RE – Rețele Electrice;
- RED – Rețele Electrice de Distribuție
- RET – Rețele Electrice de Transport;
- SCA – Algoritmul Sinus Cosinus (din engleză Sine-Cosine Algorithm);
- SEE – Sistem Electroenergetic;
- SEN – Sistem Energetic Național;
- SRE – Surse Regenerabile de Energie;
- SSA – Algoritmul Roiului de Salpi (din engleză Salp Swarm Algorithm);
- TE – Transformator Electric.

INTRODUCERE

Optimizarea funcționării rețelelor electrice de distribuție este un domeniu relativ vast, în care se încadrează un număr considerabil de aplicații, care au ca scop, în general, îmbunătățirea eficienței și a fiabilității acestora și reducerea costurilor de operare și de investiție. În acest scop, se pot formula probleme de optimizare atât pentru etapa de proiectare cât și în procesul de operare, iar pentru rezolvarea acestor probleme sunt disponibile o multitudine de metode bazate fie pe algoritmi matematici, fie pe tehnici clasice de optimizare.

Principalele categorii de provocări întâlnite în optimizarea extinderii rețelelor electrice de distribuție pot fi împărțite în trei mari categorii, în funcție de natura lor: tehnice, economice și legislative.

Din punct de vedere economic, principala provocare reiese din necesitatea de a asigura un echilibru între creșterea costurilor de investiții și reducerea costurilor de exploatare. Astfel, este necesară găsirea unui compromis pentru a menține costurile de investiții la valori rezonabile simultan cu asigurarea siguranței în funcționare și a obținerii unor costuri de exploatare cât mai reduse.

Extinderea rețelelor electrice din punct de vedere tehnic, poate consta într-o varietate de aplicații precum alegerea liniilor electrice ce vor fi construite, dimensionarea acestora, alegerea transformatoarelor electrice și dimensionarea acestora și selectarea echipamentelor ce vor fi instalate. De asemenea, este posibilă și determinarea amplasării și a dimensionării optime unor echipamente care să contribuie la creșterea eficienței rețelei precum sisteme de stocare a energiei electrice, de compensare a puterii reactive, etc. Principalele criterii care sunt urmărite, din punct de vedere tehnic sunt reducerea pierderilor de putere activă, creșterea fiabilității și a siguranței în funcționare, îmbunătățirea nivelului de tensiune și a stabilității rețelei.

Pe lângă provocările de natură tehnică și economică, există și o serie de reglementări legislative care pot avea o influență majoră în optimizarea extinderii rețelei de distribuție. De exemplu, la reglementările de tip tehnic, se pot adăuga și cele referitoare la impactul asupra mediului, la impactul social sau diferite criterii de eligibilitate pentru accesarea stimulentei financiare.

În cadrul procesului de exploatare a rețelelor electrice de distribuție, problemele de optimizare au ca scop coordonarea dispozitivelor de control existente pentru a atinge unul dintre următoarele obiective: minimizarea pierderilor de putere activă, maximizarea nivelului de fiabilitate sau de stabilitate a rețelei, optimizarea nivelului tensiunii etc.

Pentru aceste scopuri se realizează o coordonare optimă între dispozitivele controlabile din rețea, prezentate pe scurt în continuare. O primă categorie de dispozitive controlabile este reprezentată de sursele regenerabile care pot contribui la controlul tensiunii prin intermediul puterii reactive generate, sau surse distribuite bazate pe combustibili clasici, precum gaz sau diesel, care pot contribui și prin reglarea puterii active generate. A doua categorie de dispozitive controlabile este reprezentată de consumatorii controlabili care acceptă, pentru anumite perioade de timp ca o parte din dispozitivele acestora să fie deconectate sau ca anumite dispozitive să fie puse în funcțiune atunci când este convenabil și din punctul de vedere al rețelei. Astfel, se poate realiza o aplatizare a curbei de sarcină sau o programare a consumului

în perioadele în care și sursele regenerabile produc la capacitate cât mai mare. De asemenea, există și dispozitive pentru compensarea puterii reactive cerute de consumatori, precum baterii cu condensatoare sau sisteme bazate pe electronica de putere, cum ar fi D-SVC sau D-STATCOM. În perioada recentă, în sistemele de distribuție se observă o creștere importantă a numărului de stații de încărcare a vehiculelor electrice, care pot fi de asemenea integrate ca dispozitive controlabile în optimizarea funcționării rețelelor electrice. În acest scop, se poate programa încărcarea vehiculelor electrice în perioadele în care impactul asupra rețelei electrice este cât mai redus. Sistemele de stocare a energiei electrice sunt de asemenea din ce în ce mai populare, în special pentru consumatori de puteri reduse și medii. Principalele scopuri ale utilizării sistemelor de stocare în optimizarea funcționării rețelelor de distribuție sunt aplatizarea curbei de sarcină, stocarea energiei regenerabile pentru a o utiliza la vârfurile de consum în perioadele în care prețurile orare ale energiei sunt ridicate.

Unul dintre cele mai importante scopuri ale problemelor de optimizare este reducerea pierderilor de energie activă, prin utilizarea optimă a dispozitivelor de control existente, întrucât se obține o reducere a costurilor de exploatare, fără a necesita investiții suplimentare. Trebuie menționat că reducerea pierderilor contribuie de asemenea la limitarea emisiilor de gaze cu efect de seră.

O primă categorie de probleme de optimizare se concentrează pe programarea optimă a funcționării dispozitivelor controlabile cu scopul de a coordona într-un mod optim puterile generate cu cele consumate. Astfel, se pot programa sursele distribuite bazate pe combustibili fosili, sistemele de stocare a energiei electrice, consumatorii controlabili și vehiculele electrice. De exemplu, în perioadele cu sarcină redusă și/sau vârf de generare din surse regenerabile, se va programa încărcarea cât mai multor vehicule electrice, înmagazinarea energiei în sistemele de stocare și funcționarea anumitor aparate electrocasnice controlabile precum mașinile de spălat vase sau rufe.

A doua categorie, se axează pe controlul puterii reactive cu scopul de a minimiza pierderile prin reducerea circulației acesteia prin liniile și transformatoarele din sistem. Astfel, se dorește generarea puterii reactive cât mai aproape de consumatori, cu ajutorul surselor distribuite bazate atât pe energie regenerabilă cât și clasică, a bateriilor cu condensatoare și a dispozitivelor de control a puterii reactive bazate pe electronica de putere. Și în acest caz, se obține o reducere a costurilor de operare a rețelei de distribuție fără investiții suplimentare, prin simpla utilizare într-un mod coordonat și eficient a resurselor deja existente.

În literatura de specialitate se găsește un număr foarte mare de aplicații pe tema optimizării funcționării rețelelor electrice de distribuție și a microrețelelor. În primul rând, în diferite studii, la fel ca în situația reală, nu se întâlnesc toate tipurile de dispozitive de control în rețeaua considerată, prin urmare sunt un număr semnificativ de variante cu diferite combinații între dispozitivele de control. În al doilea rând, obiectivele urmărite în probleme de optimizare pot fi variate, deci rezultă și de aici un număr mare de posibilități. Metodele de rezolvare a problemelor de optimizare sunt de asemenea diferite, atât metodele clasice, dar mai ales cele metaeuristice. În final, prin realizarea diferitelor combinații între dispozitivele de control disponibile, obiectivele urmărite și metoda de rezolvare, rezultă un număr semnificativ de articole științifice publicate pe această temă.

CAPITOLUL 1. CENTRALE FOTOVOLTAICE

1.1. Noțiuni de bază

Dacă se consideră consumul actual de energie electrică și populația la nivel mondial, radiația solară care atinge suprafața Pământului ar putea asigura la orice moment aproximativ 20 GW pentru fiecare locuitor. Există numeroase tehnologii de conversie a radiației solare în energie electrică. Cea mai facilă metodă constă în utilizarea panourilor fotovoltaice, care realizează conversia directă în tensiune continuă prin utilizarea materialelor semiconductoare care manifestă efect fotoelectric. Soluția fotovoltaică se poate utiliza la orice scară, începând de la aplicații rezidențiale și ajungând până la parcuri de panouri fotovoltaice.

1.2. Celule fotovoltaice

1.2.1. Materiale folosite

Materialul cel mai frecvent utilizat în construcția celulelor fotovoltaice este siliciul [1]. În prezent randamentul acestora atinge în general valori de 25% în condiții standard (temperatura celulei: 25°C; iradianța luminii incidente perpendicular pe celula: 1000 W/m²; AM 1.5). Pentru a reduce costurile de producție, laboratoarele de cercetare au pus la punct celulele în strat subțire, în compoziția cărora intră materiale mai ieftine din punct de vedere al procesului de fabricație (cupru, cadmiu, indiu, galiu, telurii și siliciu), în comparație cu siliciul pur. Conform ultimelor rapoarte, eficiența acestora ajunge până la 20,3%.

1.2.2. Caracterizarea electrică a celulei fotovoltaice

Sub acțiunea radiației solare este generat un curent continuu care traversează joncțiunea datorită diferenței de potențial. Intensitatea curentului produs de celulă este direct proporțională cu iradianța. Se observă că intensitatea curentului are o variație mare în raport cu iradianța, în timp ce tensiunea la borne variază între limite restrânse. Sarcinile electrice sunt “culese” de pe suprafața expusă radiației solare de o rețea de degete metalice fine, care nu acoperă mai mult de 10% din suprafața celulei. Indiferent de materialul din care sunt realizate, celulele fotovoltaice au același comportament din punct de vedere electric, deci pot fi caracterizate de aceiași parametri electrici pentru ca performanțele lor să poată fi comparate.

1.2.3. Elemente de eficiență a sistemelor fotovoltaice

O primă metodologie face apel la eficiența conversiei energiei luminoase în energie electrică în curent alternativ, notată cu η_{AC} . Aceasta ia în calcul efectele cumulate ale tuturor echipamentelor electrice din sistem, inclusiv rezistențele induse de cablaje și de conexiunile acestora.

1.2.4. Estimarea performanțelor sistemelor fotovoltaice

Pentru a estima performanțele de exploatare ale unui sistem fotovoltaic, trebuie să se cunoască iradianța incidentă în zona și unghiul de amplasare, ceea ce presupune existența unui istoric al iradianței în zona respectivă. De asemenea, în timpul exploatării intervin numeroși factori care afectează performanțele raportate în condiții standard, cei mai importanți fiind degradarea în timp a celulelor fotovoltaice, depunerile de praf și alte impurități pe panouri, umbrirea și încălzirea celulelor.

1.3. Conceptul de generare dispersată a energiei electrice

Generarea dispersată poate fi definită ca fiind modelul de producere a energiei electrice cu ajutorul unor instalații reduse ca dimensiune față de marile centrale electrice, astfel încât să se poată conecta aproape oriunde în sistemul electroenergetic.

1.3.1. Premisele dezvoltării generării dispersate

Plecând de la definiția prezentată la începutul acestui capitol și analizând modul de evoluție a sectorului energiei electrice în lume și în România se poate constata că generarea dispersată nu reprezintă un concept nou. Pe parcursul mai multor decenii, atât în România cât și la nivel mondial, producerea, transportul și distribuția energiei electrice au constituit componentele unor sisteme energetice de tip monopolist, integrate vertical și conduse centralizat. Producerea energiei electrice era asigurată de unități de mare putere, de tip termic, hidraulic sau nuclear, programate pe baza criteriului ordinii de merit. Într-un asemenea sistem controlul și comanda erau realizate centralizat și ierarhizat.

1.3.2. Caracteristicile generării dispersate

Pentru definirea noțiunii de generare dispersată a energiei electrice, în literatura de specialitate, se pot găsi mai multe enunțuri care consideră diferite aspecte: puterea instalată, scop, amplasare, tehnologia de conversie a energiei, impactul asupra mediului, modul de funcționare, proprietar. Producția dispersată de energie electrică prezintă o serie de avantaje, dintre care cele mai importante sunt:

1. Reducerea costurilor de transport și distribuție a energiei electrice (sursele dispersate sunt mai apropiate de zonele de consum);
2. Îmbunătățirea unor indicatori de calitate ai energiei electrice distribuite consumatorilor:
 - a) creșterea siguranței în alimentare, însoțită uneori și de reducerea numărului de întreruperi;
 - b) Îmbunătățirea nivelului de tensiune;
3. Diversificarea și utilizarea rațională a surselor de energie primară;
4. Posibilitatea valorificării unor forme regenerabile de energie primară (eoliană, solară, hidraulică, biomasă etc.), având ca efecte:
 - a) reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră;
 - b) protecția mediului înconjurător.
5. Oferă oportunități de afaceri pentru investitori.

1.3.3. Clasificarea surselor dispersate

Pentru a înțelege importanța și caracteristicile generării dispersate, se recurge la utilizarea unor criterii de clasificare, dintre care cele mai importante sunt:

- a) în funcție de tipul de energie primară utilizată;
- b) în funcție de condiționarea funcționării instalațiilor de generare dispersată;
- c) în funcție de proprietarii/promotorii surselor dispersate.

În funcție de tipul de energie primară folosită, sursele dispersate pot fi clasificate în:

- a) surse dispersate care utilizează energie regenerabilă precum: solară, eoliană, hidraulică, biomasă etc.;
- b) surse dispersate care funcționează cu energie neregenerabilă (combustibili fosili): petrol, gaz natural etc.

1.4. Scheme de conexiuni ale surselor dispersate

Tensiunea nominală a generatoarelor este stabilită de către fabricant, pe bază de considerente tehnice și economice, putând avea valori aparținând domeniului de joasă sau medie tensiune. În funcție de raportul dintre tensiunea nominală a generatoarelor și tensiunea nominală a rețelei electrice, conectarea se poate realiza în două moduri: a) prin legătură directă, dacă tensiunea nominală a generatorului coincide cu aceea a rețelei electrice și b) prin transformator, dacă tensiunea nominală a generatorului este inferioară tensiunii nominale a rețelei electrice.

CAPITOLUL 2. REGIMUL PERMANENT DE FUNCȚIONARE AL MICROREȚELELOR

O microrețea este alcătuită dintr-un grup de consumatori, surse de energie distribuite și/sau sisteme de stocare care funcționează ca o singură entitate controlabilă în raport cu sistemul energetic național. Acestea pot funcționa conectate la sistemul energetic național sau se pot deconecta și funcționa insularizat. Conceptul de microrețea a fost introdus în contextul creșterii consumului de energie electrică și al înăspriirii măsurilor de limitare a schimbărilor climatice, implementate la nivel global. În acest context, instalarea de noi capacități de producție bazate pe surse regenerabile de energie a devenit o prioritate majoră de dezvoltare a sistemelor electroenergetice.

În general, din structura unei microrețele pot face parte următoarele entități: 1) consumatorii care pot fi de tip rezidențial, industrial și/sau comercial și care pot dispune de sarcini controlabile; 2) surse distribuite de energie care pot fi de tip fotovoltaic, eolian, microhidrocentrale sau grupuri generatoare diesel sau pe gaz; 3) sisteme de stocare a energiei electrice care au scopul de a înmagazina energia generată în exces pentru a putea fi folosită în perioadele deficitare și 4) sistemul de management al energiei care are rolul de a controla toate dispozitivele din cadrul microrețelei.

2.1. Modelarea elementelor rețelei electrice

2.1.1. Liniile electrice

Liniile electrice se modelează, în cadrul calculului regimului permanent de funcționare, cu ajutorul schemei echivalente în Π . În figura 2.1, se consideră o linie electrică conectată între nodurile i și k , având tensiunile V_i și V_k . Schema echivalentă în Π se folosește atât pentru modelarea liniilor electrice aeriene cât și a liniilor electrice în cablu.

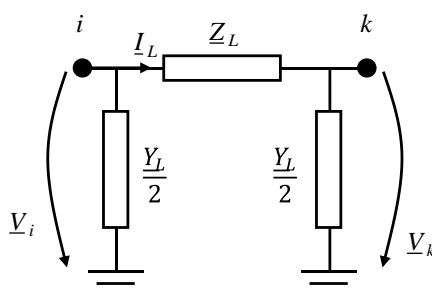


Figura 2.1. Schema echivalentă în Π pentru modelarea liniilor electrice [7].

În cadrul schemei echivalente în Π , liniile electrice se modelează prin intermediul unei impedanțe longitudinale, \underline{Z}_L și a unei admitanțe transversale \underline{Y}_L , iar curentul ce parcurge linia este notat \underline{I}_L . Întrucât admitanța transversală este împărțită în două jumătăți egale așezate la capetele liniei, schema echivalentă în Π este simetrică [7].

2.1.2. Transformatoare electrice

2.1.2.1. Modelarea transformatorului ideal

Un transformator este considerat ideal în cazul în care se neglijează pierderile de putere activă și reactivă. În consecință, acesta se modelează prin intermediul unui raport de transformare N . În cazul în care transformatorul este prevăzut cu un mecanism de schimbare a prizelor de funcționare, N este definit ca raportul dintre tensiunea nominală a înfășurării fixe U_{nf} și tensiunea a înfășurării reglabile U_{nr} , [7].

2.1.2.2. Schema echivalentă în Γ

Transformatoarele electrice se modelează, în cadrul calculului regimului permanent de funcționare, cu ajutorul schemei echivalente în Γ [7]. Schema echivalentă în Γ conține raportul de transformare N , prin care se modelează transformatorul ideal, alături de impedanța longitudinală \underline{Z}_T și admitanța transversală \underline{Y}_T , prin care se modelează pierderile transformatoarelor reale. Schema echivalentă în Γ nu este simetrică, prin urmare se întocmește diferit pentru transformatoare coborâtoare (figura 2.2.a) și ridicătoare (figura 2.2.b).

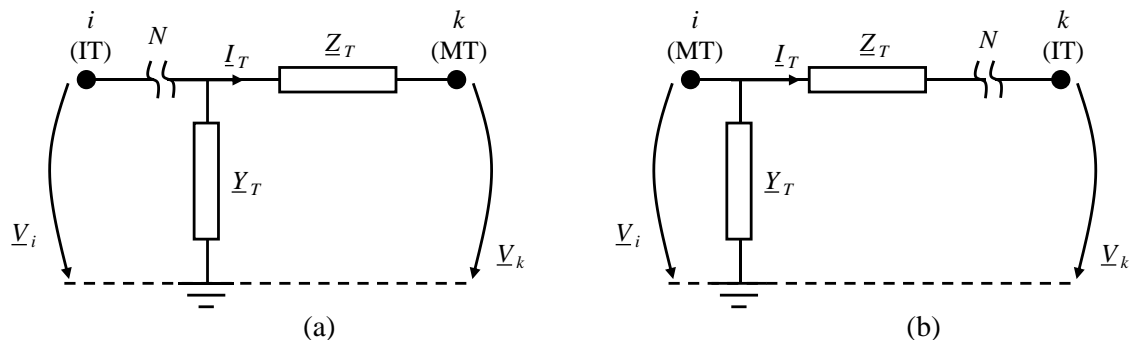


Figura 2.2. Schema echivalentă în Γ a unui transformator: (a) coborâtor, respectiv (b) ridicător [7].

2.1.3. Consumatori și surse distribuite

În calculul de regim permanent, consumatorii se modelează prin intermediul unei puteri aparente constante, absorbită din nodul de racord i , conform [7]:

$$\underline{S}_{i,c} = P_{i,c} + jQ_{i,c} \quad (2.1)$$

Sursele distribuite de energie se modelează, de asemenea, ca puteri aparente constante injectate în nodul de racord i , conform [7]:

$$\underline{S}_{i,g} = P_{i,g} + jQ_{i,g} \quad (2.2)$$

Prin urmare, la fiecare nod i al rețelei electrice se definesc puterile nodale activă, reactivă și aparentă complexă P_i , Q_i și \underline{S}_i ca diferență dintre puterile consumate $P_{i,c}$, $Q_{i,c}$ și $\underline{S}_{i,c}$ și cele generate $P_{i,g}$, $Q_{i,g}$ și $\underline{S}_{i,g}$:

$$\underline{S}_i = \underline{S}_{i,c} - \underline{S}_{i,g} = (P_{i,c} - P_{i,g}) + j(Q_{i,c} - Q_{i,g}) = P_i + jQ_i \quad (2.3)$$

Curenții nodali \underline{I}_i se definesc, conform [7], pe baza puterilor nodale \underline{S}_i și a tensiunilor nodale \underline{U}_i , astfel:

$$\underline{I}_i = \left(\frac{\underline{S}_i}{\sqrt{3} \cdot \underline{U}_i} \right)^* \quad (2.4)$$

2.1.4. Baterii cu condensatoare și bobine de compensare

Dispozitivele pentru controlul puterii reactive și anume bateriile cu condensatoare și bobinele de compensare se modelează prin intermediul unei admitanțe constante \underline{Y}_0 , conectate în derivație la nodul de racord i [14].

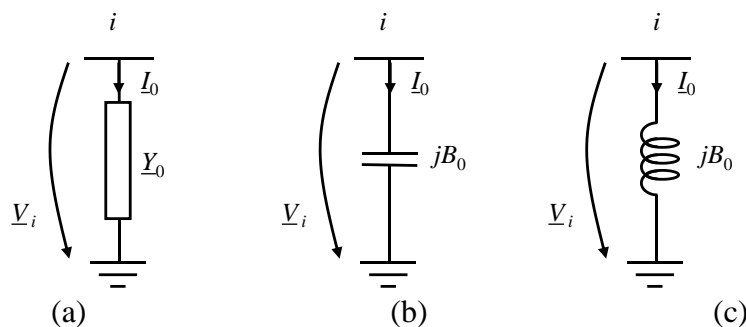


Figura 2.3. Reprezentarea prin admitanță constantă a dispozitivelor de compensare: (a) cazul general, (b) baterie cu condensatoare și (c) bobină de compensare [7].

2.2. Calculul regimului permanent

2.2.1. Generalități privind calculul regimului permanent

Se consideră o rețea electrică arborescentă de distribuție având un număr de n_N noduri, dintre care unul este nodul sursă (notat 0) și restul de $n_N - 1$ sunt noduri la care sunt racordate surse distribuite și/sau consumator. În cadrul modelului matematic al calculului de regim permanent se consideră fazorii tensiunilor nodale și ai curenților nodali ca mărimi electrice de stare atașate nodurilor, și fazorii curenților ce circulă prin laturi ca mărimi electrice de stare atașate laturilor. Dintre aceste mărimi se cunosc: tensiunea la nodul sursă ($\underline{U}_0 = U_{0,imp} \cdot e^{j\theta_0}$) și puterile nodale active și reactive la cele $n_N - 1$ noduri (P_i și Q_i); iar prin calculul de regim permanent se determină: tensiunile celor $n_N - 1$ noduri (\underline{U}_i) și circulațiile de curenți prin cele n_L laturi ale rețelei (\underline{I}_{jk}).

2.2.2. Metoda ascendent-descendent

Metoda ascendent-descendent este o metodă de calcul a regimului permanent de funcționare, dezvoltată pentru rețelele electrice de distribuție, care sunt caracterizate de o structură radială sau arborescentă [8]. Pentru acest tip de rețele electrice, metoda ascendent-descendent prezintă o serie de avantaje în comparație cu metodele Newton-Raphson și Seidell-Gauss. Conform [9], se consideră că metoda ascendent-descendent a fost introdusă în anul 1967, în lucrarea [10], pentru calculul rețelelor electrice radiale și dezechilibrate. De atunci au fost dezvoltate numeroase variante [11] ale metodei ascendent-descendent, adaptate pentru a determina regimul permanent de funcționare a rețelelor simplu buclate sau pentru a integra surse distribuite care realizează și reglajul tensiunii la nodul de racord.

În studiul de față se utilizează metoda ascendent-descendent în care se exprimă curenții nodali și circulațiile de curenți prin laturile rețelei. Astfel, calculul regimului permanent prin metoda ascendent-descendent presupune un proces iterativ, structurat în următoarele etape [7]:

- I. Inițializarea mărimilor necunoscute;
- II. Etapa ascendent: se pornește de la nodurile terminale și se calculează curenții ceruți de consumatori, respectiv circulația de curent prin tronsoane, mergând spre nodul sursă;
- III. Etapa descendent: se pornește de la nodul sursă și se calculează căderile de tensiune pe laturile rețelei și tensiunile la noduri, mergând spre nodurile terminale;
- IV. Efectuarea testului de convergență pentru a stabili dacă se reiau etapele ascendent și descendent sau dacă se oprește procesul iterativ de calcul.

Pentru a parcurge etapele ascendent și descendent este necesară determinarea unei ordini de parcurgere a rețelei electrice. În acest sens, se creează un graf orientat, cu aceeași structură ca aceea a rețelei studiate. Se parcurge graful asociat rețelei și se determină predecesorul $Pred(j)$ și mulțimea succesorilor $Succ(j)$ fiecărui nod j . Pe baza acestora se determină ordinea de parcurgere a rețelei, pentru etapa descendent ord_desc , cu ajutorul unei parcurgeri de tip căutare în lățime a grafului. În continuare, se consideră că nodul oarecare j este conectat cu predecesorul i și succesorii k, l, m . Laturile care fac legătura între nodurile i, j, k, l și m sunt prezentate în figura 2.4.(a), iar schema echivalentă a acestora în figura 2.4.(b).

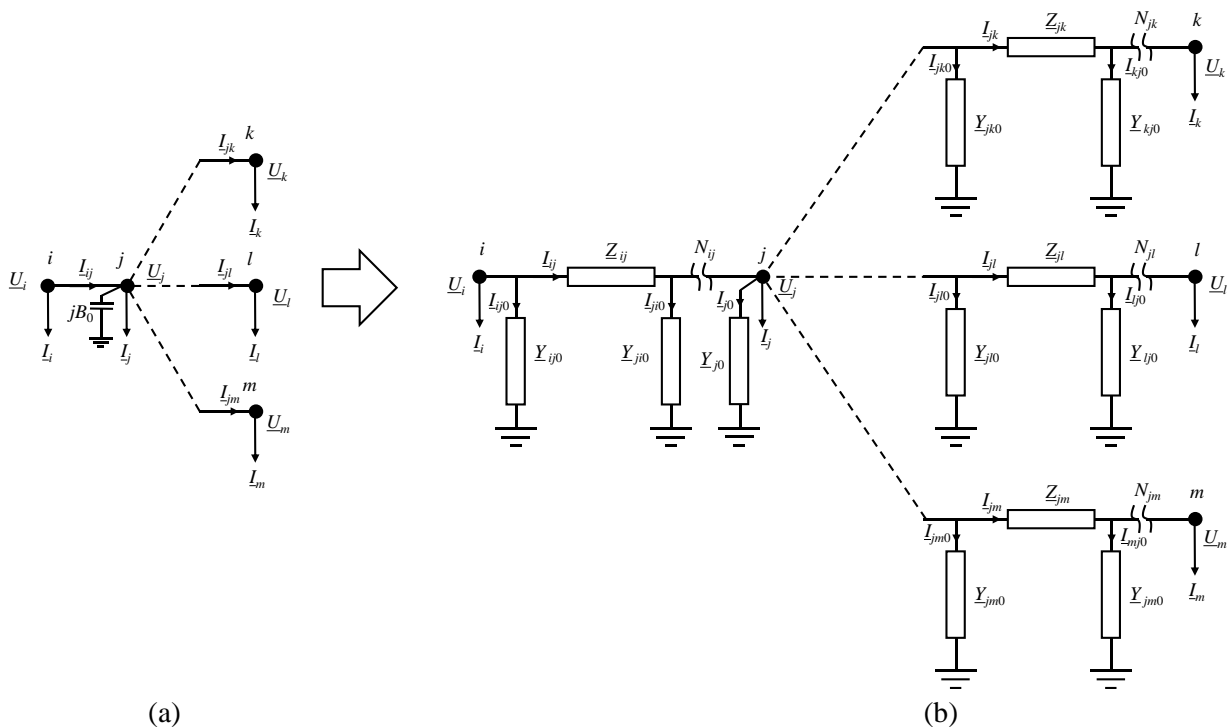


Figura 2.4. (a) Laturile care conectează nodul j cu predecesorul i și succesorii k, l, m și (b) schema echivalentă a acestora [14].

Algoritmul metodei ascendent-descendent [7] este prezentat în continuare:

I. Inițializare: Odată stabilită ordinea de parcurgere a rețelei electrice în etapele ascendent ord_asc și descendent ord_desc , predecesorul $Pred(j)$ și succesorii fiecărui $Succ(j)$ nod j , se pornește procesul iterativ de calcul, prin inițializarea contorului iterațiilor $p = 0$ și a tuturor tensiunilor necunoscute \underline{U}_j cu valoarea tensiunii nodului sursă $\underline{U}_0 = U_{0,imp} \cdot e^{j0}$:

$$U_j^{(0)} = U_0, j = 1, 2 \dots n_N - 1 \quad (2.5)$$

II. Etapa ascendent: se parcurge rețeaua dinspre nodurile terminale către nodul sursă și, pentru fiecare nod j , se calculează [7]:

1. Curentul cerut de consumatorul de la nodul j , I_j :

$$I_j^{(p)} = \left(\frac{S_j}{\sqrt{3} \cdot U_j^{(p-1)}} \right)^* \quad (2.6)$$

2. Curenții prin admitanțele transversale ale:

- liniei electrice dinspre predecesorul i către nodul j , I_{ji0} :

$$I_{ji0}^{(p)} = Y_{ji0} \cdot \frac{N_{ij} \cdot U_j^{(p-1)}}{\sqrt{3}} \quad (2.7)$$

- dispozitivelor de compensare conectate la nodul j , I_{j0} :

$$I_{j0}^{(p)} = Y_{j0} \cdot \frac{U_j^{(p-1)}}{\sqrt{3}} \quad (2.8)$$

- liniilor către succesorii k ai nodului j , I_{jk0} :

$$I_{jk0}^{(p)} = Y_{jk0} \cdot \frac{U_j^{(p-1)}}{\sqrt{3}} \quad (2.9)$$

3. Curentul prin linia electrică ce conectează nodul j cu predecesorul i , I_{ij} :

$$I_{ij}^{(p)} = \frac{1}{N_{ij}} \left(I_j^{(p)} + I_{j0}^{(p)} + \sum_{k \in Succ(j)} I_{jk}^{(p)} + \sum_{k \in Succ(j)} I_{jk0}^{(p)} \right) + I_{ji0}^{(p)} \quad (2.10)$$

unde: i este nodul precedent nodului j , $Succ(j)$ este mulțimea formată din nodurile succesoare nodului j și N_{ij} este raportul de transformare al laturii $i - j$.

III. Etapa descendent: se parcurge rețeaua electrică dinspre nodul sursă către nodurile terminale și se calculează [7]:

1. Căderea de tensiune pe latura ce conectează nodul j cu predecesorul i , ΔU_{ij} :

$$\Delta U_{ij}^{(p)} = \sqrt{3} \cdot Z_{ij} \cdot I_{ij}^{(p)} \quad (2.11)$$

2. Tensiunea la nodul j , U_j :

$$U_j^{(p)} = \frac{1}{N_{ij}} \cdot \left(U_i^{(p)} - \Delta U_{ij}^{(p)} \right) \quad (2.12)$$

IV. Testul de convergență.

- 1) Se calculează puterea debitată de sursă la iterația curentă p , S_0 [7]

$$\underline{S}_0^{(p)} = \sqrt{3} \cdot \underline{U}_0 \cdot \left(\sum_{k \in Succ(0)} I_{0k}^{(p)} \right)^* \quad (2.13)$$

- 2) Se determină modulul diferenței dintre valoarea puterii debitată de sursă la iterația actuală p și valoarea de la iterația precedentă $p - 1$:

$$\left| \underline{S}_S^{(p)} - \underline{S}_S^{(p-1)} \right| \leq \epsilon_S \quad (2.14)$$

Dacă modulul diferenței este mai mic decât eroarea admisibilă de calcul ϵ_S , calculul se oprește, altfel se incrementează iterația $p = p + 1$ și se reia algoritmul începând cu Etapa II.

2.2.3. Avantajele metodei ascendent-descendent

Prin comparație cu metodele de calcul a regimului permanent de funcționare, bazate pe metoda tensiunilor nodale Newton-Raphson și Seidel-Gauss, metoda ascendent-descendent prezintă următoarele avantaje [7]:

- efortul de calcul este mai redus atât pentru fiecare iterație cât și ca număr total de iterații;
- determinarea matricei admitanțelor nodale nu este necesară, prin urmare timpul de calcul este mai redus;
- convergența metodei nu este afectată de elementele cu impedanțe reduse.

2.3. Programul de calcul al regimului permanent

2.3.1. Prezentarea programului de calcul

În acest capitol este prezentat programul de calcul pentru regimul permanent de funcționare al rețelelor electrice de distribuție arborescente, dezvoltat de autor. Programul este realizat de autor în mediul de programare Matlab și este structurat în patru module principale:

M_1) Modulul de introducere a datelor de intrare;

M_2) Modulul de procesare a datelor de intrare;

M_3) Modulul de calcul a regimului permanent;

M_4) Modulul de prelucrare a rezultatelor.

Modulul pentru introducerea datelor de intrare M_1 , constă într-un fișier Matlab de tip șablon pe baza căruia utilizatorul introduce datele necesare modelării rețelei electrice studiate.

În cadrul modulului M_2 , datele de intrare sunt prelucrate în vederea formării modelului matematic necesar aplicării metodei ascendent-descendent. Într-o primă etapă, se construiește graful orientat asociat rețelei electrice modelate și se determină, pentru fiecare nod j , mulțimea succesorilor $Succ(j)$ și nodul predecesor $Pred(j)$. Pentru a determina ordinea în care sunt vizitate nodurile rețelei în etapa descendent ord_desc , se parcurge graful asociat începând cu nodul sursă, aplicând o strategie de tipul căutare în lățime. Ordinea de parcurgere a nodurilor în etapa ascendent ord_asc se determină prin inversarea ord_desc . În continuare, pentru fiecare nod j al rețelei, se determină puterile nodale active P_j și reactive Q_j și se calculează admitanța dispozitivelor de compensare conectate în derivație Y_{j0} la nodul j . Pentru fiecare latură $i-k$ a rețelei electrice se calculează parametrii schemelor Π generalizate.

Modulul de calcul al regimului permanent de funcționare M_3 primește ca date de intrare modelul rețelei electrice creat de modulul M_2 și returnează rezultatele calculului regimului

permanent și anume tensiunile nodale \underline{U}_i , circulațiile de curent prin laturile rețelei I_{ik} și pierderile de putere ΔS . Calculul regimului permanent se realizează prin aplicarea metodei ascendent-descendent. Schema logică a metodei ascendent-descendent este prezentată în figura 2.5.

În cadrul modului M_4 , utilizatorul are posibilitatea de a prelucra rezultatele furnizate de modulul M_3 și de a genera grafice pe baza acestora.

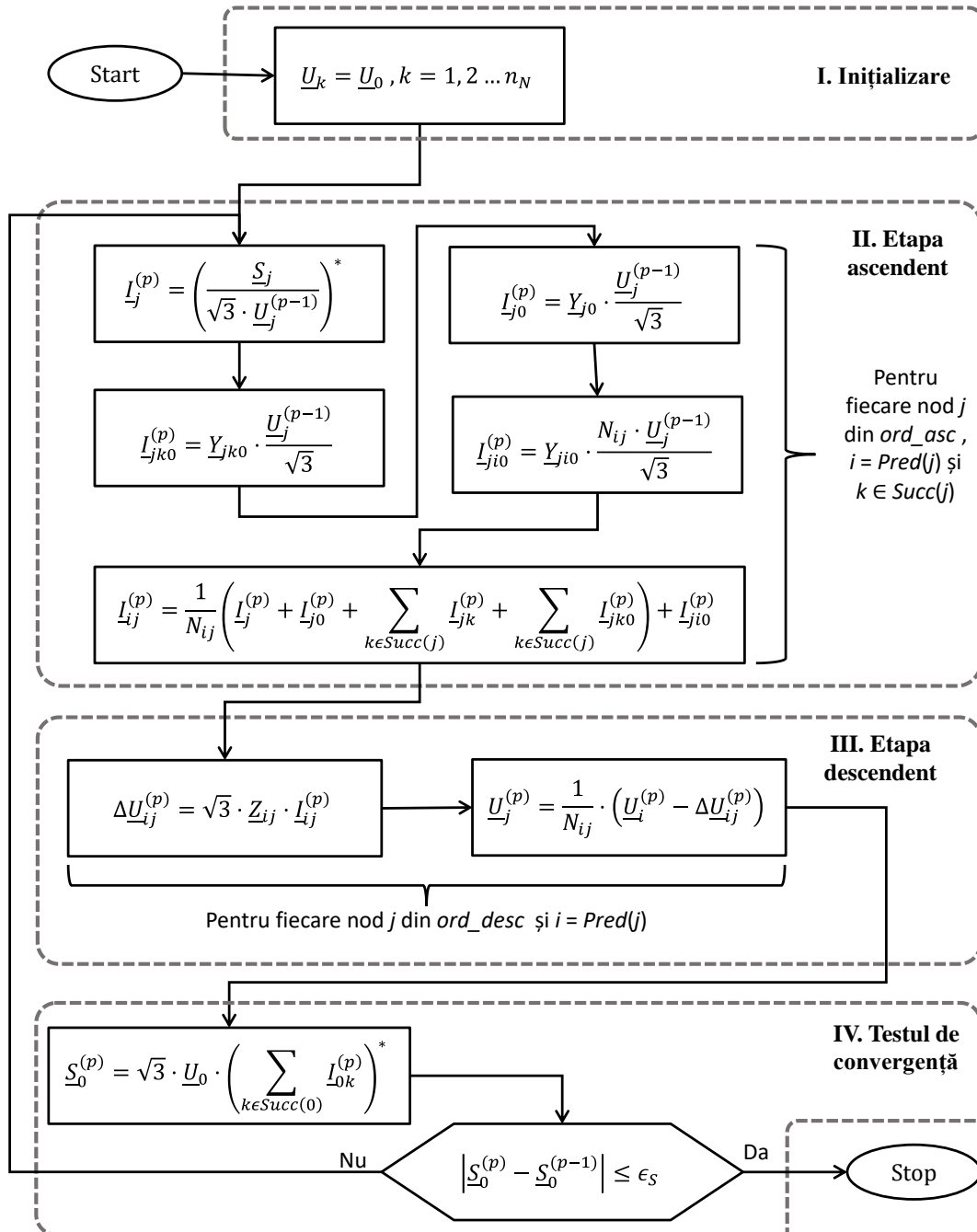


Figura 2.5. Schema logică a modului de calcul al regimului permanent.

2.3.2. Validarea programului de calcul

Validarea programului de calcul dezvoltat de autor se realizează prin compararea rezultatelor calculului de regim permanent al unei rețele electrice de distribuție arborescente furnizate de program cu cele generate de un program profesional de calcul, și anume Neplan. În acest scop, se consideră rețeaua de distribuție European MV Distribution Network

Benchmark, introdusă de asociația CIGRE în [14]. Rezultatele calcului regimului permanent de funcționare al rețelei electrice, furnizate de programul de calcul realizat de autor sunt comparate cu cele obținute cu ajutorul programului profesional de calcul Neplan. În tabelul 2.5 este prezentată o comparație între valorile tensiunilor nodale obținute cu programul realizat de autor U_{Matlab} și cele obținute cu ajutorul programului Neplan U_{Neplan} , eroarea absolută $\varepsilon_{abs} = U_{Matlab} - U_{Neplan}$ și eroarea relativă $\varepsilon_{rel} = \varepsilon_{abs} / U_{Neplan}$. Pe baza datelor prezentate în tabelul 2.1, se poate observa că erorile programului realizate de autor la calculul tensiunilor nodale sunt de maximum $8,5 \cdot 10^{-5}$ kV, ceea ce reprezintă $4,42 \cdot 10^{-8}$ %. În concluzie, valorile calculate pentru tensiunile nodale cu ajutorul programului realizat de autor pot fi considerate corecte.

Tabelul 2.1 Comparație între tensiunile nodale.

Nod	U_{Neplan} [kV]	U_{Matlab} [kV]	ε_{abs} [kV]	ε_{rel} [%]
N0	110	110	0.000E+00	0.00E+00
N1	20.422	20.42192121	7.879E-05	3.86E-08
N2	19.9623	19.96221801	8.199E-05	4.11E-08
N3	19.2433	19.24327573	2.427E-05	1.26E-08
N4	19.2073	19.20721505	8.495E-05	4.42E-08
N5	19.1825	19.18249823	1.771E-06	9.23E-10
N7	19.1533	19.15326799	3.201E-05	1.67E-08
N8	19.1303	19.13022467	7.533E-05	3.94E-08
N6	19.1357	19.13562696	7.304E-05	3.82E-08
N9	19.1166	19.11654204	5.796E-05	3.03E-08
N10	19.0922	19.09220007	-6.505E-08	-3.41E-11
N11	19.0884	19.08835548	4.452E-05	2.33E-08
N12	19.9934	19.9933902	9.796E-06	4.90E-09
N13	19.8967	19.89670292	-2.925E-06	-1.47E-09
N14	19.8411	19.84108319	1.681E-05	8.47E-09

CAPITOLUL 3. INTEGRAREA CENTRALELOR FOTOVOLTAICE ÎN CONTROLUL OPTIM AL PUTERII REACTIVE

3.1. Formularea problemei de optimizare

3.1.1. Funcția obiectiv

Scopul acestui studiu de caz este optimizarea funcționării unei microrețele prin controlul optim al puterii reactive. În acest scop, se urmărește minimizarea pierderilor totale de putere activă prin controlul puterii reactive generate de toate dispozitivele de control existente în microrețea, atât bateriile cu condensatoare cât și centralele fotovoltaice. Funcția obiectiv $f(x)$ este prezentată în relația (3.1) și presupune minimizarea pierderilor totale la nivelul rețelei, în contextul aplicării setului de restricții de egalitate $g(x)$ și de inegalitate $h(x)$ [25].

$$f(x) = \min \Delta P_{tot}$$

$$\text{cu restricțiile:} \quad g(x) = 0 \quad (3.1)$$

$$h(x) \leq 0$$

În relația (3.1), x reprezintă vectorul variabilelor de control x și are următoarea structură:

$$x = [Q_{g,1}, Q_{g,2}, \dots, Q_{g,N_{CEF}}, n_{BC,1}, n_{BC,2}, \dots, n_{BC,n_{BC}}] \quad (3.2)$$

unde $Q_{g,1} \dots Q_{g,N_{CEF}}$ reprezintă puterea reactivă generată de cele N_{CEF} centrale fotovoltaice din microrețeaua studiată, iar treptele de funcționare ale celor n_{BC} baterii cu condensatoare sunt notate $n_{BC,1} \dots n_{BC,n_{CB}}$.

Pierderile de putere totale ΔP_{tot} se determină pe baza bilanțului de putere activă la nivelul întregii microrețele, ca diferența dintre puterea activă primită de microrețea de la nodul de echilibru P_{NE} și de la cele N_{CEF} centrale fotovoltaice P_g și puterea cerută de consumatorii P_c conectați la cele N noduri ale microrețelei.

$$\Delta P_{tot} = P_{NE} + \sum_{i=1}^{N_{CEF}} P_{G,i} + \sum_{i=1}^N P_{C,i} \quad (3.3)$$

3.1.2. Restricții de egalitate și de inegalitate

Restricțiile de egalitate $g(x)$ din relația (3.1) au rolul de a asigura realizarea calcului de regim permanent pentru microrețeaua studiată [16]. În acest scop, setul de restricții de egalitate este alcătuit din cele două ecuații ale puterilor active și reactive nodale aferente fiecărui nod i , prezentate în relația (3.4) [7]:

$$\begin{aligned} P_i - \sum_{k=1}^N U_i U_k [G_{ik} \cos(\theta_i - \theta_k) + B_{ik} \sin(\theta_i - \theta_k)] &= 0 \\ Q_i + \sum_{k=1}^N U_i U_k [B_{ik} \cos(\theta_i - \theta_k) - G_{ik} \sin(\theta_i - \theta_k)] &= 0 \end{aligned} \quad (3.4)$$

unde P_i și Q_i sunt puterile nodale active și reactive de la nodul i , U_i , U_k și θ_i , θ_k reprezintă modulele și argumentele tensiunilor de la nodurile i și k , iar G_{ik} și B_{ik} sunt părțile reale și imaginare ale termenului \underline{Y}_{ik} din matricea admitanțelor nodale.

Restricțiile de inegalitate $h(x)$ din relația (3.1) sunt implementate cu scopul de a asigura respectarea limitelor operaționale ale dispozitivelor controlate, respectiv a microrețelei [16]. Pentru bateriile cu condensatoare și centralele fotovoltaice, restricțiile de inegalitate sunt prezentate în relația (3.5):

$$\begin{aligned} Q_{g,i}^{min} \leq Q_{g,i} \leq Q_{g,i}^{max}, \forall i = 1 \dots N_{CEF} \\ n_{BC,i}^{min} \leq n_{BC,i} \leq n_{BC,i}^{max}, \forall i = 1 \dots n_{BC} \end{aligned} \quad (3.5)$$

unde $Q_{g,i}^{min}$ și $Q_{g,i}^{max}$ sunt limitele inferioare și superioare ale puterii reactive ce poate fi generată de fiecare centrală fotovoltaică, iar $n_{BC,i}^{min}$ și $n_{BC,i}^{max}$ reprezintă treptele minime și maxime ale fiecărei baterii cu condensatoare.

Setul de restricții de inegalitate $h(x)$ referitoare la funcționarea microrețelei au rolul de a asigura respectarea benzii admisibile a tensiunilor nodale și a curenților admisibili ai laturilor [16], conform expresiei (3.6):

$$\begin{aligned} U_i^{min} \leq U_i \leq U_i^{max}, \text{ pentru } i = 1 \dots N \\ |I_i| \leq I_i^{max}, \text{ pentru } i = 1 \dots N_{LE} \end{aligned} \quad (3.6)$$

unde U_i^{min} și U_i^{max} reprezintă limitele admisibile ale tensiunii la nodul i , iar I_i^{max} este curentul admisibil prin fiecare dintre cele N_{LE} linii electrice ale microrețelei.

3.1.3. Adaptarea modelului pentru algoritmi metaeuristici

În lucrarea de față, rezolvarea problemei de optimizare formulate în acest capitol se realizează cu ajutorul unui algoritm metaeuristic. fiind necesară introducerea anumitor adaptări ale modelului matematic cu scopul de a asigura respectarea restricțiilor de egalitate și inegalitate.

În primul rând, restricțiile de egalitate sunt aplicate în cadrul metodelor de optimizare clasice pentru a realiza calculul de regim permanent. În cazul algoritmilor metaeuristici, acest lucru nu este posibil, calculul de regim permanent fiind efectuat în cadrul funcției obiectiv, prin aplicarea metodei ascendent-descendent, asigurându-se astfel respectarea restricțiilor de egalitate prezentate în relațiile (3.4).

În cazul restricțiilor de inegalitate referitoare la limitele operaționale ale dispozitivelor de control, exprimate în relațiile (3.5), nu este necesară introducerea unor adaptări suplimentare, întrucât aceste restricții sunt integrate în algoritmi metaeuristici ca limite inferioare și superioare ale variabilelor de control Q_g și n_{BC} . Însă, pentru respectarea restricțiilor referitoare la limitele operaționale ale microrețelei, din relațiile (3.6), este necesară introducerea unor funcții de penalizare, cu rolul a crește valoarea funcției obiectiv pentru indivizii care nu respectă restricțiile de inegalitate. Pentru aplicarea funcțiilor de penalizare, este necesară înlocuirea funcției obiectiv $f(x)$ cu funcția obiectiv penalizată $F(x)$, definită pe baza acesteia la care se aduna cele două funcții de penalizare P_1 și P_2 și un coeficient α , [16]

$$F(x) = f(x) + \alpha + P_1 + P_2 \quad (3.7)$$

Pe durata procesului de optimizare pot apărea indivizi pentru care calculul de regim permanent nu converge. Pentru acești indivizi trebuie aplicată o penalizare, α , cât mai mare pentru a îi elimina cu rapiditate din rândul populației. Prima restricție de inegalitate aferentă limitelor operaționale ale microrețelei din relațiile (3.6) se referă la încadrarea tensiunilor nodale în intervalul admisibil $[U_i^{min}, U_i^{max}]$. Pentru a asigura respectarea acestei restricții se definește funcția de penalizare P_1 , care se va calcula ca suma a coeficienților de penalizare $p_{1,i}$ aferenți fiecărui nod al microrețelei, înmulțită cu un coeficient C_1 ce are scopul de a scala valorile numerice într-un mod favorabil.

$$P_1 = C_1 \sum_{i=1}^N p_{1,i} \quad (3.8)$$

Pentru fiecare nod al microrețelei coeficientul de penalizare $p_{1,i}$ este egal cu zero, dacă tensiunea nodală se încadrează în limitele admisibile. În cazul depășirii limitei superioare a tensiunii, coeficientul este egal cu diferența dintre valoarea tensiunii și valoarea maxim admisibilă a acesteia, iar în cazul depășirii limitei inferioare, cu diferența dintre tensiunea minim admisibilă și tensiunea nodală.

$$p_{1,i} = \begin{cases} (U_i^{min} - U_i) & \text{dacă } U_i < U_i^{min} \\ 0 & \text{dacă } U_i^{min} \leq U_i < U_i^{max} \\ (U_i - U_i^{max}) & \text{dacă } U_i > U_i^{max} \end{cases} \quad (3.9)$$

Cea de-a doua restricție de inegalitate din punct de vedere al limitelor microrețelei se referă la respectarea curenților maxim admisibili prin laturile microrețelei. În acest scop se introduce, în cadrul funcției obiectiv penalizate F , funcția de penalizare P_2 . Aceasta din urmă se determină ca suma dintre coeficienții de penalizare $p_{2,i}$ aferenți fiecărei linii electrice din

microrețea, înmulțită cu un coeficient C_2 , cu rolul de a scala valorile numerice într-un mod convenabil.

$$P_2 = C_2 \sum_{i=1}^{N_{LE}} p_{2,i} \quad (3.10)$$

Pentru fiecare linie electrică din cadrul microrețelei, valoarea coeficientului de penalizare $p_{2,i}$ este determinată ca diferența dintre curentul prin linie și curentul maxim admisibil, în cazul în care această restricție nu este respectată, sau zero în caz contrar.

$$p_{2,i} = \begin{cases} 0 & \text{dacă } |I_i| \leq I_i^{max} \\ (|I_i| - I_i^{max}) & \text{dacă } |I_i| > I_i^{max} \end{cases} \quad (3.11)$$

3.2. Algoritmi de optimizare metaeuristici

3.2.1. Considerente generale

Algoritmii metaeuristici sunt proceduri de căutare a soluției optime în spațiul soluțiilor, care se bazează, de obicei, pe imitarea proceselor naturale pentru rezolvarea problemelor de optimizare. Denumirea metaeuristic provine din termenul euristic care presupune găsirea soluției cu ajutorul unui set de reguli bazat pe experiență, la care se adaugă prefixul meta care arată faptul că aceste reguli se pot aplica în diferite domenii, acestea fiind considerate principii general valabile nefiind specifice unui anumit set de probleme. Spre deosebire de metodele clasice de optimizare, algoritmii metaeuristici nu dispun de un model matematic pentru minimizarea funcției obiectiv, bazat pe teoreme matematice, aceștia aplicând un set de reguli inspirate din natură pentru a ghida procesul de căutare spre cea mai bună soluție.

Mecanismul de funcționare al algoritmilor metaeuristici este, în principiu, prezentat în continuare. Se pornește de la una sau mai multe soluții candidat, alese de regulă în mod aleator. Apoi se determină valoarea funcției obiectiv pentru fiecare dintre soluțiile candidat și pe baza valorii acesteia se evaluează performanța fiecărei soluții. Procesul prin care se determină un set nou de soluții candidat este foarte diferit de la un algoritm la altul, dar de obicei, noile soluții sunt ghidate în funcție de pozițiile celor mai performante soluții existente la iterația curentă. În cadrul procesului de căutare se disting două mari etape și anume: explorare – când soluțiile se împrăștie pentru a acoperi cât mai bine spațiul soluțiilor – și exploatare – când soluțiile converg către zona unde algoritmul a identificat cele mai bune soluții.

3.2.2. Algoritmul lupului cenușiu

Algoritmul lupului cenușiu (Grey Wolf Optimizer – GWO), a fost introdus de S. Mirjalil în anul 2014, având ca sursă de inspirație comportamentul social al lupilor cenușii (*Canis lupus*), care vânează în haite și folosesc cooperarea și coordonarea pentru a găsi prada [17]. În cadrul haitei, lupii au o ierarhie a dominanței sociale foarte bine definită. Structura socială a unei haite de lupi cuprinde patru categorii de indivizi, denumite în continuare alfa, beta delta și omega. Lupul alfa este cel care conduce haitea, fiind asistat în luarea deciziilor și în conducerea activităților haitei de către lupii beta și delta. Restul lupilor din populație se numesc omega și se subordonează celor trei tipuri de lupi dominanți.

În cadrul algoritmului lupului cenușiu, cele trei categorii de lupi dominanți, alfa, beta și delta se modelează separat de restul haitei prin selectarea celor mai performanți trei lupi

descoperiți până la iterația curentă. Poziția fiecărui lup din cadrul haitei se actualizează pe baza pozițiilor celor trei lupi dominanți cu ajutorul relației [17]:

$$X = \frac{X_1 + X_2 + X_3}{3} \quad (3.12)$$

Mărimile X_1 , X_2 și X_3 din relația (3.12) sunt pozițiile pe care le-ar lua lupul actual X în funcție de fiecare tip de lup dominant alfa, beta și delta și se calculează cu relațiile [28]:

$$\begin{aligned} X_1 &= X_\alpha - A_1 \cdot |C_1 \cdot X_\alpha - X| \\ X_2 &= X_\beta - A_2 \cdot |C_2 \cdot X_\beta - X| \\ X_3 &= X_\delta - A_3 \cdot |C_3 \cdot X_\delta - X| \end{aligned} \quad (3.13)$$

În relațiile (3.13) pozițiile lupilor dominanți alfa, beta și delta sunt notate cu X_α , X_β și X_δ , iar termenii A_1 , A_2 și A_3 și C_1 , C_2 și C_3 sunt calculați pe baza unor numere aleatoare r_1 și r_2 cu valori cuprinse în intervalul $[0,1]$ cu ajutorul expresiilor următoare [17]:

$$\begin{aligned} A &= 2 \cdot a \cdot r_1 - a \\ C &= 2 \cdot r_2 \end{aligned} \quad (3.14)$$

Termenii A_1 , A_2 și A_3 au rolul de a asigura echilibrul între procesele de explorare și exploatare. Astfel, termenul a descrește liniar de la 2 la 0 pe parcursul iterațiilor, iar pentru valori ale lui $a > 1$ lupii au tendința de a se împrăști, depărtându-se de lupii dominanți cu scopul de a explora cât mai bine spațiul soluțiilor. În cazul valorilor $a < 1$, lupii converg către pozițiile lupilor dominanți, asigurând astfel eficiența procesului de exploatare. Coeficienții C_1 , C_2 și C_3 au rolul de a asigura o ponderare a influenței poziției lupilor dominanți α , β și δ în viitoarea poziție a lupului curent.

3.2.3. Algoritmi genetici

Algoritmii genetici fac parte din categoria algoritmilor metaeuristici și se bazează pe teoria lui Charles Darwin referitoare la evoluția speciilor în natură. Algoritmii genetici au fost introduși de către John Holland, profesor de informatică la Universitatea din Michigan, în anii 1960, iar publicația de referință pentru acest domeniu „Adaptation in Natural and Artificial Systems” a fost publicată în anul 1975 de către același J. Holland [20]. Astfel au fost puse bazele noului domeniu științific, al algoritmilor metaeuristici. În cadrul algoritmilor genetici, fiecare soluție potențială este modelată sub forma unui individ care face parte dintr-o populație. Principiul de funcționare al algoritmilor genetici constă în îmbunătățirea indivizilor din cadrul populației, pe parcursul mai multor generații, cu ajutorul a trei mecanisme inspirate din evoluția speciilor în natură și anume selecție, încrucișare și mutație [20].

3.2.4. Optimizare cu roiuri de particule

Optimizarea cu roiuri de particule (Particle Swarm Optimization - PSO) este un algoritm de optimizare metaeuristic, introdus în 1995 de către James Kennedy și Russell Eberhart [21]. Datorită performanțelor foarte bune obținute cu ajutorul unui model matematic relativ simplu, PSO a devenit foarte popular în literatura științifică, adunând, la data redactării acestei lucrări, un număr de peste 87000 de citări, conform platformei Google Academic. Inspirația pentru acest algoritm constă în comportamentul social al stolurilor de păsări sau al bancurilor de pești. Astfel, pentru fiecare individ din populație se consideră două componente diferite care influențează direcția de deplasare. Componenta cognitivă se bazează pe experiența proprie, fiecare individ memorând cea mai bună poziție determinată până la iterația curentă.

Componenta socială are la bază experiența întregului grup și are ca efect ghidarea indivizilor către cea mai bună poziție determinată la nivelul întregii populații până la iterația actuală [21].

3.2.5. Algoritmul sinus-cosinus

Algoritmul sinus-cosinus (SCA - Sine-Cosine Algorithm) este un algoritm metaeuristic relativ recent, propus de S. Mirjalili în 2016, [23], care se bazează pe oscilații generate de cele două funcții trigonometrice sinus și cosinus. SCA este un algoritm metaeuristic popular, fiind utilizat în rezolvarea unui număr semnificativ de probleme de optimizare, datorită modelului matematic foarte simplu, pe baza căreia se obțin performanțe bune [24].

3.2.6. Algoritmul roiului de salpi

Algoritmului roiului de salpi (SSA – Salp Swarm Algorithm) este inspirat din comportamentul salpilor și a fost propus de către S. Mirjalili în [26]. Salpii, fac parte din familia Salpidae, însă sunt asemănători din punct de vedere vizual cu meduzele și au un comportament de tipul roiurilor atunci când se hrănesc înălțându-se într-o spirală.

3.3. Studiu de caz

3.3.1. Microrețeaua studiată

Studiul de caz prezentat în acest subcapitol este realizat pe o microrețea având tensiunea nominală de 20 kV, care alimentează șapte consumatori prin intermediul a șapte linii electrice subterane de MT, de la barele de MT ale unei stații electrice de tip coborâtor. În cadrul acestei, microrețele sunt conectate patru centrale electrice fotovoltaice la nodurile 2,3 6 și 8 și trei baterii cu condensatoare la nodurile 4,5 și 7. Schema monofilară a microrețelei, inspirată din versiunea europeană a rețelei de referință CIGRE MV [14], este prezentată în Figura 3.1.

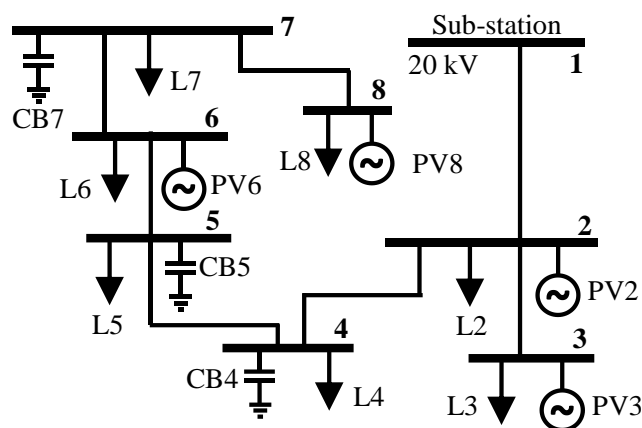


Figura 3.1. Microrețeaua studiată [27].

Simulările prezentate în acest studiu de caz sunt realizate pe mai multe scenarii prin rezolvarea problemei de optimizare formulată în capitolul 3.1 folosind Algoritmul Lupului Cenușiu prezentat în capitolul 3.2.1. Toate simulările sunt efectuate în mediul Matlab, pe baza codurilor de calcul create de autor pentru rezolvarea problemei de optimizare, efectuarea calculului de regim permanent al microrețelei folosind algoritmul ascendent-descendent și prelucrarea datelor. Se menționează că codul GWO, utilizat în această lucrare este cel furnizat de S. Mirjalili, disponibil on-line pe site-ul său personal.

3.3.2. Comparație între algoritmi metaeuristici

Problema de optimizare a managementului puterii reactive prezentată în capitolul 3.1 este rezolvată prin utilizarea a cinci algoritmi metaeuristici diferiți, și anume: Algoritmul Lupului Cenușiu (Grey Wolf Optimizer – GWO), Algoritmul Roiului de Salpi (Salp Swarm Algorithm – SSA), Optimizarea cu Roiuri de Particule (Particle Swarm Optimization – PSO), Algoritmul Sinus-Cosinus (Sine-Cosinus Algorithm – SCA) și Algoritmul genetic (Genetic Algorithm – GA). Dimensiunea populației de 100 de indivizi și numărul maxim de iterații de 100 sunt impuse pentru toți algoritmi pentru a obține o comparație coerentă a performanțelor, în timp ce pentru ceilalți parametri din cadrul fiecărui algoritm metaeuristic sunt folosite valorile implicite din literatura de specialitate. De asemenea, au fost efectuate 50 de rulări consecutive pentru fiecare algoritm considerat cu scopul de a obține un set de rulări relevant pentru analiza performanței acestora în rezolvarea problemei de optimizare [29].

Figura 3.2 prezintă valorile minime, medii și maxime obținute de cei cinci algoritmi în cadrul celor 50 de simulări realizate pentru fiecare. Pe baza figurii, rezultă că toți algoritmi obțin cel puțin o soluție cu valoare funcției obiectiv sub pragul de $f_{obj} = 0,92024$ u.r., în timp ce GWO și SSA obțin cea mai bună valoare minimă de 0,91997 u.r, fiind urmate de PSO cu 0,9199 u.r, GA cu 0,92 u.r., iar SCA obține din nou cea mai slabă valoare de 0,9204 u.r. Din punct de vedere al valorilor medii, GWO obține cea mai bună valoare, în timp ce PSO se clasează pe locul doi, iar SSA pe locul trei, urmat de GA și SCA. De asemenea, algoritmul lupului cenușiu (GWO) obține cea mai bună performanță și din punct de vedere al valorii maxime determinate în cele 50 de rulări.

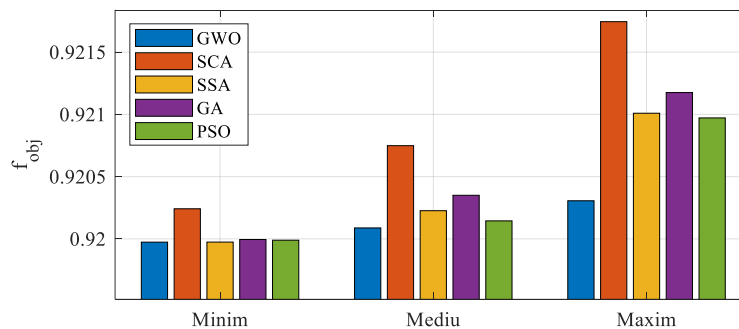


Figura 3.2. Valorile minime, medii și maxim obținute de algoritmi considerați în cele 50 de rulări.

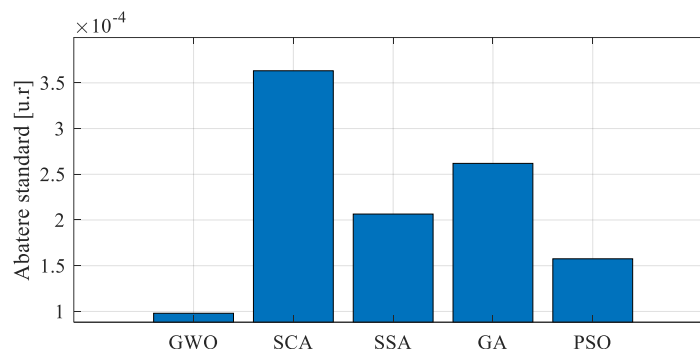


Figura 3.3. Abaterea standard pentru soluțiile obținute de algoritmi considerați.

Abaterea standard pentru soluțiile furnizate de cei cinci algoritmi considerați în cele 50 de rulări succesive este prezentată în Figura 3.3. Rezultatele arată că GWO determină cele mai coerente rezultate, cu o abatere standard de $9,8 \cdot 10^{-5}$ u.r. în cele 50 de rulări succesive, fiind urmat de PSO cu o abatere standard de $1,58 \cdot 10^{-4}$ u.r. Dacă în cazul valorilor minime și medii

obținute de GWO și de PSO diferențele sunt relativ mici, în cazul abaterii standard, valoarea obținută de GWO este de 1,6 ori mai mică decât în cazul PSO, indicând faptul că GWO este net superior celorlalți algoritmi din punct de vedere al coerenței.

3.3.3. Integrarea CEF în controlul puterii reactive

În cadrul acestei analize, sunt considerate trei scenarii diferite privind puterea cerută de consumatori, și anume la golul de sarcină (S1), sarcină de bază (S2) și vârful de sarcină (S3). Scenariul de sarcină de bază este definit de valorile de consum inițiale. Scenariul de gol de sarcină este definit prin reducerea puterii active și reactive solicitate cu 15% pentru toți consumatorii, în timp ce scenariul de vârf de sarcină este caracterizat printr-o creștere cu 15% a puterii cerute. De asemenea, alte cinci scenarii sunt definite pentru puterea generată de CEF, considerarea puterii generate de centrale, P_{CEF} , la 0%, 25%, 50%, 75% și 100% din puterea activă nominală P_{max} . Per total se vor obține 15 scenarii prin generarea tuturor combinațiilor posibile între cele trei scenarii referitoare la consum și cele cinci scenarii referitoare la centrale [27] care sunt prezentate în Tabelul 3.5.

Tabelul 3.5. Scenariile considerate

P_{CEF} (%) \ Scenariu	0%	25%	50%	75%	100%
Gol de sarcină	S.1.0	S.1.1	S.1.2	S.1.3	S.1.4
Sarcină de bază	S.2.0	S.2.1	S.2.2	S.2.3	S.2.4
Vârf de sarcină	S.3.0	S.3.1	S.3.2	S.3.3	S.3.4

Studiul de caz prezintă impactul integrării centralelor fotovoltaice în controlul puterii reactive, asupra pierderilor de putere activă a microrețelei și a profilului de tensiune, pentru cele 15 scenarii considerate. Pentru fiecare scenariu, se definește o strategie de referință în care controlul puterii reactive este realizat exclusiv prin intermediul bateriilor cu condensatoare, în timp ce centralele fotovoltaice funcționează la factor de putere unitar. De asemenea, impactul puterii reactive generate de către centralele fotovoltaice asupra condițiilor de funcționare a microrețelei este mai ușor de evidențiat prin comparație cu strategia de referință, unde treapta optimă de operare a bateriilor cu condensatoare este determinată prin rezolvarea unei versiuni simplificate a problemei de optimizare formulate în capitolul 3.1, în care sunt considerate doar variabilele $x_{CB,1}, \dots, x_{CB,n}$.

În figura 3.5 se prezintă valorile optime obținute de algoritmul lupului cenușiu pentru puterea reactivă generată de cele patru centrale fotovoltaice în fiecare dintre cele 15 scenarii considerate, iar valorile obținute pentru treapta de funcționare a celor trei baterii cu condensatoare sunt prezentate în figura 3.4.

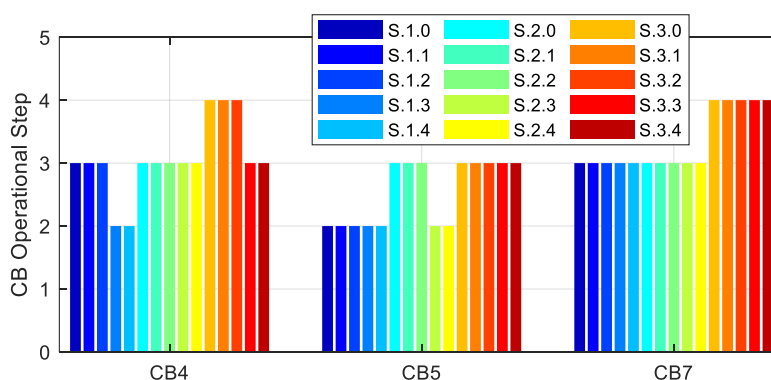


Figura 3.4. Valorile optime pentru treptele de funcționare ale bateriilor cu condensatoare.

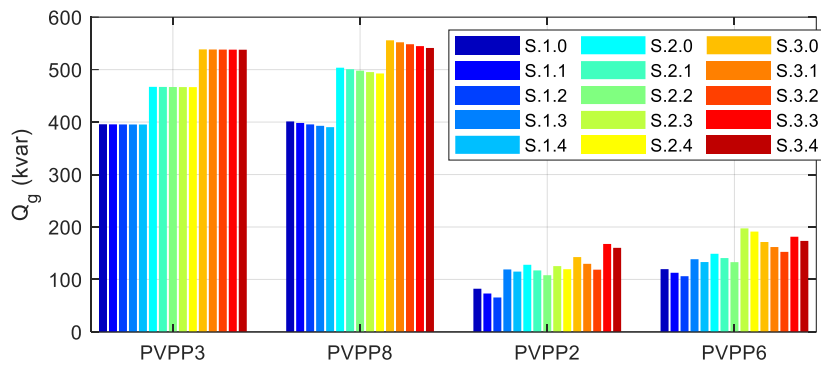


Figura 3.5. Valorile optime ale puterii reactive generate de cele patru CEF.

Din figura 3.4 se poate observa că în cadrul aceluiași tip de scenariu, valorile treptelor de funcționare ale bateriilor cu condensatoare sunt constante sau variază cu cel mult o unitate. De exemplu, în scanările de gol de sarcină (S.1), BC5 și BC7 funcționează pe aceeași treaptă 2, respectiv 3, iar BC4 funcționează pe treapta 3 în scenariile S.1.0 – S.1.2 și pe treapta 2 în scenariile S.1.3 și S.1.4. În cazul scenariilor cu sarcină de bază (S.2), BC4 și BC7 funcționează pe treapta 3, în timp ce BC5 este setată pe treapta 3 în scenariile S.2.0 – S.2.2, iar apoi pe treapta 2 în scenariile S.2.3 și S.2.4. Comportamentul bateriilor cu condensatoare este explicat în primul rând, de faptul că fiecare treaptă dispune de 100 kVAr, o valoare relativ mare astfel că algoritmul de optimizare dispune doar de un reglaj grosier, în al doilea rând de schimbarea puterii cerute de consumatori. De asemenea, din Figura 3.5, se poate observa că puterea reactivă debitată de CEF3 și CEF8 prezintă o ușoară scădere la creșterea puterii active generate. Scăderea puterii reactive la creșterea puterii active generate se poate observa și în cazul celorlalte două centrale CEF2 și CEF6 cu mențiunea că astfel se preiau diferențele de putere reactivă generate de schimbarea treptelor de funcționare ale bateriilor cu condensatoare.

Figura 3.6 prezintă valorile minime (U_{min}) și medii (U_{med}) ale tensiunii nodale atât pentru strategiile de referință, cât și pentru cele optime în toate cele 15 scenarii luate în considerare. Cele mai mici valori ale tensiunilor minime se obțin în scenariul S.3.0 când vârful de sarcină coincide cu oprirea centralelor fotovoltaice. În acest caz, se observă o creștere a valorilor U_{min} de la 0,950 u.r. în strategia de referință, la 0,952 u.r. în strategia optimă. După cum era de așteptat, impactul puterii reactive generate de CEF asupra profilului de tensiune al microrețelei este redus, deoarece puterea reactivă injectată de BC în strategia de referință de aproximativ 1500 kVAr, este înlocuită cu o putere reactivă totală cuprinsă între 1700 kVAr (la gol de sarcină) și 2500 kVAr (în scenariile de vârf de sarcină) injectate atât de CEF-uri, cât și de BC.

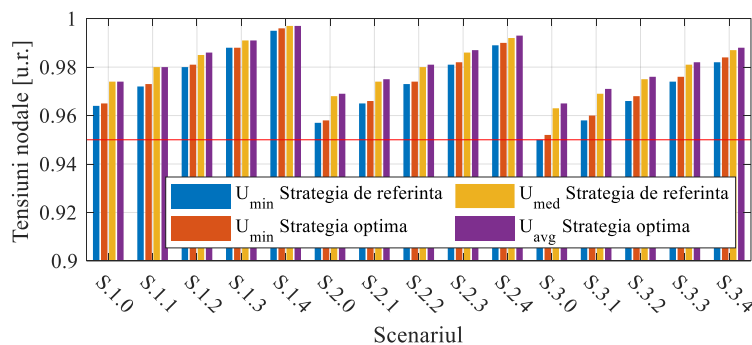


Figura 3.6. Comparație între tensiunile minime U_{min} și medii U_{med} .

Reducerea pierderilor de putere activă este prezentată în Figura 3.7, exprimată în procente față de strategia de referință. Barele albastre reprezintă scenariile gol de sarcină, scenariile de

bază sunt reprezentate de barele roșii, iar vârful de sarcină de barele galbene. Barele sunt grupate în figură după puterea activă generată de CEF-uri P_{CEF} , exprimată în procente față de puterea nominală activă P_{max} .

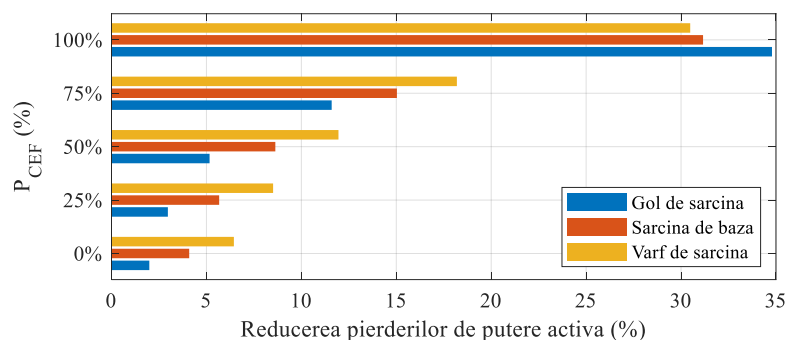


Figura 3.7. Reducerea pierderilor de putere activă.

Rezultatele prezentate în Figura 3.7 arată o reducere considerabilă a pierderilor de putere activă de până la 34,8%, datorită atât controlului continuu al puterii reactive generate de CEF în comparație cu variația în trepte a puterii reactive debitate de BC cât și unei distribuții mai bună a surselor de putere reactivă în microrețea.

CAPITOLUL 4. CONTROLUL OPTIM AL PUTERII REACTIVE EXCLUSIV PE BAZA CENTRALELOR FOTOVOLTAICE

4.1. Strategii de control a puterii reactive generate de CEF

Controlul puterii reactive are o importanță deosebită în operarea rețelelor electrice în general, întrucât poate aduce avantaje semnificative fără a necesita investiții majore în instalarea de noi dispozitive [30]. Conceptul de microrețea are un avantaj major față de rețelele electrice de distribuție clasice prin faptul că reprezintă un grup de resurse interconectate, care în mod firesc au interese și obiective convergente, existând posibilitatea prin integrarea tuturor dispozitivelor într-un control centralizat.

4.1.1. Factor de putere constant

În prima etapă a integrării surselor regenerabile de energie, majoritatea operatorilor rețelelor de distribuție și transport impuneau centralelor fotovoltaice să funcționeze la factor de putere unitar [32], prin urmare acestea nu puteau să participe în niciun fel la reglarea puterii reactive [33]. Pe măsură ce dezvoltarea de noi capacități de producție bazate pe surse regenerabile a devenit unul dintre principalele obiective ale dezvoltării sistemelor electroenergetice, cerințele pentru integrarea surselor distribuite au fost revizuite. În prezent, operatorii de rețea au impus centralelor fotovoltaice obligativitatea de a asigura funcționarea la orice factor de putere dintr-un interval specificat $[\cos\phi_{min}, \cos\phi_{max}]$ pentru orice putere activă debitată.

4.1.2. Compensarea locală a puterii reactive

În literatura de specialitate au fost propuse și analizate diferite strategii de control a puterii reactive, dintre care se menționează compensarea consumatorului local [35]. În cadrul acestei strategii, se consideră că sursele regenerabile se conectează la noduri de unde sunt alimentați și consumatori. Obiectivul urmărit este asigurarea, într-o anumită proporție sau total, puterii reactive cerută de consumatori de către sursa distribuită de la nodul de racord al acestora [35].

În această strategie de control, trebuie considerate și limitele de putere reactivă ale surselor distribuite Q_{min} și Q_{max} , astfel încât puterea reactivă generată de fiecare sursă în parte se va calcula cu relația:

$$Q_g = \begin{cases} Q_c & \text{dacă } Q_c \leq Q_{max} \\ Q_{max} & \text{dacă } Q_c > Q_{max} \end{cases} \quad (4.1)$$

În cazul în care limitele de putere reactivă se calculează în funcție de un factor de putere minim și maxim, valorile acestora vor fi direct proporționale cu puterea activă debitată de sursă. Pentru a elimina această limitare, în literatura de specialitate a fost propusă utilizarea unor limite extinse de putere reactivă [36]. În cazul centralelor fotovoltaice, limitele de putere reactivă Q_{min} și Q_{max} , corespunzătoare factorului de putere maxim și calculate la puterea activă generată maximă pot fi asigurate și la puteri active parțiale până în apropiere de zero. Astfel, se asigură posibilitatea de a compensa puterea reactivă cerută de consumatorii locali pentru durate mai mari de timp. În figura 4.1 este prezentată o comparație între puterea reactivă ce poate fi generată în cazul aplicării limitelor de putere reactivă obișnuite (a) și extinse (b).

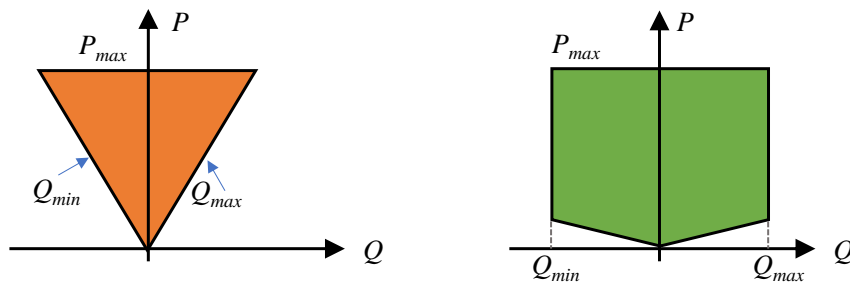


Figura 4.1. Limitele de putere reactivă pentru CEF-uri [34].

4.1.3. Controlul optim al puterii reactive

Cea de-a doua variantă a problemei de optimizare are scopul minimizării pierderilor de putere activă, prin realizarea controlului optim al puterii reactive în cadrul microrețelelor, exclusiv cu ajutorul surselor distribuite. Funcția obiectiv f_{obj} pentru această variantă a problemei de optimizare este identică cu cea prezentată în capitolul 3.1.1 și constă în pierderile totale de putere activă în microrețea, care trebuie minimizate cu respectarea restricțiilor de egalitate $g(x)$ și de inegalitate $h(x)$ [37]:

$$\begin{aligned} \min f(x) &= \Delta P_{total} \\ g(x) &= 0 \\ h(x) &\leq 0 \end{aligned} \quad (4.2)$$

Vectorul variabilelor de control x , conține de această dată numai puterile reactive generate de fiecare dintre cele N_{SD} sursele distribuite, notată $Q_{g,i}$.

$$x = [Q_{g,1}, Q_{g,2}, \dots, Q_{g,i}, \dots, Q_{g,N_{SD}}] \quad (4.3)$$

Setul de restricții de egalitate $g(x)$ din relațiile (4.2) constă în ecuațiile puterilor nodale și sunt identice cu cele prezentate în relațiile (3.4) din capitolul 3.1.2. În timp ce setul de restricții de inegalitate $h(x)$ din aceleași relații (4.2) conține restricția referitoare la limitele de putere reactivă ale surselor distribuite implicate în controlul optim, prezentată în relația (3.5) din capitolul 3.1.2 și cele două restricții referitoare la încadrarea tensiunilor nodale și curenților prin laturi în limitele admisibile, prezentate în relațiile (3.6) din același capitolul 3.1.2.

În cadrul acestui studiu de caz sunt considerate două variante pentru determinarea limitelor de putere reactivă a surselor distribuite, ambele bazate pe valorile maxime și minime ale factorului de putere $\cos \varphi_i^{min}$ și $\cos \varphi_i^{max}$. În prima variantă, se consideră limitele obișnuite pentru puterile reactive determinate în funcție de puterea generată și de limitele factorului de putere.

$$Q_{g,i}^{min} = P_{g,i} \cdot \tan(\arccos(\cos \varphi_i^{min})) \quad (4.4)$$

$$Q_{g,i}^{max} = P_{g,i} \cdot \tan(\arccos(\cos \varphi_i^{max})) \quad (4.5)$$

În cazul particular al surselor regenerabile și în special al celor fotovoltaice, puterile generate sunt apropiate de puterea nominală doar la orele prânzului, fiind relativ reduse pe durata dimineții și a serii. Din acest considerent, în literatura de specialitate este propusă utilizarea limitelor extinse pentru puterile reactive. În acest scop, limitele minime și maxime ale puterilor reactive se determină în funcție de valorile limită ale factorului de putere aplicate la puterea activă nominală P_{max} , nu la puterea generată. Din punct de vedere tehnic, invertoarele pot asigura funcționarea cu limitele extinse de putere reactivă, în regim normal de funcționare fără a fi necesare măsuri suplimentare și fără a presupune o uzură mai ridicată. O singură limitare este introdusă la funcționarea cu puteri foarte mici, de ordinul a 10% din $P_{g,i}^{max}$, când limitele de putere reactivă se reduc liniar către zero pe măsură ce și puterea activă scade către zero. Din acest motiv, puterea reactivă ce poate fi asigurată de invertoare este cuprinsă în intervalul $[Q_{g,i}^{min}, Q_{g,i}^{max}]$ pentru valori ale puterii active generate mai mari decât puterea minimă de la care capacitatea invertoarelor de a furniza putere reactivă se reduce $P_{g,i}^{min}$ și zero în rest.

$$Q_{g,i}^{min} = \begin{cases} P_{g,max} \cdot \tan(\arccos(\cos \varphi_i^{min})) & \text{pentru } P_{g,i}^{min} \leq P_{g,i} \leq P_{g,i}^{max} \\ 0, & \text{în rest} \end{cases} \quad (4.6)$$

Pentru adaptarea modelului matematic la algoritmi metaeuristici se procedează în mod similar problemei anterioare de optimizare, prin implementarea funcției obiectiv penalizate.

4.2. Microrețeaua studiată

Microrețeaua considerată în cadrul acestui studiu de caz, alimentează nouă consumatori diferiți, după cum urmează: un hotel, o clădire de birouri, o școală, un centru comercial, un spital și patru zone rezidențiale. De asemenea, în această microrețea sunt instalate cinci centrale fotovoltaice (CEF). Microrețeaua are în componență șapte linii electrice subterane de medie tensiune și este alimentată din barele de 20 kV ale unei stații electrice coborâtoare. În Figura 4.2 este prezentată topologia arborescentă a microrețelei studiate, care este inspirată de rețeaua de referință CIGRE MT descrisă în [14].

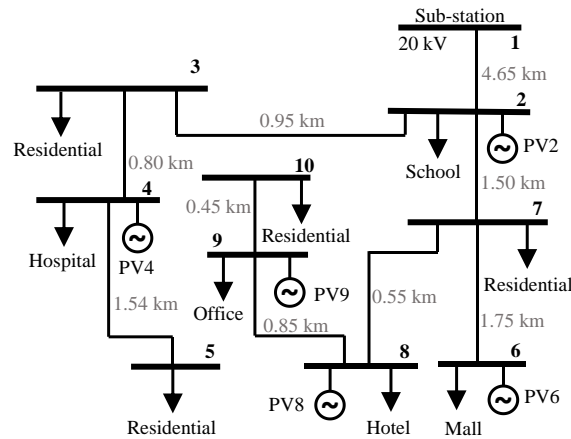


Figura 4.2. Schema monofilară a microrețelei studiate [37].

Profilurile de sarcină sunt definite pentru fiecare tip de sarcină, prin urmare, aceeași variație relativă se va înregistra pentru două sarcini de același tip, diferența fiind dată de puterile maxime cerute de fiecare sarcină în parte. Puterile active generate de către CEF sunt obținute din baza de date Renewables Ninja [39]. Din această bază de date se obțin valorile medii orare ale puterilor active generate pe durata unui întreg an calendaristic, exprimate în procente raportat la puterea nominală P_{max} . În cadrul studiului, se consideră o curbă de producție identică pentru cele cinci CEF, datorită amplasării acestora într-o zonă geografică relativ restrânsă. Valorile în procente sunt identice pentru fiecare oră din an, însă acestea sunt exprimate relativ la puterea nominală a fiecărei centrale: 350 kW, 970 kW, 550 kW, respectiv 1150 kW.

4.3. Analiza funcționării microrețelei

4.3.1. Ziua de 16 mai

Prima analiză a funcționării microrețelei pe durata unei zile, prezentate în acest studiu, se referă la ziua de 16 mai. Această zi a fost selectată întrucât este o combinație între valori ridicate atât ale puterii cerute de consumatori cât și a puterii generate de centralele fotovoltaice. Ziua selectată se numără printre primele 5% zile cu cea mai mare putere generată de centralele fotovoltaice și în primele 10% din punct de vedere al consumului. Curbele de sarcină pentru fiecare tip de consumator și curbele de producție, ambele exprimate în procente sunt prezentate în figura 4.3.

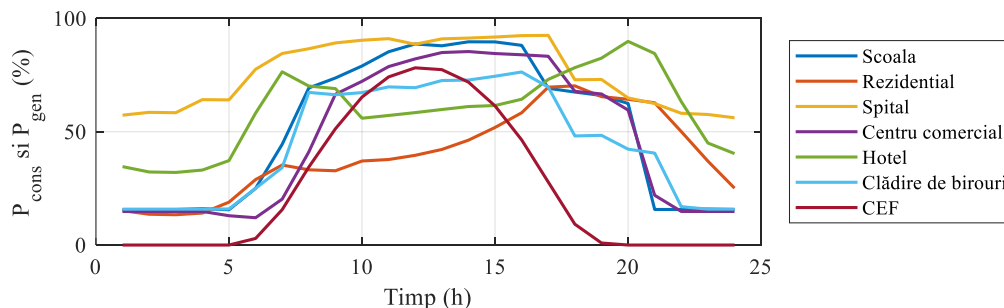


Figura 4.3. Curbe de sarcină și de producție, exprimate în procente, pentru ziua de 16 mai.

Funcționarea microrețelei a fost simulată pentru fiecare interval orar, al zilei de 16 mai, în cazul aplicării fiecăreia dintre cele 8 strategii de control a puterii reactive considerate. Strategia A constă în funcționarea CEF la factor de putere unitar, în strategiile B1, B2 și B3 CEF funcționează la factor de putere constant $\cos\phi$ de 0,95, 0,90, respectiv 0,85, în timp ce în

strategiile C, centralele fotovoltaice funcționează cu scopul compensării sarcinii locale, iar în strategiile D, puterea reactivă debitată de CEF este determinată cu scopul minimizării pierderilor de putere activă la nivelul întregii microrețele. Diferența dintre strategiile C1 și C2, respectiv D1 și D2 constă din alegerea limitelor de putere reactivă. Astfel, în cazurile C1 și D1 limitele sunt alese în funcție de factorul de putere maxim aplicat la puterea generată, în timp ce limitele de putere reactivă ale CEF sunt extinse în cazurile C2 și D2, prin aplicarea factorului maxim de putere la puterea nominală, indiferent de puterea activă generată. Puterea reactivă generată de către fiecare centrală fotovoltaică, pentru fiecare strategie, este prezentată în figurile 4.4 (a) – (e).

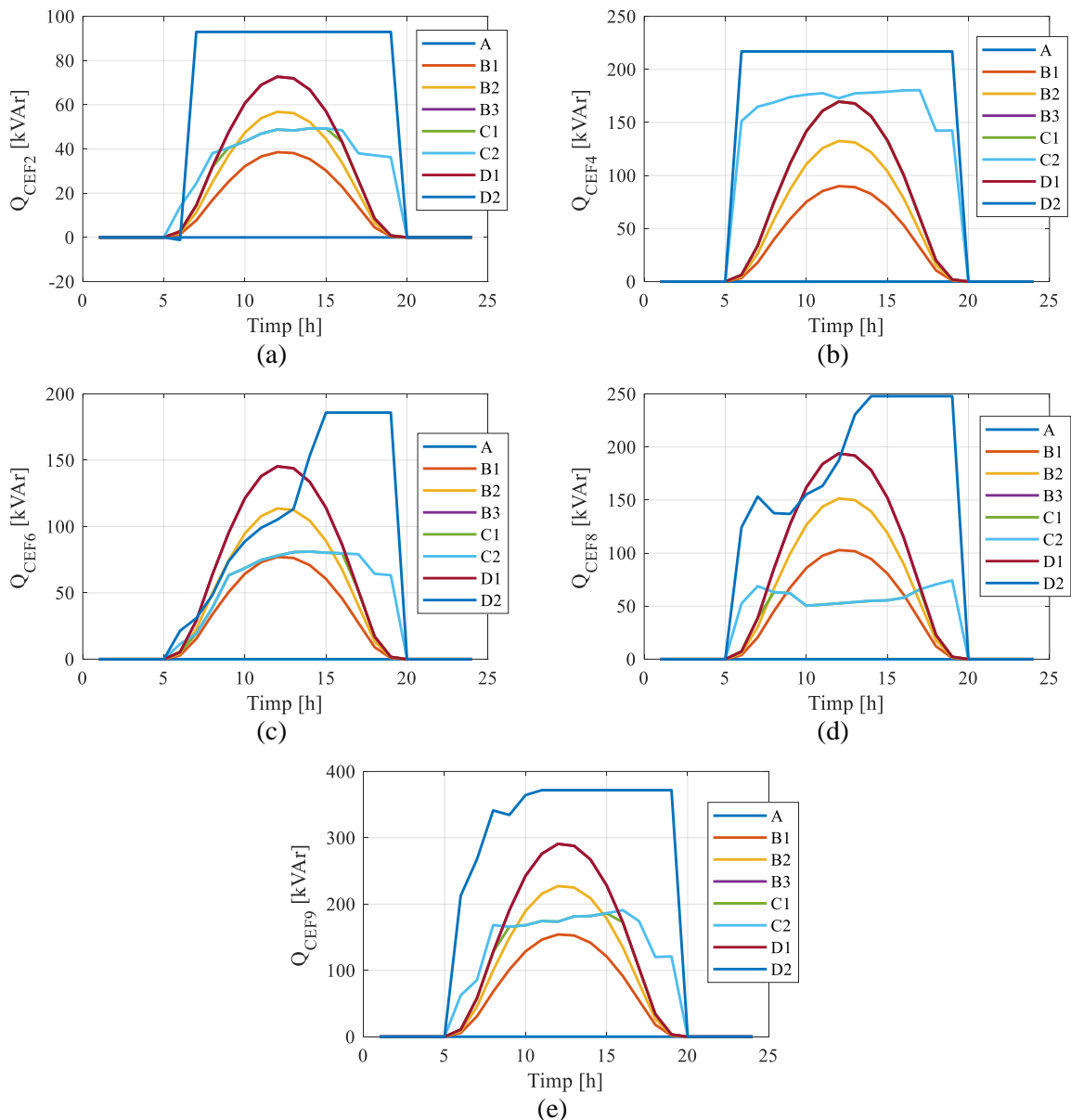


Figura 4.4. Puterile reactive generate de CEF, în ziua de 16 mai, pentru cele 8 strategii considerate.

Pentru cele cinci centrale conectate la microrețeaua considerată se poate observa, că în cazul strategiilor de control cu factor de putere constant, B1, B2 și B3, puterea reactivă debitată este proporțională cu puterea activă generată. În cazul strategiei C1, se consideră limitele convenționale de putere reactivă determinată de curba B3, întrucât aceasta corespunde factorului de putere maxim de 0,85. În cazul CEF2, CEF6, CEF8 și CEF9, cele două curbe C1 și B3 sunt suprapuse, până la orele 7 sau 8, iar apoi puterea reactivă generată în strategia C1

este mai mică limita B3, întrucât puterile reactive cerute de consumatorii de tip școală, centru comercial, clădire de birouri și hotel sunt mai reduse. În schimb, în cazul centralei conectate la nodul 4, unde este racordat consumatorul de tip spital, puterea reactivă debitată în strategia C1 este egală pe toată durata zilei cu limita maximă a acesteia. În cadrul strategiei C2 se poate observa faptul că fiecare centrală reușește să genereze suficientă putere reactivă încât să compenseze puterea reactivă cerută de consumatorul local.

În cadrul strategiilor D1 și D2 puterile reactive generate de CEF sunt optimizate cu scopul minimizării pierderilor de putere activă la nivelul microrețelei. Puterea reactivă generată de CEF2 și CEF4 este la limita superioară în strategia D2 pe toată durata zilei. În cazul celorlalte centrale CEF6, CEF8 și CEF9 puterea reactivă este egală cu limita superioară, numai pe o anumită parte a zilei. Limitele extinse de putere reactivă sunt utilizate de trei centrale, CEF 2, CEF4 și CEF9, pe toată durata zilei, iar de către CEF 6 și CEF8 pe durata a 6, respectiv 13 ore. Din acest considerent, curbele D1 sunt suprapuse fie curbelor D2, când puterea reactivă se încadrează în limitele convenționale, fie curbelor B3, când limita superioară este depășită.

În figurile 4.5 (a) și (b) sunt prezentate profilurile tensiunilor nodale minime și medii înregistrate în microrețea, pe durata celor 24 de ore în cazul aplicării celor opt strategii. Din rezultate prezentate în figurile 4.5 (a) și (b) reiese că cele mai bune niveluri ale tensiunii minime și medii sunt observate atunci când CEF funcționează conform strategiei de control optim cu limite extinse D2, respectiv de compensare locală cu limite extinse C2. De asemenea, nivelul tensiunii scade pe măsura creșterii factorului de putere, iar strategia A, caracterizată de $\cos\varphi = 1$, înregistrează cele mai mici valori ale tensiunii. Se poate observa că nivelul tensiunii se îmbunătățește pe măsura creșterii puterii reactive injectate de către CEF, prin urmare cele mai bune valori ale tensiunilor se înregistrează în strategia de control optim cu limite extinse D2. Pe de altă parte, influența puterii reactive asupra nivelului tensiunii este relativ redusă, întrucât prin injectarea unei puteri reactive totale de 1116 kVAr în cazul aplicării strategiei D2 se obțin îmbunătățiri ale tensiunilor de cel mult 0,00284 u.r.

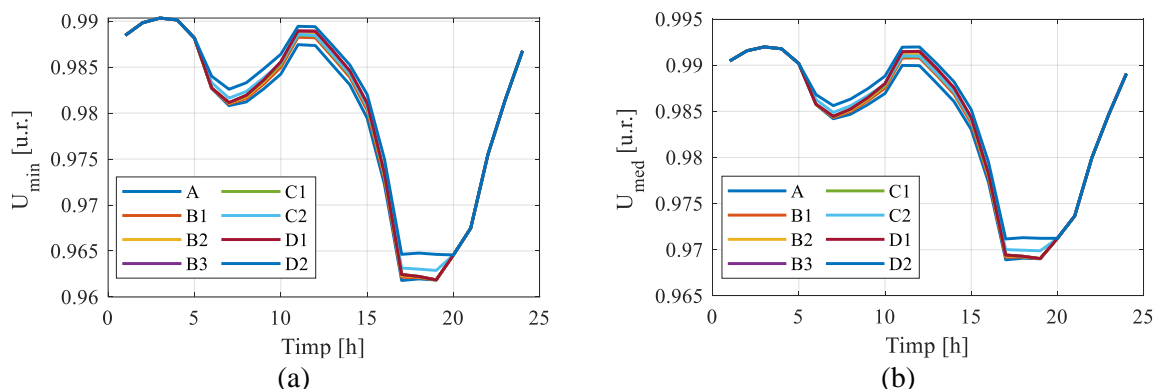


Figura 4.5. Profilul tensiunilor nodale a) minime și b) medii în microrețea pentru ziua de 16 mai.

Puterea activă totală cerută de consumatori P_{cons} este prezentată în figura 4.6 (a) alături de puterea totală generată de CEF P_{gen} și de puterea cerută de microrețea din sistem P_S . Pentru aceasta din urmă, se prezintă o singură curbă pentru toate cele opt strategii considerate, deoarece cele mai mari diferențe între acestea sunt mai mici de 1,2%. În figura 4.6 (b) este prezentată puterea reactivă cerută de microrețea din sistem Q_S pentru fiecare strategie de control. Prin aplicarea strategiilor de control cu factor de putere constant, B1, B2 și B3 se observă o reducere a puterii reactive importate de microrețea la orele 12 de 464,5 kVAr, 684,2 kVAr și 875 kVAr, față de cazul cu factor de putere unitar. În cazul strategiilor C1 și C2 puterile reactive totale cerute din sistem la ora 12 se reduc cu 524,7 kVAr, respectiv 527,9 kVAr. În cazul strategiei

de control optim cu limite convenționale, D1, curba Q_S se suprapune peste curba B3, în timp ce în cazul strategiei de control optim cu limite extinse, D2, valoarea Q_S la ora 12 se reduce cu 976,95 kVAr comparativ cu strategia A. De asemenea, în cadrul strategiei D2, valorile Q_S sunt negative în intervalul 6 – 13, având valori cuprinse între -25 kVAr și $-2,9$ kVAr.

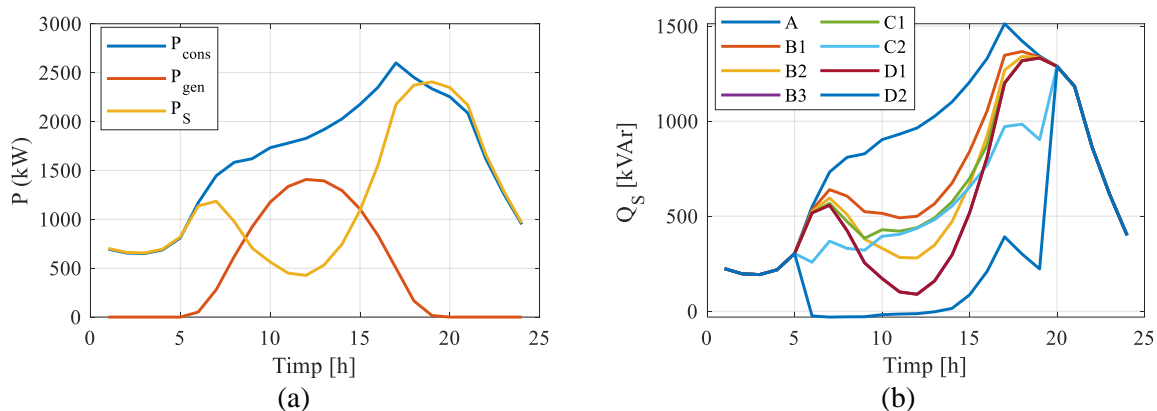


Figura 4.6.: a) Bilanțul de putere activă la nivelul microrețelei și puterea reactivă importată de microrețea din sistem, pentru ziua de 16 mai.

În figurile 4.7 (a) și (b) sunt prezentate profilurile orare al pierderilor de putere activă totale la nivelul microrețelei ΔP , respectiv valorile medii zilnice ale acestora, pentru cele opt strategii considerate. Pe baza celor două figuri se poate observa că valorile cele mai mari ale pierderilor de putere se obțin în cazul aplicării strategiei A. La ora 12, când puterea debitată de CEF este maximă, valorile ΔP se reduc de la 16,37 kW (strategia A), cu 58,3% la 6,83 kW, cu 73,3% la 4,37 kW și cu 79,8% la 3,3 kW prin aplicarea strategiilor cu factor de putere constant B1, B2, respectiv B3. În cazul strategiilor de compensare locală a puterii reactive C1 și C2, pierderile de putere se reduc cu 62,9% și 63,2% față de valorile obținute în cazul strategiei A, până la 6,07 kW și 6,03 kW. Limitele extinse considerate în strategia de control optim D2, permit o reducere a pierderilor de putere activă la ora 12 de 81,4%, până la valoarea de 3,04 kW. Cele mai ridicate valori ale pierderilor medii zilnice de putere activă de 36,26 kW sunt observate în cazul aplicării strategiei A, iar prin aplicarea strategiei D2 se obține reducerea acestora până la 26,62 kW.

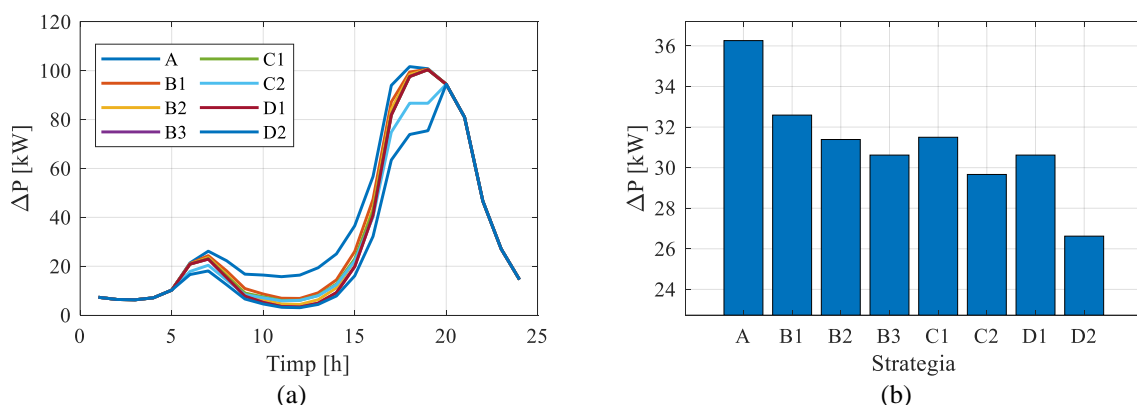


Figura 4.7.: a) Profilul orar al pierderilor de putere și b) pierderile de putere medii zilnice în microrețea pentru ziua de 16 mai.

4.3.2. Ziua de 6 iunie

A doua zi selectată pentru analiza funcționării microrețelei este 6 iunie, când se înregistrează un consum ridicat concomitent cu a valoare medie a puterii generate de centralele fotoelectrice. Din punct de vedere al consumului ziua de 6 iunie se clasează în primele 6% zile

din an cu cel mai ridicat consum, iar puterea generată de CEF, este foarte apropiată de valoare medie anuală.

Pe baza valorilor prezentate în figura 4.8 (b), se observă că aplicarea strategiei A conduce la obținerea celor mai mari valori ale pierderilor de putere medii zilnice de 49,3 kW. Valorile acestora se reduc cu 6,2%, 8,6% și 10,4% prin aplicarea strategiilor B1, B2 și B3, respectiv cu 9,6% și 16,3% în cazul strategiilor C1 și C2 și cu 10,4%, respectiv 24,5% în cazul strategiilor de control optim D1 și D2.

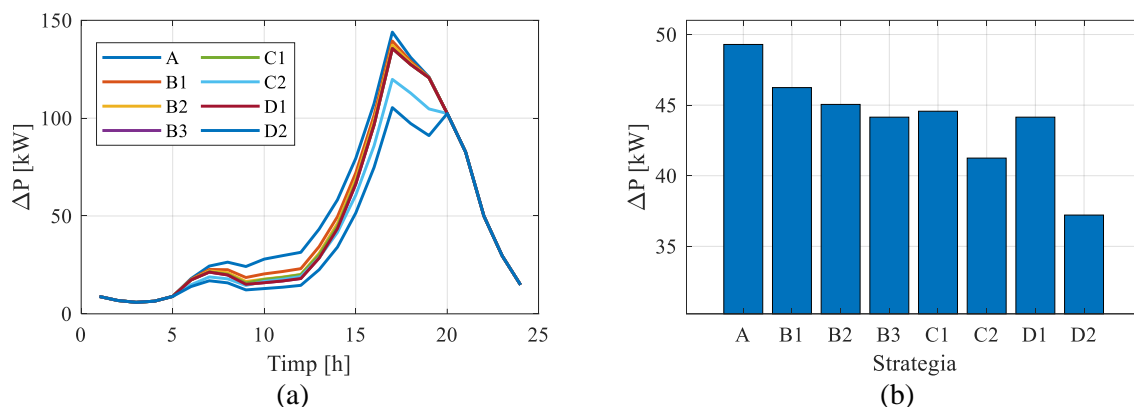


Figura 4.8.: a) Profilul orar al pierderilor de putere și b) pierderile de putere medii zilnice în microrețea pentru ziua de 6 iunie.

4.3.3. Ziua de 26 iunie

Cea de-a treia zi selectată în cadrul acestui studiu și anume 26 iunie, când se înregistrează valori ridicate ale puterii cerute de consumatori, concomitent cu valori reduse ale puterii generate de centralele fotovoltaice. Din punct de vedere al consumului, ziua selectată se încadrează în primele 10% zile cu cel mai mare consum, iar din punct de vedere al puterii generate de centralele fotovoltaice se clasează în primele 10% cu valorile cele mai mici.

Profilurile orare al pierderilor de putere activă totale ΔP , respectiv valorile medii zilnice ale acestora sunt prezentate în figurile 4.9 (a) și (b), pentru cele opt strategii considerate. Din punct de vedere al pierderilor medii pe durata zilei de 26 iunie, prin aplicarea strategiilor de tip B, se poate observa o reducere de până la 5,4% față de nivelul de referința de 48,7 kW obținut în strategia A. În cazul strategiilor cu limite extinse se obțin cele mai mari reduceri ale pierderilor de 14,8% în cazul C2 și 22,15 în cazul D2.

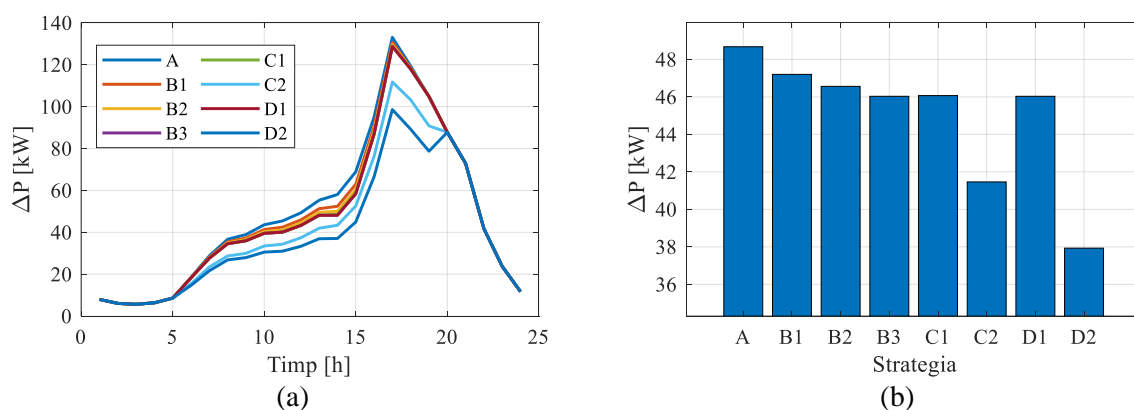


Figura 4.9: a) Profilul orar al pierderilor de putere și b) pierderile de putere medii zilnice în microrețea pentru ziua de 26 iunie.

4.3.4. Ziua de 9 aprilie

În cadrul acestui subcapitol se prezintă a patra zi selectată și anume 9 aprilie, când se înregistrează simultan valori ridicate ale puterii generate de centralele fotovoltaice și valori reduse ale puterii cerute de consumatori. Ziua de 9 aprilie se încadrează în primele 3% zile cu cea mai mare putere generată, iar din punct de vedere al consumului, de asemenea în primele 3% zile cu cele mai mici valori.

Profilurile orare ale pierderilor de putere activă totale ΔP sunt prezentate în figura 4.10 (a), iar valorile medii zilnice ale acestora în figura 4.10 (b). De asemenea, în cazul zilei de 9 aprilie cele mai mari valori ale pierderilor de putere se obțin în cazul aplicării strategiei A, iar cele mai mici în cazul strategiei de control optim cu limite extinse D2.

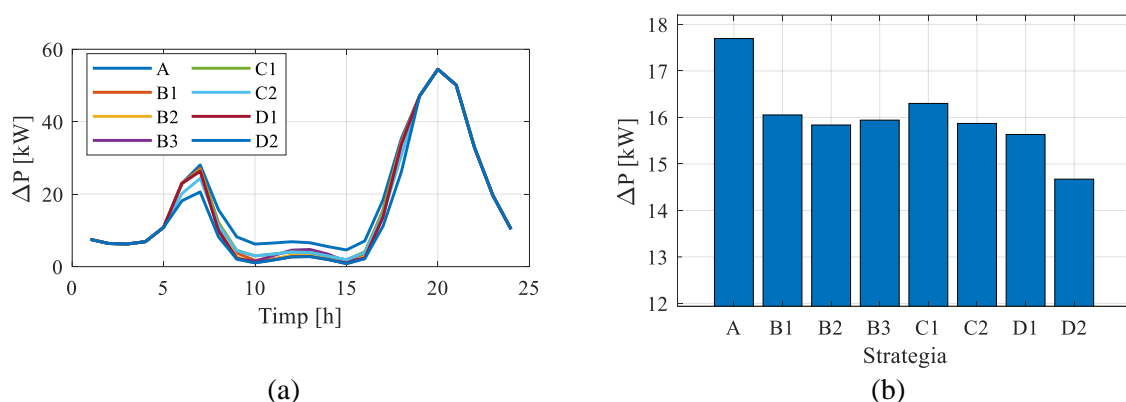


Figura 4.10: a) Profilul orar al pierderilor de putere și b) pierderile de putere medii zilnice în microrețea pentru ziua de 9 aprilie.

4.3.5. Analiza funcționării pe durata unui an

În acest capitol se prezintă o analiză a funcționării microrețelei în contextul aplicării celor opt strategii de control a puterii reactive pe durata unui an..

Figura 4.11(a) prezintă un grafic de tip boxplot al valorilor puterii reactive importate de către microrețea din sistem, dar numai pentru orele în care centralele fotovoltaice funcționează. În primul rând, se poate observa că valoarea mediană cea mai mare de 792,9 kVAr este obținută în cazul aplicării strategiei A, când factorul de putere este unitar. În cazul strategiilor B1, B2 și B3 valorile mediane se reduc la 616,6 kVAr, 543,0 kVAr, respectiv 473,3 kVAr, reprezentând o reducere cu 22,2%, 31,5%, respectiv 40,3% față de valoare obținută în strategia A, considerată ca referință. Strategiile de compensare a puterii reactive cerute de consumatorii locali cu limite convenționale C1 și extinse C2 conduc la reducerea valorilor mediane ale Q_{sl} la 545,2 kVAr și 400,5 kVAr, ceea ce reprezintă o reducere cu 31,2% respectiv 49,5% relativ la strategia A. Prin aplicarea strategiei optime de control cu limite convenționale D1, valoarea mediană este 47.3 kVAr, redusă cu 40,3% față de strategia A. În cazul considerării limitelor extinse, algoritmul de optimizare determină o valoare mediană de $-26,4$ kVAr, ceea ce reprezintă un export de putere reactivă dinspre microrețea către sistem. În al doilea rând, valorile minime ale Q_{sl} sunt negative în toate strategiile de tip B, C și D, cu cea mai negativă valoarea minimă a Q_{sl} de $-544,8$ kVAr obținută în cazul strategiei B3, când factorul de putere este 0,85. Mai mult, în cazul strategiei de control optim cu limite extinse D2, se observă că valorile cuartilelor de 75% și 25% sunt foarte apropiate și anume $-4,9$ kVAr și $-39,7$ kVAr. Prin comparație, în cazul aplicării strategiei A valorile aferente sunt 971,9 kVAr și 689,7 kVAr.

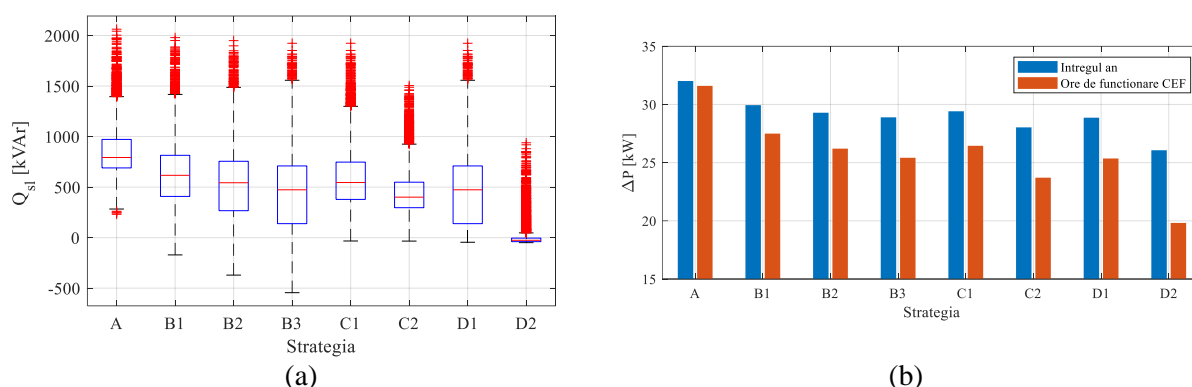


Figura 4.11. a) Reprezentare de tip boxplot pentru puterea cerută din sistem de microrețea și b) valori medii anuale ale pierderilor de putere

Pierderile medii de putere activă la nivelul întregii microrețele sunt prezentate în figura 4.11(b) pentru cele opt strategii de control a puterii reactive. În figura 4.11(b) sunt reprezentate două seturi de date: pierderile de putere medii pentru întregul an, cu barele verticale de culoare albastră, și valorile medii obținute numai în orele în care centralele fotovoltaice funcționează, cu barele de culoare roșie. În cazul funcționării centralelor la factor de putere unitar valorile medii ale pierderilor pentru întregul an sunt de 32 kW, iar în cazul aplicării strategiilor de tip B, cu factor de putere constant, valorile se reduc la 29,9 kW, 29,3 kW și 28,9 kW, reprezentând o variație de 6,6%, 8,45 și 9,7% față de valorile de referință obținute în strategia A. Prin aplicarea strategiilor de compensare locală C1 și C2 valorile medii la nivelul întregul an se reduc cu 8,1% când se consideră limitele convenționale și 12,5% când se aplică limitele extinse, în timp ce strategiile de control optim D1, cu limite convenționale, și D2, cu limite extinse, pierderile se reduc cu 9,7, respectiv 18,4%. Dacă se consideră numai intervalele orare în care funcționează centralele fotovoltaice se observă că în cazul strategiei A pierderile medii de putere sunt de 31,6 kW, iar în cazul strategiilor B1, B2 și B3 aceste valori se reduc cu 13 %, 17,1 % și 19,6 %. Strategiile de compensare locală conduc la reducerea pierderilor de putere în orele în care funcționează centralele fotovoltaice cu 16,5 % în cazul considerării limitelor de putere reactivă convenționale respectiv 25 % în cazul considerării limitelor extinse. Cele mai mici valori medii ale pierderilor de putere se obțin prin aplicarea algoritmului de optimizare cu limite convenționale și extinse. Astfel în cazul strategiilor D1 și D2, pierderile medii de putere se reduc până la valoarea de 25,4 kW respectiv 19,8 reprezentând o reducere cu 19,6 % respectiv 37,3 %, față de valorile de referință obținute în strategia A. De asemenea, prin aplicarea limitelor extinse de putere reactivă în cadrul algoritmului de optimizare, se observă o reducere a pierderilor medii de putere în orele de funcționare ale CEF cu 22 % față de situația în care se consideră limitele convenționale.

CAPITOLUL 5. CONCLUZII

5.1. Concluzii generale

Teza de doctorat se încadrează în temele actuale de cercetare privind integrarea centralelor fotovoltaice în controlul puterii reactive, în special datorită contextului actual de dezvoltare accelerată a surselor regenerabile de energie.

Obiectivul principal al tezei de doctorat este controlul optim al puterii reactive generate de centralele fotovoltaice cu scopul de a minimiza pierderile totale de putere activă dintr-o microrețea. Pentru aceasta au fost formulate două probleme de optimizare care au fost rezolvate în cadrul celor două studii de caz cu ajutorul algoritmilor metaeuristici.

În primul studiu de caz, a fost realizat controlul optim al puterii reactive într-o microrețea cu ajutorul bateriilor cu condensatoare și al centralelor fotovoltaice. Funcția obiectiv a constat în minimizarea pierderilor de putere activă cu respectarea limitelor operaționale ale dispozitivelor de control și ale microrețelei. În prima parte a studiului de caz, au fost testați cinci algoritmi metaeuristici cu scopul de a îl selecta pe cel mai performant dintre aceștia. Pentru aceasta au fost realizate 50 de rulări consecutive pentru Algoritmul Lupului Cenușiu, Algoritmul Sinus-Cosinus, Algoritmul Genetic, Optimizarea cu Roiuri de Particule și Algoritmul Roiului de Salpi. În concluzie, a fost ales Algoritmul Lupului Cenușiu deoarece acesta a obținut cele mai bune rezultate numerice în cele 50 de rulări consecutive. În partea a doua a acestui studiu de caz, Algoritmul Lupului Cenușiu a fost utilizat pentru optimizarea puterii reactive pentru 15 scenarii obținute prin generarea tuturor combinațiilor dintre trei scenarii de consum (vârf de sarcină, regim de bază și gol de sarcină) și cinci scenarii de producție (considerând puterea generată de centrale la 0%, 25%, 50%, 75% și 100% din puterea nominală). Întrucât scopul acestui studiu este integrarea centralelor fotovoltaice în controlul puterii reactive, scenariile de referință au fost definite în ipoteza utilizării exclusiv a bateriilor cu condensatoare, în timp ce centralele funcționează la factor de putere unitar. Rezultatele obținute au dovedit o reducere semnificativă a pierderilor de putere activă la nivelul microrețelei, de până la 34,8% în regimurile de gol de sarcină, până la 30,5% în regimurile de vârf și până la 31,3% în regimul de bază. Aceste reduceri se datorează distribuției mai uniforme a surselor de putere reactivă în microrețea, a controlului continuu realizat de invertoare (comparativ cu controlul în trepte al bateriilor cu condensatoare), dar și a contribuției cantitative în regimul de vârf, când bateriile cu condensatoare nu dispun de suficientă putere reactivă. În concluzie, integrarea centralelor fotovoltaice în controlul puterii reactive, alături de dispozitivele existente cum ar fi bateriile cu condensatoare, a condus la îmbunătățirea regimurilor de funcționare a microrețelei prin reducerea semnificativă a pierderilor de putere.

În cel de-al doilea studiu de caz, s-a urmărit realizarea controlului puterii reactive în microrețea exclusiv pe baza centralelor fotovoltaice. Pentru acest studiu de caz, au fost utilizate curbe de consum și producție orare pentru durata unui întreg an calendaristic. Au fost aplicate opt strategii de control a puterii reactive: Factor de putere unitar (strategia A), Factor de putere constant egal cu 0,95, 0,90 și 0,85 (strategiile B1, B2 și B3), compensarea locală a puterii reactive cu limite obișnuite sau extinse (strategiile C1 și C2) și controlul optim al puterii reactive cu limite obișnuite sau extinse (strategiile D1 și D2). Compensarea locală a presupus funcționarea centralelor cu scopul de a acoperi integral consumul de putere reactivă al consumatorilor racordați pe aceeași bară cu centrala. Limitele obișnuite aplicate în strategiile C1 și C2 au constat aplicarea factorului de putere minim la puterea activă generată, în timp ce în cazul limitelor extinse, acesta a fost aplicat la puterea nominală. În prima parte a studiului a fost realizată analiza funcționării microrețelei în cele opt strategii de control pe durata a patru zile relevante, iar în partea a doua a fost prezentată o sinteză a funcționării de durata întregului an calendaristic. În concluzie, a reieșit că strategiile optime de control (D1 și D2) dau cele mai bune rezultate realizând un control continuu și centralizat pe durata fiecărui interval orar. Prin comparație, strategia A cu factor de putere unitar nu asigură niciun suport de putere reactivă, iar cele cu factor de putere constant (B1, B2 și B3) pot genera puterea reactivă în exces la orele prânzului când producția este maximă și consumul relativ redus, iar la orele dimineții și după-

amiezii generează o cantitate insuficientă de putere reactivă. Strategiile de compensare locală a puterii reactive (C1 și C2) au generat rezultate mai bune, dar țin cont numai de sarcinile locale, nu de situația la nivelul întregii microrețele. Din punct de vedere al limitelor de putere reactivă, rezultatele au dovedit că în cazul considerării limitelor obișnuite algoritmul de optimizare dispune de o bandă suficientă de reglaj doar la orele prânzului, prin urmare și impactul pozitiv asupra funcționării microrețelei este limitat în afara acestui interval orar. În concluzie, prin aplicarea strategiei de optimizare cu considerarea limitelor extinse s-au obținut reduceri semnificative ale pierderilor de putere de până la 37,3% pe durata întregului an.

5.2. Contribuții personale

Contribuțiile personale sunt prezentate în continuare:

- (i) Realizarea unor studii bibliografice referitoare la centrale fotovoltaice, microrețele, calculul de regim permanent al acestora și algoritmi metaeuristici.
- (ii) Formularea problemelor de optimizare pentru minimizarea pierderilor de putere activă prin intermediul controlului puterii reactive generate de 1) bateriile cu condensatoare și centralele fotovoltaice și 2) exclusiv de centralele fotovoltaice.
- (iii) Realizarea unui program de calcul a regimului permanent al microrețelei în prezența centralelor fotovoltaice în Matlab, implementarea problemelor de optimizare formulate în coduri Matlab și utilizarea acestora împreună cu codurile existente ale algoritmilor metaeuristici.
- (iv) Realizarea studiului de caz intitulat integrarea centralelor fotovoltaice în controlul optim al puterii reactive în cadrul unei microrețele:
 - Modelarea microrețelei și definirea mai multor scenarii în funcție de puterile generate și consumate în microrețea;
 - Realizarea unei comparații între performanțele a cinci algoritmi metaeuristici diferiți: Algoritmul Lupului Cenușiu, Algoritmul Roiului de Salpi, Optimizarea cu Roiuri de Particule, Algoritmul Sinus-Cosinus și Algoritmul genetic, în rezolvarea problemei de optimizare formulate;
 - Determinarea valorilor optime pentru treptele bateriilor cu condensatoare și pentru puterea reactivă generată de centralele fotovoltaice și analiza rezultatelor obținute
- (v) Realizarea studiului de caz intitulat optim al puterii reactive în cadrul unei microrețele exclusiv pe baza centralelor fotovoltaice:
 - Modelarea microrețelei și definirea curbelor orare de producție și consum pentru durata unui întreg an calendaristic.
 - Determinarea valorilor optime pentru puterea reactivă generată de centralele fotovoltaice pentru fiecare zi pe durata unui an calendaristic
 - Analiza rezultatelor obținute pentru patru zile reprezentative, respectiv a unei realizări a unei sinteze a rezultatelor pentru întregul an calendaristic.
- (vi) Diseminarea rezultatelor obținute prin intermediul a două articole de revistă cotate ISI (Revue Roumaine des Sciences Techniques și Buletinul Științific al UNSTPB) și a două articole de conferințe internaționale (International Symposium on Advanced Topics in Electrical Engineering – ATEE 2023 și 2022 International Conference and Exposition on Electrical And Power Engineering EPE).

5.3. Propuneri de continuare a cercetării

Cercetarea prezentată în cadrul tezei de doctorat poate fi continuată prin abordarea următoarelor teme:

- Creșterea gradului de complexitate al modelului matematic prin introducerea mai multor dispozitive controlabile precum: noi surse de energie de tip eolian, generator diesel sau turbină pe gaz, a consumatorilor cu dispozitive controlabile sau a sistemelor de stocare
- Extinderea analizei cu includerea impactului asupra rețelei de distribuție care alimentează microrețeaua studiată
- Realizarea unei comparații între performanțele algoritmilor de optimizare metaeuristici și clasici.

BIBLIOGRAFIE SELECTIVĂ

- [1] *S. Gorjian, P. E. Campana* (ed.), *Solar Energy Advancements in Agriculture and Food Production Systems*, Academic Press, 2022.
- [2] *L. Li, J. Tu, Y. Yang, J. Wu, K. Hu, S. Yu*, Effect of finger interruption mode on the performance of crystalline silicon solar cells, *Solar Energy* Vol. 238, 15 mai 2022, pag. 381-391.
- [3] *M. Yaich, Y. Dhieb, et al.*, Metaheuristic Optimization Algorithm of MPPT Controller for PV system application, *E3S Web of Conferences*, vol. 336, 2022.

- [4] S. Panda, s.a., Investigating the similarities and differences between front and back surface cooling for PV panels, *Materials Today Proceedings*, Nr. 74, Vol. 5, 2022.
- [5] I. Triștiu, Impactul Generării Distribuite, Facultatea de Energetică, Universitatea Națională de Știință și Tehnologie Politehnica din București, Note de curs, 2024.
- [6] National Renewable Energy Laboratory (NREL), Microgrids, disponibil on-line la <https://www.nrel.gov/grid/microgrids.html> [accesat în 1 iulie 2024].
- [7] M. Eremia (ed.), et. al. – Electric Power Systems: Vol. 1 Electric networks, Publishing House of the Romanian Academy, Bucharest, 2006.
- [8] A. D. Rana, J. B. Darji, Mosam Pandya – *Backward / Forward Sweep Load Flow Algorithm for Radial Distribution System*, *International Journal for Scientific Research & Development (IJSRD)*, Vol. 2, Nr. 01, 2014, ISSN (online): 2321-0613.
- [9] Paulo M. De Oliveira-De Jesus, A Simplified Formulation for the Backward/Forward Sweep Power Flow Method, arXiv:2010.06389.
- [10] R. Berg, E.S. Hawkins, W.W. Pleines, Mechanized Calculation of Unbalanced Load Flow on Radial Distribution Circuits, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-86, Nr. 4, pag. 415-421, 1967.
- [11] U. Eminogl, M. H. Hocaoglu, Distribution Systems Forward/Backward Sweep-based Power Flow, Algorithms: A Review and Comparison Study, *Electric Power Components and Systems*, Vol.37, Nr. 1, Pag. 91-110, 2008.
- [12] U. Eminogl, M. H. Hocaoglu, Distribution Systems Forward/Backward Sweep-based Power Flow, Algorithms: A Review and Comparison Study, *Electric Power Components and Systems*, Vol.37, Nr. 1, Pag. 91-110, 2008.
- [13] Xu Jingzhou, Chen Xiao, Forward/backward sweep method based on map structure for power flow calculation of distribution system, *China International Conference on Electricity Distribution (CICED) 2010*, Nanjing, China, 2010.
- [14] TF C6.04.02 : TB 575 Benchmark Systems for Network Integration of Renewable and Distributed Energy Resources, CIGRE, 2014.
- [15]. J. A. M. Rupa, S. Ganesh, Power flow analysis for radial distribution system using backward/forward sweep method, *World Acad. Sci. Eng. Technol. Int. J. Elect. Comput. Eng.*, 8(10), pp. 1621-1625, 2014.
- [16]. D. O. Sidea, I. I. Picioroaga, C. Bulac, Optimal Battery Energy Storage System Scheduling Based on Mutation-Improved Grey Wolf Optimizer Using GPU-Accelerated Load Flow in Active Distribution Networks, *IEEE Access*, 9, pp. 13922-13937, 2021.
- [17]. S. Mirjalili, S. M. Mirjalili, A. Lewis, Grey wolf optimizer, *Advances in engineering software*, 69, pp. 46-61, 2014.
- [18]. H. Faris, I. Aljarah, M.A. Al-Betar, S. Mirjalili, Grey wolf optimizer: a review of recent variants and applications, *Neural computing and applications*, 30, 2, pp. 413-435, 2018.
- [19] D. O. Sidea, A.M. Tudose, I.I. Picioroagă, L. Toma, C. Bulac, “Adapted Grey Wolf Optimizer for Dynamic Economic Dispatch in a Hybrid Microgrid”, 10th International Conference on ENERGY and ENVIRONMENT (CIEM), 14-15 October 2021, Bucharest, Romania.

- [20] *J. H. Holland*, "Adaptation in natural and artificial systems", The U. of Michigan Press 1975.
- [21] *J. Kennedy, R. Eberhart*. "Particle swarm optimization." Proceedings of ICNN'95-international conference on neural networks. Vol. 4. IEEE, 1995, Perth, Australia.
- [22]. *X. Zhang, Z. Wang, Z. Lu*, Multi-objective load dispatch for microgrid with electric vehicles using modified gravitational search and particle swarm optimization algorithm, *Applied Energy*, 306, A, pp. 118018, 2022.
- [23]. *S. Mirjalili*, SCA: A Sine Cosine Algorithm for Solving Optimization Problems, *Knowledge-Based Systems*, 96, pp. 120-133, 2016.
- [24]. *A. B. Gabis, Y. Meraihi, S. Mirjalili, A. Ramdane-Cherif*, A comprehensive survey of sine cosine algorithm: variants and applications, *Artificial Intelligence Review*, 54, pp. 5469-5540 2021.
- [25]. *A. C. Pérez-Flores, J. D. M. Antonio, V. H. Olivares-Peregrino, H. R. Jiménez-Grajales, A. Claudio-Sánchez, G. V. G. Ramírez*, Microgrid Energy Management With Asynchronous Decentralized Particle Swarm Optimization, *IEEE Access*, 9, pp. 69588-69600 (2021).
- [26] *S. Mirjalili, A.H. Gandomi, S.Z. Mirjalili, S. Saremi, H. Faris, S.M. Mirjalili*, Salp Swarm Algorithm: A bio-inspired optimizer for engineering design problems", *Adv. Eng. Softw.*, Vol. 114, 2017, pp. 163–191.
- [27] *M. Burlacu, V. Năvrăpescu, A. Chirilă, D. Deaconu*, Optimal Reactive Power Management for Microgrids Based on Photovoltaic Inverters using Sine-Cosine Algorithm, *Revue Roumaine des Sciences Techniques, Série Électrotechnique et Énergétique*, Vol. 67, Nr. 2, 2022.
- [28]. Twenpower Medium-Voltage XLPE Cables Catalogue, disponibil on-line la: https://t3.lappcdn.com/fileadmin/DAM/Miltronic_Sweden/4_Servicecenter/2Nedladdningscenter/TKF_Twenpower_Medium_Voltage.pdf [accesat în 2022].
- [29] *M. Burlacu, V. Năvrăpescu*, Performance analysis of metaheuristic algorithms for optimal reactive power control in microgrids, 2022 International Conference and Exposition on Electrical And Power Engineering (EPE), Iasi, Romania, 2022.
- [30] *K. A. Khan, S. Shafiq, M. Khalid*, "A Strategy for Utilization of Reactive Power Capability of PV Inverters", 9th International Conference on Power and Energy Systems (ICPES), Perth, Australia, 2019.
- [31] *H. Li, K. H. Chao, L. L. Li*, Research on Inverter Integrated Reactive Power Control Strategy in the Grid-Connected PV Systems, *Energies*, 10(7), pp. 912, 2017.
- [32]. *M. Farivar, R. Neal, C. Clarke, S. Low*, Optimal Inverter VAR Control in Distribution Systems with High PV Penetration, 2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting, San Diego, USA, 2012.
- [33] *A. Cabrera-Tobar, E. Bullich-Massague, M. Aragues-Penalba, O. Gomis-Bellmunt*, Active and Reactive Power Control of a PV Generator for Grid Code Compliance, *Energies*, 12(20), pp. 3872, 2019.
- [34] *M. Burlacu, V. Năvrăpescu*, Operational Analysis of PV Inverter Reactive Power Control Strategies for Microgrids, *U.P.B. Scientific Bulletin, Seria C*, Vol. 84, Nr. 4, 2022.
- [35] *W. Peng, Y. Baghzouz, S. Haddad*, Local Load Power Factor Correction by Grid-Interactive PV Inverters, 2013 IEEE Grenoble Conference, Grenoble, France, 2013.
- [36] Sandia National Laboratories, Reactive Power Capability and Interconnection Requirements for PV and Wind Plants", disponibil on-line la <https://www.esig.energy/wiki-main-page/reactive->

[power-capability-and-interconnection-requirements-for-pv-and-wind-plants/](#) [accesat în 13 martie 2022].

- [37] **M. Burlacu**, *V. Năvrăpescu*, Impact Analysis of Optimal Photovoltaic Power Plant Reactive Power Control upon Microgrids Operation, 2023 13th International Symposium on Advanced Topics in Electrical Engineering (ATEE), București, România, 2023.
- [38] . U.S. Department of Energy, Simulated Load Profiles for DOE Commercial Reference Buildings (17 Years Using NSRD Data), disponibil on-line la: <https://openei.org/datasets/dataset/simulated-load-profiles-17year-doe-commercial-reference-buildings> [accesat în 13 martie 2022].
- [39]. *S. Pfenninger, I. Staffell*, Long-term patterns of European PV output using 30 years of validated hourly reanalysis and satellite data, *Energy*, 114, pp. 1251–1265, 2016.