Universitatea Națională de Științe și Tehnologie
POLITEHNICA din București

Școala Doctorală Energetică
Domeniul fundamental de doctorat STIINTE

INGINEREȘTI

Domeniul de doctorat INGINERIE ENERGETICĂ

TEZĂ DE DOCTORAT
REZUMAT

SISTEME DE DISTRIBUȚIE MODERNE

Conducător științific:
Prof. emerit dr. ing. Nicolae GOLOVANOV

Student-doctorand:
ing. Valentin DOBRE

București, 2025

1. Rețelele de distribuție în tranziția energetică

Rețelele de distribuție constituie infrastructura prin care peste 95% dintre utilizatorii finali sunt alimentați cu energie electrică. Ele sunt, prin urmare, componenta cea mai expusă schimbărilor aduse de integrarea producției distribuite și de electrificarea transporturilor. Stațiile de transformare, liniile de medie și joasă tensiune, echipamentele de protecție și automatizare devin elemente critice în asigurarea continuității, calității și siguranței alimentării.

1.1 Probleme identificate și direcții de cercetare

Evoluția sistemelor de distribuție implică apariția unor probleme ce impun soluții inovatoare:

- **Fluxul invers de putere** – generat de utilizatori activi și de sursele de generare distribuită (SGD), acesta poate conduce la supraîncărcarea echipamentelor, la funcționarea necorespunzătoare a protecțiilor și la scăderea duratei de viață a transformatoarelor;
- **Pierderea caracterului predictibil al sarcinii** – odată cu apariția vehiculelor electrice și a prosumatorilor, profilul de consum devine mult mai volatil;
- **Limitări structurale ale rețelelor existente** – multe dintre acestea au fost proiectate pentru condiții de consum diferite de cele actuale;
- **Integrarea BESS** – care poate echilibra variațiile de producție și consum, dar implică provocări de dimensionare, control și costuri.

1.2 Obiectivele tezei de doctorat

Obiectivul central al prezentei teze este analiza și modelarea impactului integrării surselor regenerabile distribuite și al circulației inverse a puterii asupra rețelelor electrice de distribuție, cu accent pe soluțiile tehnice și economice necesare pentru creșterea eficienței și fiabilității.

2. STRUCTURA UNUI SISTEM DE DISTRIBUȚIE

2.1 Reconfigurare. Utilizarea întreruptoarelor automatizate de tip recloser în rețelele de medie tensiune

Implementarea întreruptoarelor automatizate (reclosere) de-a lungul liniilor de medie tensiune (MT) constituie o măsură esențială pentru creșterea fiabilității și a capacității de autorefacere a rețelei. Aceste echipamente pot fi integrate în următoarele contexte operaționale:

- pe liniile de medie tensiune deja automatizate, în cazul în care se anticipează un număr ridicat de comutări sau declanșări, ca urmare a defectelor tranzitorii sau permanente;
- în rețelele automatizate dotate cu Funcționalități de Natură Centralizată (FNC), atunci când este depășit numărul maxim admis de separatoare într-o configurație topologică serială;

- în vederea asigurării funcționalității de reclosare automată, independent de regimul neutrului (izolat cu rezistor, cu bobină etc.) și indiferent de existența unui sistem de automatizare extins.

Pentru a asigura selectivitatea protecțiilor, este adesea necesară introducerea unei întârzieri temporizate în cadrul schemei de protecție a stației primare. Această întârziere are rolul de a permite întreruptorului MT din câmpul intermediar să elimine defectul fără a provoca declanșarea în cascadă a întregului fider. Într-un asemenea caz, este imperativ să se verifice dacă elementele rețelei situate între recloser și stația de transformare (conductor, echipamente, izolație) pot suporta solicitarea termică suplimentară generată de un curent electric de scurtcircuit trifazat menținut pentru o durată mai lungă.

2.2 Beneficiile implementării telecomenzii și automatizării în rețelele de medie tensiune

Principalele beneficii pot fi grupate în următoarele categorii:

- **Creșterea fiabilității și eficienței operaționale**
  - reducerii numărului de consumatori afectați de întreruperi cu durată care depășește 3 minute;
  - scurtării timpului de execuție a manevrelor la reconfigurare;
  - limitării porțiunii de rețea care necesită intervenții manuale pentru izolarea defectelor;
  - diminuării efortului operatorilor din centrele de control, prin localizarea și selectarea automată a secțiunilor defecte.
- **Suport pentru tranziția energetică și digitalizarea rețelei**
  - reconfigurarea dinamică a rețelei în funcție de topologia optimă de funcționare;
  - redistribuirea fluxurilor de sarcină pentru minimizarea pierderilor;
  - adaptarea rapidă la condiții de operare variabile prin utilizarea senzorilor, a comunicațiilor bidirecționale și a sistemelor SCADA avansate.
- **Îmbunătățirea satisfacției clienților**

Prin reducerea duratei și frecvenței întreruperilor, telecomanda și automatizarea contribuie direct la creșterea satisfacției clienților. Timpul redus de întrerupere se traduce în continuitatea alimentării pentru consumatorii casnici, comerciali și industriali, diminuând impactul economic al întreruperilor neplanificate.

- **Creșterea rezilienței rețelei**
  - menținerea alimentării pentru o parte semnificativă a consumatorilor;
  - minimizarea numărului de secțiuni deconectate în fazele incipiente ale sortării defectelor;
  - reducerea extinderii zonei afectate de evenimentul perturbator.
- **Creșterea siguranței și reducerea impactului asupra mediului**
  - îmbunătățirea indicatorilor de siguranță pentru personalul de exploatare;
  - scăderea incidenței accidentelor de muncă în rețelele de medie tensiune.

2.2.1 Îmbunătățirea fiabilității rețelei prin telecomandă – impact asupra indicatorilor SAIDI și SAIFI

Pentru exemplificare, se consideră o configurație simplificată în regim radial (conform Fig. 2.10), în care linia MT alimentează C_{total} = 100 utilizatori, distribuiți uniform de-a lungul traseului. Se presupune că probabilitatea apariției unui defect este uniformă pe întreaga lungime a liniei, iar întreruptorul din stația IT/MT este comandat de la distanță.

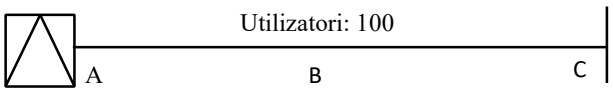


Fig. 2.10 – Schema simplificată a liniei radiale

Considerând inițial linia care funcționează fără control la distanță și apoi se introduce un punct de control telecomandat (de exemplu, un recloser) la un nod strategic al rețele, valoarea relativă $SAIDI_{RCP}$ rezultă din relația

$$SAIDI_{RCP\%} = \frac{SAIDI_{RCP1}}{SAIDI_{RCP0}} \cdot 100 = \frac{\frac{\sum C_{int} \cdot Durata}{C_{total}}}{\frac{\sum C_{int0} \cdot Durata}{C_{total}}} \cdot 100, \qquad (2.2)$$

în care:

$SAIDI_{RCP1}$ este valoarea indicatorului *SAIDI* în cazul unui nod de control,
$SAIDI_{RCP0}$ – valoarea indicatorului *SAIDI* în cazul linii fără nod de control,
C_{int} – numărul de utilizatori atașat duratelor corespunzătoare de întrerupere,
C_{int0} – numărul de utilizatori atașat duratelor corespunzătoare de întrerupere, în lipsa nodului de control

2.2.2 Rețea de medie tensiune cu telecomandă și cu posibilitatea de realimentare alternativă din alte surse

În cazul în care arhitectura rețelei permite realimentarea liniei dintr-un capăt alternativ, după identificarea și izolarea secțiunii defecte, etapa finală a intervenției constă în restabilirea alimentării pentru o parte a consumatorilor prin comenzi telecomandate.

Numărul maxim de clienți realimentați ($C_{re-energ.MAX}$) depinde de nivelul de realimentare al liniei ($Re-Re-negn_{\%}$).

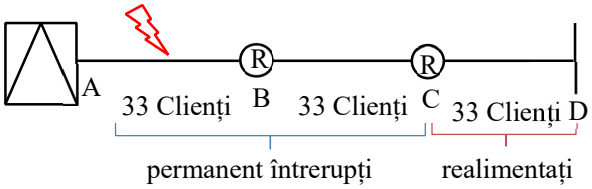


Fig.2.19 Alimentator reactivat cu 2 echipamente de control de la distanță (Defecțiune în AB)

	Localizarea defecțiunii AB		
	Număr	Durată	
$C_{int-perm}$	66	D	Secțiunea AC
C recuperați	0		-
C realimentați.	33	TLC_{time}	Secțiunea CD

$$C_{re} - energ\ .MAX = Re - energ\ .\ _{\%} \cdot C_{tot} \qquad (2.16)$$

Se presupune apariția unui defect permanent în secțiunea AB. Evoluția evenimentului poate fi împărțită în trei faze operaționale (fig.2.19):

a. **Declanșarea inițială.** Întreruptorul din stația sursă detectează defectul și se deschide, ceea ce conduce la întreruperea tuturor consumatorilor de pe linie.
b. **Localizarea defectului și izolarea**. Prin operații de telecomandă se localizează secțiunea de defecțiune, se deschid întreruptorul din stație și recloser din nodul B. Clienții situați intre A si B vor fi întrerupți permanent.
c. **Realimentarea parțială.** Deși toți consumatorii aflați în aval de punctul B (66%) ar putea fi realimentați din capătul opus, nivelul disponibil de realimentare (50%) este insuficient pentru întreaga sarcină. Deci, operatorul va deschide nodul C (segmentând linia în aval), și va închide D, realimentând astfel doar consumatorii situați între C și D, adică 33% dintre clienți. Clienții situați intre B si C vor fi întrerupți permanent, cei situați intre C si D vor fi realimentați.

$$SAIDI_{ABfault} = D \cdot \left(\frac{66 + 33 \cdot \frac{TLC_{time}}{D}}{100} \right) \cdot (1 + 0{,}05) = 0{,}695 \cdot D$$

Dacă defecțiunea este localizată în secțiunea BC (a se vedea Fig. 2.20):

1. Clienții secțiunii AB vor fi recuperați
2. Clienții secției BC vor fi întrerupți definitiv
3. Clienții secțiunii CD vor fi reactivați

$$SAIDI_{BCfault} = D \cdot \left(\frac{33 + 66 \cdot \frac{TLC_{time}}{D}}{100} \right) \cdot (1 + 0{,}05) = 0{,}352 \cdot D$$

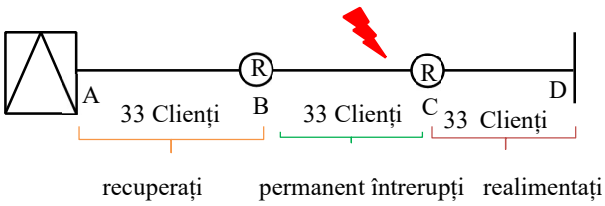


Fig.2.20 Alimentator reactivat cu 2 echipamente de control de la distanță (Defecțiune în BC)

	Localizarea defecțiunii BC		
	Număr	Durată	
$C_{int-perm}$	33	D	Secțiunea BC
$C_{recuperați}$	33	TLC_{time}	Secțiunea AB
$C_{re-alimentați.}$	33	TLC_{time}	Secțiunea CD

Dacă defecțiunea este localizată în secțiunea CD (a se vedea fig. 2.21)

1. Clienții secțiunii AB vor fi recuperați
2. Clienții secției BC vor fi recuperați
3. Clienții secțiunii CD vor fi întrerupți definitiv

$$SAIDI_{CD\ defect} = D \cdot \left(\frac{33 + 66 \cdot \frac{TLC_{timp}}{D}}{100} \right) \cdot (1 + 0{,}05) = 0{,}352 \cdot D$$

Pentru a obține $SAIDI_{TLC\,\%}$ este necesar să se compară $SAIDI$ obținut în aceste ultime simulări cu valoarea obținută fără telecomandă

$$SAIDI_{TLC\%} = 100 \cdot \frac{SAIDI_{2TLC(re-ener\ )(defect\ AB+defec\ \ BC+defec\ \ CD)}}{SAIDI_{0-TLC(defect\ AB+defect\ BC)}}$$
$$= 100 \cdot \frac{0{,}695D + 0{,}352D + 0{,}352D}{D + D + D} = 46{,}6\% \qquad (2.17)$$

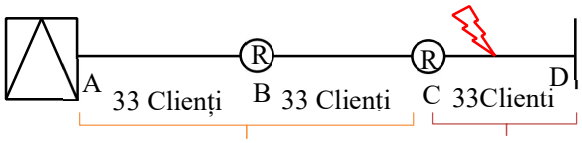


Fig.2.21 Alimentator reactivat cu 2 echipamente de control de la distanță (Defecțiune în CD)

	CD cu locația defecțiunii		
	Număr	Durată	
C int-perm	33	D	Secțiunea CD
C recuperați	66	TLC_{time}	Secțiunea AC
C re-energ.	0	-	-

Valorile indicatorului SAIDI (*System Average Interruption Duration Index*) înregistrează îmbunătățiri semnificative odată cu creșterea numărului de puncte de telecomandă (Remote Control Points – RCP) instalate de-a lungul rețelei de medie tensiune. Aceste echipamente contribuie la segmentarea rețelei, reducând durata medie a întreruperilor prin identificarea și izolarea rapidă a defectelor.

Totuși, beneficiul marginal al fiecărui nou echipament telecomandat scade progresiv. Acest fenomen este reflectat în forma curbei de evoluție a SAIDI, care tinde către o asimptotă. Astfel, pe măsură ce numărul secțiunilor delimitate de telecomenzi crește, eficiența suplimentară obținută prin adăugarea unui nou echipament devine din ce în ce mai redusă.

În paralel, o altă componentă esențială care influențează SAIDI este nivelul de re-alimentare al rețelei, exprimat ca procent din capacitatea totală de sarcină care poate fi restabilită din surse alternative. Cu cât acest nivel este mai ridicat, cu atât mai mulți consumatori pot fi realimentați în urma izolării unui defect, ceea ce contribuie la o scădere suplimentară a duratei medii a întreruperilor.

În Figura 2.23 sunt prezentate curbele de tendință ale $SAIDI_{RCP\%}$ arată curbele de tendință ale $SAIDI_{RCP\%}$ în funcție de numărul de echipamente controlate de la distanță și de nivelul de realimentare.

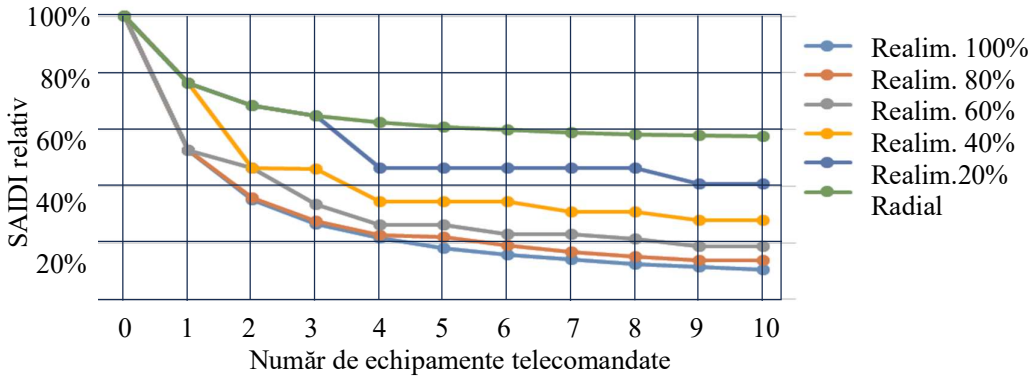


Fig.2.23 Curbele de tendință ale SAIDIRCP%

Curbele prezentate în figura 2.23 evidențiază faptul că beneficiul marginal adus de fiecare nou punct de telecomandă nu este constant, ci poate prezenta discontinuități locale.

Această neuniformitate reflectă limitele modelului adoptat, care presupune:

- o distribuție uniformă a consumatorilor pe linie,
- o capacitate de re-alimentare exprimată ca procent constant,
- lipsa restricțiilor legate de constrângeri de curent electric sau tensiune la realimentare.

2.4 Rețele inteligente și provocări moderne

Sistemele de distribuție moderne trebuie să integreze:

- surse regenerabile de energie distribuite (DER),
- stații de încărcare pentru vehicule electrice (EV),
- tehnologii de măsurare inteligentă (AMI),
- sisteme de automatizare (FLISR, SCADA, DMS).

Rețelele inteligente (Smart Grids) implică circulația bidirecțională a fluxurilor de energie și informație, necesitând un nou cadru de proiectare și exploatare [2.11].

Pătrunderea din ce în ce mai accentuată a resurselor de producție descentralizată în rețelele de medie și joasă tensiune – cum ar fi centralele fotovoltaice, microturbinele de tip CHP, turbinele eoliene de mici dimensiuni și, în perspectivă, celulele de combustie – modifică în mod fundamental principiul tradițional de funcționare a rețelelor electrice [2.13, 2.14]. Un aspect deosebit de promițător al proliferării acestor surse distribuite îl constituie posibilitatea ca anumite porțiuni ale rețelei, care dispun de suficiente resurse de generare, să poată funcționa separat de rețeaua principală într-o manieră deliberată, controlată și sigură. Aceste structuri sunt denumite **microrețele**, iar cercetările și proiectele demonstrative realizate în ultimele decenii au arătat un potențial semnificativ pentru integrarea lor eficientă în sistemele de distribuție [2.15, 2.16].

Avantajul principal al proximității surselor față de sarcini constă în reducerea pierderilor de transport și distribuție, precum și în atenuarea fenomenelor de congestie în rețele [2.17]. În plus, microrețelele sporesc siguranța alimentării utilizatorilor finali, întrucât resursele de generare locale, sarcinile controlabile și sistemele de stocare a energiei pot funcționa în regim insularizat în cazul unor perturbații severe în sistemul principal [2.18]. Alte beneficii majore includ diminuarea consumului global de energie,

reducerea impactului asupra mediului și îmbunătățirea nivelului de fiabilitate a alimentării [2.19].

2.4.1 Componentele Microrețelelor

O microrețea este alcătuită din patru elemente esențiale [2.15, 2.18]:

a) Generarea locală – surse distribuite, de regulă regenerabile sau de cogenerare;
b) Sistemul de management al energiei (EMS) – coordonează producția, stocarea și consumul;
c) Controlerul sarcinilor – reglează funcționarea consumatorilor controlabili și optimizează profilul de sarcină;
d) Interfața cu rețeaua principală – asigură sincronizarea, protecția și schimbul bidirecțional de energie.

3 PIERDERI ÎN SISTEMUL ACTUAL ȘI PROPUNERI DE ÎMBUNĂTĂȚIRE

3.1 Strategii de reducere a pierderilor

Acțiunile pentru diminuarea **CPT-ului** se concentrează atât asupra pierderilor tehnice, cât și a celor comerciale.

Reducerea CPT tehnic:

- Înlocuirea transformatoarelor MT/JT cu grad de încărcare >80% și vechime >30 ani cu unități moderne, cu pierderi reduse și posibilitate de reglaj fin al tensiunii (de la ±5% la ±2 × 2,5%) [3.12];
- Înlocuirea transformatoarelor subîncărcate cu unități de putere adecvată;
- Construirea de noi puncte de injecție în MT (posturi de transformare) pentru reducerea lungimii rețelelor JT [3.13];
- Echilibrarea sarcinilor pe faze;
- Creșterea secțiunii conductoarelor;
- Redistribuirea fluxurilor de sarcină prin preluarea de consum de către elemente mai puțin solicitate;
- Optimizarea schemelor de funcționare la toate nivelurile de tensiune [3.14];
- Instalarea de posturi noi și linii dedicate pentru a limita lungimea rețelelor JT peste 0,5 km;
- Trecerea la niveluri de tensiune superioare (ex. 10 kV la 20 kV; 0,38 kV → 0,4kV) [3.15];
- Reconstrucția rețelelor pe măsura creșterii densității consumului;
- Modernizarea sistemelor de măsurare prin instalarea contoarelor inteligente [3.16];
- Implementarea platformelor **ADMS (Advanced Distribution Management System)** pentru optimizarea regimurilor de funcționare;
- Instalarea echipamentelor de compensare a reactanței.

Reducerea CPT comercial:

- Montarea de blocuri de măsurare și protecție (BMP);
- Securizarea firidelor și a cutiilor de distribuție;
- Relocarea contoarelor în spații accesibile controlului operatorului [3.17];
- Dotarea echipelor operative cu echipamente de măsurare de înaltă precizie;

- Implementarea și modernizarea sistemelor informatice pentru reducerea erorilor de citire și facturare;
- Verificări țintite pe baza analizelor de consum și datelor transmise de contoarele inteligente [3.18];
- Colaborare cu autoritățile pentru depistarea racordurilor frauduloase în zone cu risc ridicat.

Exemplu numeric – reducerea pierderilor Joule după modernizare

Se consideră o linie electrică de **10 km** care transportă **5 MW** [3.16]:

- **Situația inițială**:
  - Tensiune: 10 kV
  - Rezistență: 0,2 Ω/km
  - Pierderi Joule: **3,33%** din puterea transportată
- **Situația după modernizare**:
  - Tensiune: 20 kV
  - Rezistență: 0,1 Ω/km (secțiune conductor mărită)
  - Pierderi Joule: **0,42%** din puterea transportată

Concluzie: în urma modernizări liniei se observă că se reduc pierderile prin efect Joule cu 2,92 puncte procentuale și reducere relativă de ≈87,5% a pierderilor.

3.2 Schimbarea elementelor de rețea – înlocuirea și modernizarea transformatoarelor

Creșterea eficienței energetice a rețelelor de distribuție necesită intervenții planificate asupra echipamentelor cu impact major asupra pierderilor, în special transformatoarele de putere din stațiile și posturile de transformare. În cadrul acestui studiu, au fost analizate două tipuri de măsuri:

a) Înlocuirea transformatoarelor existente cu unități de tip „low-loss” (pierderi reduse) de aceeași putere nominală.

b) Amplificarea posturilor de transformare prin înlocuirea transformatoarelor cu unități de putere nominală superioară, optim dimensionate pentru regimul real de sarcină.

3.2.1 Înlocuirea transformatoarelor existente cu unele cu pierderi reduse

Evaluarea pierderilor anuale a fost realizată conform relației din literatura de specialitate și standardele internaționale [3.22, 3.23]:

$$Etot = Pfe * T + Pcu * \tau, \quad (3.1)$$

unde:

- T este durata anuală de lucru a transformatorului [h/an],
- τ – timpul echivalent la curent nominal [h/an], calculat din profilul de încărcare,
- Pfe – pierderile la mersul în gol ale miezului [W],
- Pcu – pierderile în cupru la curent electric nominal [W].

Analiza comparativă pentru transformatoare de **250 kVA**, **400 kVA** și **630 kVA** a evidențiat reduceri semnificative ale pierderilor anuale prin trecerea de la echipamente standard la unități cu pierderi reduse, păstrând aceeași putere nominală (tabelul3.1).

Tabelul 3.4 – Reducerea pierderilor prin înlocuirea cu transformatoare „low-loss”

Putere nominală (kVA)	Pierderi anuale – standard (kWh/an)	Pierderi anuale – low-loss (kWh/an)	Beneficiu energetic (MWh/an)
250	7.923,95	5.033,15	2,89
400	11.551,01	7.171,01	4,38
630	16.198,29	10.066,29	6,13

Rezultatele indică o reducere procentuală a pierderilor între 27% și 38% în funcție de puterea nominală, beneficiul anual cumulat fiind semnificativ în zonele cu densitate mare de consum (fig. 3.2).

Beneficiile energetice sunt directe și cuantificabile, având efect cumulativ pe durata de viață a echipamentului (20–30 ani), ceea ce justifică investiția chiar și în cazul unor costuri inițiale mai ridicate [3.24, 3.25].

3.2.2 Amplificare post de transformare

Tabelul 3.7 – Reducerea pierderilor prin amplificarea posturilor de transformare

Configurație	Pierderi anuale (kWh/an)	Beneficiu energetic (MWh/an)
250 → 400 kVA	7.171,01	0,75
400 → 630 kVA	10.066,29	1,48

Deși beneficiile absolute sunt mai reduse decât în cazul înlocuirii echipamentelor la aceeași putere, amplificarea postului poate aduce avantaje suplimentare în ceea ce privește capacitatea de preluare a sarcinii, reducerea pierderilor Joule în rețelele secundare și îmbunătățirea calității tensiunii la consumator [3.26].

Considerații tehnice și economice

- **Impact energetic**: Reducerea pierderilor energetice prin modernizarea transformatoarelor are efect direct asupra eficienței globale a rețelei și costurilor de operare[3.26].
- **Impact economic:** Economiile de energie rezultate pot fi cuantificate și transformate în economii financiare anuale, utilizând tariful mediu al energiei electrice pentru CPT.
- **Durată de viață și amortizare**: Beneficiile sunt cumulative pe durata de viață a echipamentului, ceea ce justifică investiția chiar și în cazul unor costuri inițiale mai ridicate.
- **Integrarea în strategia de rețea**: Măsurile trebuie corelate cu alte acțiuni de optimizare a rețelei (echilibrare faze, compensare energie reactivă, creștere secțiune conductoare), pentru a maximiza efectul global[3.27, 3.28]**.**

3.2.3 Analiza pierderilor în liniile electrice de medie tensiune

În cadrul rețelelor de distribuție de medie tensiune (MT), pierderile de energie sunt influențate direct de caracteristicile constructive ale conductoarelor, de tipul de instalație (linie aeriană – LEA sau linie electrică subterană – LES), precum și de parametrii de funcționare (curent electric de sarcină, factor de putere, rezistența conductorului).

Această sumă nu include beneficiile indirecte, precum reducerea costurilor cu mentenanța, creșterea continuității în alimentare sau diminuarea penalizărilor asociate întreruperilor.

Tabelul 3.10 Indicatori economici

Configurație	Pierderi anuale (MWh)	Cost pierderi (lei/an)	Beneficiu anual (MWh)	Economie anuală (lei)
LEA 3×35 mm² – 1 km	11,92	5.364	–	–
LEA 3×50 mm² – 1 km	8,48	3.816	3,44	1.548
LEA 3×70 mm² – 1 km	6,22	2.799	5,70	2.565
LES 3×1×185 mm² – 1 km	0,85	383	11,07	4.981
LES 3×150 mm² – 1 km	3,32	1.494	8,60	3.870
Conversie LEA→LES (exemplu)				
LEA 3×70 mm² – 27 km	222,25	100.012	–	–
LES 3×1×185 mm² – 33 km	86,11	38.750	136,14	61.263

Înlocuirea liniilor electrice aeriene (LEA) cu linii electrice subterane (LES) de secțiune mărită

Modernizarea infrastructurii de distribuție a energiei electrice prin înlocuirea liniilor electrice aeriene (LEA) cu linii electrice subterane (LES), realizată prin montarea de cabluri cu secțiune transversală mărită, reprezintă o soluție tot mai aplicată în contextul urbanizării accelerate și al necesității sporirii fiabilității și siguranței rețelelor. Această intervenție este justificată atât din considerente tehnice, cât și economice, având ca efecte îmbunătățirea parametrilor de funcționare ai rețelei și reducerea impactului vizual asupra mediului urban.

Avantaje

- **Estetică urbană îmbunătățită.** Eliminarea stâlpilor și a conductoarelor aeriene contribuie semnificativ la ameliorarea aspectului vizual al spațiilor urbane, crescând atractivitatea zonelor pentru dezvoltatori și rezidenți.
- **Reducerea impactului asupra mediului**. Eliminarea structurilor supraterane diminuează impactul asupra peisajului și asupra habitatelor naturale, în special în zonele cu valoare ecologică ridicată.
- **Creșterea fiabilității**. Liniile electrice subterane sunt mai puțin vulnerabile la fenomene meteorologice extreme (furtuni, rafale de vânt, îngheț), ceea ce reduce semnificativ riscul de avarii și întreruperi în alimentarea cu energie electrică [3.31].
- **Siguranță publică sporită**. Se elimină riscurile asociate cu contactul accidental sau prăbușirea stâlpilor de susținere, reducând probabilitatea accidentelor pentru populație și personalul de întreținere.
- **Eliminarea interferențelor.** În mediile urbane dense, liniile aeriene pot interfera cu clădiri, infrastructuri de transport sau alte rețele tehnico-edilitare. Înlocuirea cu LES permite evitarea acestor conflicte spațiale.

Considerații economice

- **Costuri inițiale ridicate**. Investiția inițială în LES este considerabil mai mare decât în cazul LEA, datorită costurilor asociate cu materialele (cabluri izolate, elemente de protecție) și lucrările de infrastructură (excavare, montaj, refacerea carosabilului).
- **Reducerea costurilor de întreținere**. LES implică costuri de mentenanță mai reduse datorită protecției față de factori externi. Totuși, în cazul apariției unui defect, localizarea și remedierea sunt mai complexe și mai costisitoare decât în cazul liniilor aeriene.
- **Costuri operaționale reduse**. Absența componentelor supraterane (stâlpi, izolatoare, console) reduce costurile asociate reviziilor periodice și reparațiilor structurale.
- **Costuri indirecte**. Lucrările de trecere în subteran pot genera perturbări în trafic și activitatea economică locală, necesitând măsuri compensatorii și o bună planificare logistică.
- **Durată de viață extinsă**. LES beneficiază, în general, de o durată de viață mai lungă față de LEA, datorită protecției față de uzura ambientală, ceea ce reduce frecvența investițiilor de înlocuire.
- **Eficiență energetică crescută**. Prin utilizarea unor conductoare de secțiune mărită și reducerea rezistenței liniare, pierderile de energie sunt diminuate, ceea ce contribuie la optimizarea economică a rețelei.
- **Creșterea valorii imobiliare**. Eliminarea infrastructurii aeriene poate duce la aprecierea valorii terenurilor și clădirilor din proximitatea traseului, stimulând dezvoltarea urbană.

Considerații tehnice

- **Capacitate de transport sporită**. LES cu conductoare de secțiune mărită permite un transfer mai mare de putere, adaptând rețeaua la cerințele crescute de consum din mediul urban.
- **Fiabilitate îmbunătățită**. Protecția împotriva intemperiilor, actelor de vandalism și a factorilor externi duce la creșterea disponibilității rețelei și la reducerea duratei medii a întreruperilor [3.32].
- **Reducerea pierderilor tehnice**. Prin alegerea unor conductoare cu secțiune adecvată, se reduce pierderea Joule, crescând astfel randamentul energetic al rețelei.
- **Îmbunătățirea siguranței operaționale**. Eliminarea riscurilor de contact direct cu conductoarele sau de prăbușire a stâlpilor aduce beneficii semnificative în ceea ce privește securitatea rețelei [3.32, 3.33].
- **Impact redus asupra mediului construit**. LES permite o mai bună integrare în mediul urban, fără a afecta elementele de infrastructură existente sau estetica spațiului public.

3.3 Studiu de caz: Calculul pierderilor pe o linie de Medie tensiune

Linia analizată are tensiunea nominală de 20 kV și structura radială indicată în figura 3.3. În calculul pierderilor pe linia în cablu comparativ cu pierderile în linia aeriană au fost adoptate ipotezele:

- s-au neglijau pierderile dielectrice transversale ale liniilor;

- s-a considerat că puterea de scurtcircuit în punctul de alimentare a liniei este determinată de transformatorul de alimentare IT/MT;
- nu au fost calculate pierderile în transformatoarele MT/JT, considerându-se că au același valori în cele două ipoteze de echipare a liniei;
- încărcarea liniilor s-a considerat simetrică iar curenții electrici ca fiind sinusoidali;
- programul de calcul pentru determinarea pierderilor pe linia radială de 20 kV s-a s-a realizat pe baza metodei timpului de pierderi calculat din relația [3.2]

$$\tau = T_f \cdot [p \cdot k_u + (1-p) \cdot k_u^2], \tag{3.2}$$

în care

T_f – timp de operare[h];

p = 0,2 (factor de calcul);

k_u – factor de umplere (pentru graficele de sarcină din schema analizată s-a estimat k_u= 0,3456. Din relația (3.2) rezultă τ=1442,93 ore.

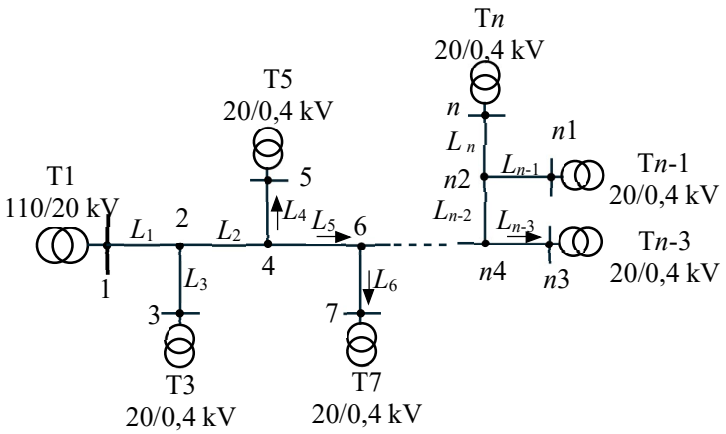


Fig. 3.3 Structura rețelei radiale analizate.

Estimarea pierderilor active ΔWa şi reactive ΔWr s-a făcut pe baza valorilor maxime orare ale energiei active Wa,max şi reactive Wr,max pe fiecare tronson k de linie a rețelei.

$$\Delta W_a = \frac{\tau}{U_N^2} \cdot \sum_{k=1}^{n_L} R_k \cdot (W_{ka,max}^2 + W_{kr,max}^2), \tag{3.3}$$

în care n_L este numărul tronsoanelor de linie luate în considerare.

Tensiunile în nodurile rețelei analizate pot fi determinate pe baza valorilor curenților electrici calculate din energiile orare măsurate de contoarele de energie din nodurile rețelei și impedanțele tronsoanelor corespunzătoare.

Programul de calcul utilizat pentru determinarea pierderilor de energie în rețelele electrice de medie tensiune are în componenţă următoarele :

Tabelul 3.11 Date de intrare

Mărime	Valoare
T_f [h]	8760,00
T_{rsm} [h]	1914,19
τ [h]	1725,01

I_{max} [A]	95,60
S_{max} [kVA]	3307,76
W_a(MWh)	2395,00
W(MVARh)	2876,82
U(kV)	20
S_{inst} [kVA]	5500
S_{max}/S_{inst} [-]	0,601
PF[-]	0,92
tan φ	0,402716

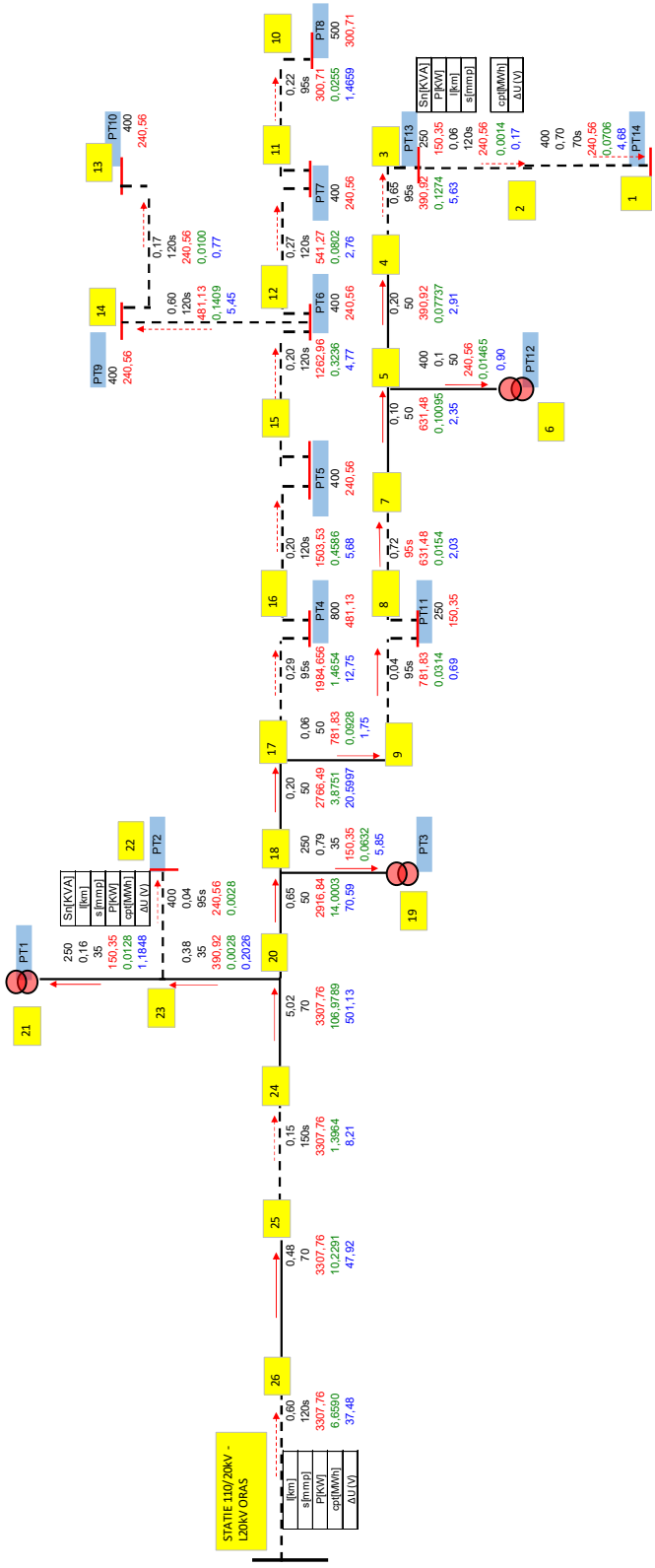


Fig. 3.4 Rezultate de calcul

Tabelul 3.12 Date de calcul

Tronson	LEA/ LES	*s* mmp	Lungime km	*P* kW	*I* A	r_0 Ω/km	x_0 Ω/km	Pierderi anuale (MWh)	Δ*U* V	Δ*U* %
1-2	LES	70s	0,70	240,56	7,55	0,409	0,364	0,0706	4,68	0,023
2-3	LES	120s	0,06	150,35	4,72	0,238	0,347	0,0014	0,17	0,001
3-4	LES	95s	0,65	390,92	12,27	0,301	0,353	0,1274	5,63	0,028
4-5	LEA	50	0,20	390,92	12,27	0,594	0,374	0,0774	2,91	0,015
5-6	LEA	50	0,10	240,56	7,55	0,594	0,374	0,0147	0,90	0,004
5-7	LEA	50	0,10	631,48	19,81	0,594	0,374	0,1010	2,35	0,012
7-8	LES	95s	0,70	130,85	4,11	0,301	0,353	0,0154	2,03	0,010
8-9	LES	95s	0,04	781,83	24,53	0,301	0,353	0,0314	0,69	0,003
10-11	LES	95s	0,22	300,71	9,44	0,301	0,353	0,0255	1,47	0,007
11-12	LES	120s	0,27	541,27	16,98	0,238	0,347	0,0802	2,76	0,014
13-14	LES	120s	0,17	240,56	7,55	0,238	0,347	0,0100	0,77	0,004
14-12	LES	120s	0,60	481,13	15,10	0,238	0,347	0,1409	5,45	0,027
12-15	LES	120s	0,20	1.262,96	39,63	0,238	0,347	0,3236	4,77	0,024
15-16	LES	120s	0,20	1.503,53	47,18	0,238	0,347	0,4586	5,68	0,028
16-17	LES	95s	0,29	1.984,66	62,27	0,301	0,353	1,4654	12,75	0,064
9-17	LEA	50	0,06	781,83	24,53	0,594	0,374	0,0928	1,75	0,009
17-18	LEA	50	0,20	2.766,49	86,81	0,594	0,374	3,8751	20,60	0,103
18-19	LEA	35	0,79	150,35	4,72	0,830	0,385	0,0632	5,85	0,029
18-20	LEA	50	0,65	2.916,84	91,52	0,594	0,374	14,0003	70,59	0,353
21-23	LEA	35	0,16	150,35	4,72	0,830	0,385	0,0128	1,18	0,006
22-23	LES	95s	0,04	240,56	7,55	0,301	0,353	0,0028	0,20	0,001
20-23	LEA	35	0,38	390,92	12,27	0,830	0,385	0,2054	7,32	0,037
20-24	LEA	70	5,02	3.307,76	103,79	0,457	0,364	106,9789	501,13	2,506
24-25	LES	150s	0,15	3.307,76	103,79	0,194	0,340	1,3964	8,21	0,041
25-26	LEA	70	0,48	3.307,76	103,79	0,457	0,364	10,2291	47,92	0,240
26-STATIE	LES	120s	0,60	3.307,76	103,79	0,238	0,347	6,6590	37,48	0,187
Total pierderi (MWh)					**146,46**					

La trecerea liniilor aeriene în cablu (fig. 3.5) rezultă datele de calcul indicate în tabelul 3.13.

Fig. 3.2 Rezultate de calcul

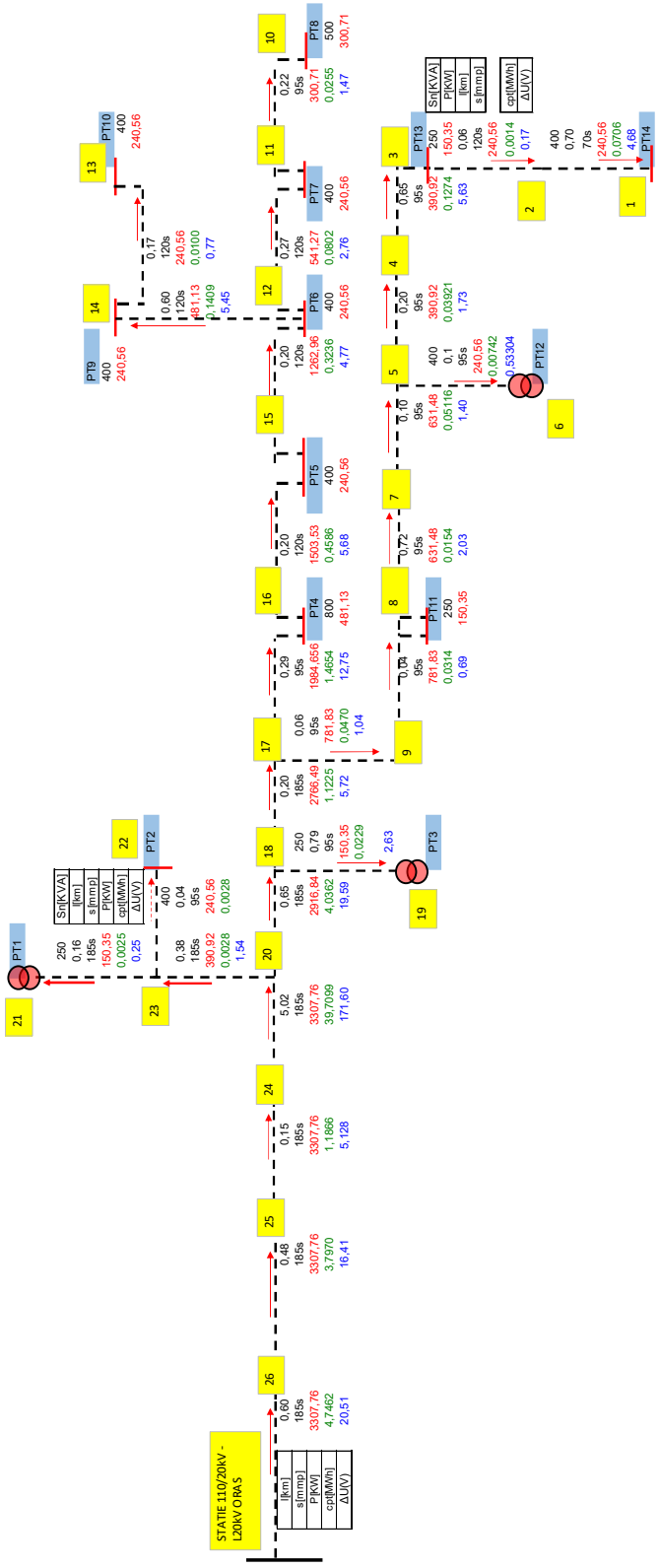


Fig. 3.5 Rezultate de calcul la trecerea în cablu

Tabelul 3.13 Rezultate de calcul la trecerea liniilor aeriene în cablu

Tronson	*s* mmp	Lungime km	*P* kW	*I* A	r_0 Ω/km	x_0 Ω/km	Pierderi anuale MWh	ΔU V	ΔU %
1-2	70s	0,70	240,56	7,55	0,409	0,364	0,0706	4,678	0,0234
2-3	120s	0,06	150,35	4,72	0,238	0,347	0,0014	0,170	0,0009
3-4	95s	0,65	390,92	12,27	0,301	0,353	0,1274	5,630	0,0282
4-5	95s	0,20	390,92	12,27	0,301	0,353	0,0392	1,732	0,0087
5-6	95s	0,10	240,56	7,55	0,301	0,353	0,0074	0,533	0,0027
5-7	95s	0,10	631,48	19,81	0,301	0,353	0,0512	1,399	0,0070
7-8	95s	0,70	130,85	4,11	0,301	0,353	0,0154	2,030	0,0101
8-9	95s	0,04	781,83	24,53	0,301	0,353	0,0314	0,693	0,0035
10-11	95s	0,22	300,71	9,44	0,301	0,353	0,0255	1,466	0,0073
11-12	120s	0,27	541,27	16,98	0,238	0,347	0,0802	2,760	0,0138
13-14	120s	0,17	240,56	7,55	0,238	0,347	0,0100	0,772	0,0039
14-12	120s	0,60	481,13	15,10	0,238	0,347	0,1409	5,452	0,0273
12-15	120s	0,20	1.262,96	39,63	0,238	0,347	0,3236	4,771	0,0239
15-16	120s	0,20	1.503,53	47,18	0,238	0,347	0,4586	5,679	0,0284
16-17	95s	0,29	1.984,66	62,27	0,301	0,353	1,4654	12,753	0,0638
9-17	95s	0,06	781,83	24,53	0,301	0,353	0,0470	1,039	0,0052
17-18	185s	0,20	2.766,49	86,81	0,164	0,106	1,1225	5,718	0,0286
18-19	95s	0,79	150,35	4,72	0,301	0,353	0,0229	2,632	0,0132
18-20	185s	0,65	2.916,84	91,52	0,164	0,106	4,0362	19,593	0,0980
21-23	185s	0,16	150,35	4,72	0,164	0,106	0,0025	0,249	0,0012
22-23	95s	0,04	240,56	7,55	0,301	0,353	0,0028	0,203	0,0010
20-23	185s	0,38	390,92	12,27	0,164	0,106	0,0406	1,535	0,0077
20-24	185s	5,02	3.307,76	103,79	0,164	0,106	39,7099	171,602	0,8580
24-25	185s	0,15	3.307,76	103,79	0,164	0,106	1,1866	5,128	0,0256
25-26	185s	0,48	3.307,76	103,79	0,164	0,106	3,7970	16,408	0,0820
26-STATIE	185s	0,60	3.307,76	103,79	0,164	0,106	4,7462	20,510	0,1026
Total pierderi (MWh)					**57,56**				

Unul dintre avantajele fundamentale ale înlocuirii liniilor electrice aeriene (LEA) cu linii electrice în cablu (LES) constă în reducerea pierderilor de energie și îmbunătățirea profilului tensiunii în rețelele de distribuție. Această conversie contribuie la creșterea eficienței energetice prin limitarea expunerii conductoarelor la factori externi, cum ar fi vântul, ploaia, coroziunea atmosferică și fenomenele climatice extreme, factori ce pot afecta negativ transmiterea eficientă a energiei electrice în cazul liniilor aeriene.

Cablurile, datorită mediului de instalare protejat, beneficiază de o stabilitate termică superioară și de o durabilitate crescută în comparație cu liniile aeriene, aspect ce conduce la o reducere a riscurilor de avarie și la diminuarea frecvenței intervențiilor de mentenanță. Cu toate acestea, instalarea rețelelor subterane implică costuri inițiale

ridicate, iar în cazul apariției defectelor, intervențiile de localizare și remediere sunt mai dificile și mai costisitoare decât în cazul LEA.

Din punct de vedere tehnic, trecerea de la LEA la LES determină o reducere semnificativă a pierderilor tehnice de energie activă și o îmbunătățire a profilului de tensiune, contribuind astfel la stabilitatea și eficiența generală a sistemului de distribuție. Analizele efectuate în cadrul studiului arată o scădere a pierderilor tehnice anuale (CPT) de la 146,46 MWh în cazul liniei aeriene la doar 57,56MWh în configurația în cablu. Această diferență evidențiază o reducere substanțială a pierderilor energetice, echivalentă cu aproximativ 60,7%, ceea ce se traduce și printr-o scădere a căderii de tensiune de-a lungul liniei.

Astfel, pe lângă beneficiile tehnice și economice, conversia LEA–LES contribuie și la obiectivele de sustenabilitate și protecție a mediului, aliniindu-se strategiilor europene privind tranziția energetică.

Este relevant de menționat că, anual, costurile aferente reducerii pierderilor în rețea (CPT) sunt, în medie, inferioare celor asociate dezvoltării unor noi surse primare de energie, ceea ce subliniază eficiența investițională a unor astfel de măsuri. În acest context, implementarea soluțiilor de tip LES cu conductoare de secțiune optimizată poate constitui o alternativă strategică pentru modernizarea rețelelor, susținând atât performanța operațională, cât și obiectivele de mediu.

4. INFLUENȚA SURSELOR REGENERABILE ASUPRA SISTEMELOR DE DISTRIBUȚIE ENERGIE ELECTRICA

4.1 Proiectarea instalațiilor electrice pentru utilizatori activi (prosumatori)

Integrarea surselor regenerabile locale de energie, în special a sistemelor fotovoltaice (PV), în infrastructura electrică a consumatorilor finali, pentru alimentarea sarcinilor proprii, reprezintă o soluție strategică atât pentru reducerea poluării, cât și pentru creșterea eficienței energetice [4.13]. Această tendință se manifestă tot mai frecvent, atât în cazul instalațiilor noi, cât și în cel al instalațiilor modernizate.

În ultimele decenii, până în anii 2020, s-a produs o tranziție vizibilă de la modelul clasic – consumator alimentat exclusiv dintr-un sistem centralizat de producție (eventual cu generator de rezervă) – către arhitecturi complexe și flexibile, întâlnite atât în mediul comercial și industrial, cât și în sectorul rezidențial [4.13].

Etapa inițială a acestei tranziții a fost marcată de instalarea panourilor fotovoltaice pe acoperișurile clădirilor rezidențiale, comerciale și industriale, cu conectare directă la rețeaua publică de distribuție, conform cerințelor normative, cum este standardul **IEC 60364-7-712** [4.14]. Publicată pentru prima dată în 2002 și revizuită în 2017, această secțiune reglementează cerințele tehnice specifice instalațiilor PV.

Ulterior, s-a trecut la integrarea producției fotovoltaice în rețelele electrice interne ale consumatorilor, pentru autoconsum, adesea în combinație cu sisteme de stocare a energiei în baterii, în scopul creșterii rezilienței și flexibilității [4.15].

Această reconfigurare a arhitecturii instalațiilor este puternic influențată de politicile tarifare naționale și regionale. Atunci când prețul energiei injectate în rețea este mai mic decât tariful plătit pentru energia consumată din rețea, autoconsumul devine opțiunea optimă din punct de vedere economic (a se vedea Fig.4.1) [4.16].

Această schimbare de paradigmă conduce la transformarea instalațiilor electrice tradiționale ale consumatorilor pasivi în **instalații de tip utilizator activ**, caracterizate prin dublul rol de **producător** și **consumator** de energie electrică.

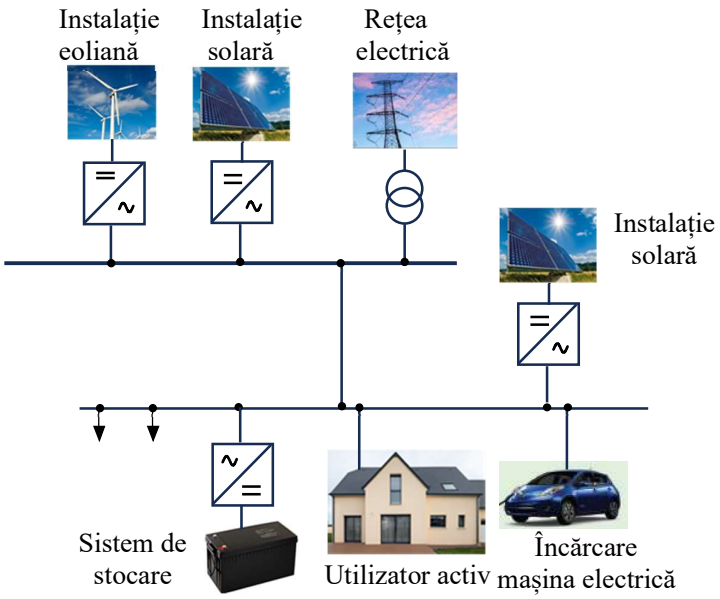


Fig. 4.1 – Exemplu de instalație electrică utilizator activ **(**Prosumer) care integrează producția de energie fotovoltaică (eoliană) autoconsumată, stocarea, încărcarea EV.

Conform standardelor internaționale sunt folosite următoarele definiții[4.13]:

- **Utilizator activ (instalație electrică)** – „utilizator de rețea care consumă și produce energie electrică" [IEV 617-02-2];
- **Microrețea** – „ansamblu de receptoare interconectate și surse de energie distribuite cu limite electrice definite, care formează un sistem local de energie electrică la niveluri de tensiune de distribuție, acționând ca o singură entitate controlabilă și fiind capabil să funcționeze fie în modul conectat la rețea, fie în modul insular. Această definiție include atât microrețelelor de distribuție (aparținând operatorilor de utilități), cât și microrețelele de tip client (deținute de utilizatori)" [IEV 617-04-22].

4.2. Autoconsumul – definiție și implicații

Autoconsumul de energie din surse regenerabile locale, precum energia solară fotovoltaică, reprezintă un model economic în care utilizatorul activ își utilizează propria energie electrică produsă intern pentru acoperirea necesarului propriu de consum. Astfel, utilizatorul activ îndeplinește simultan rolul de **producător** și **consumator**.

În anii 2020, autoconsumul a devenit modelul economic preferat, datorită următoarelor avantaje principale:

- oferă, sau va oferi în viitorul apropiat, **beneficii economice superioare** și un control sporit asupra facturilor de energie;
- permite **utilizarea energiei din surse proprii**, contribuind la reducerea nivelului de poluare;
- asigură o **independență mai mare față de rețea** și protecție față de variațiile viitoare ale prețurilor energiei electrice [4.15, 4.16].

Este posibilă adăugarea unor **surse suplimentare** de energie sau a unor **echipamente de stocare** (baterii), ceea ce permite funcționarea în regim **insular** (deconectat de la rețeaua de distribuție), conform reprezentării din figura. 4.3.

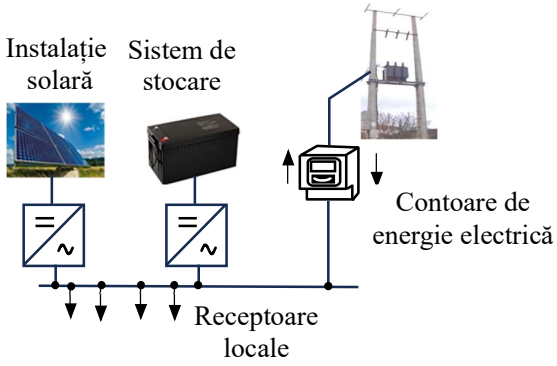


Fig. 4.3 Producția fotovoltaică și stocarea energiei utilizate pentru autoconsum în regim insular (*off-grid*).

Considerații tehnice la proiectarea instalației electrice cu producție fotovoltaică integrată

Integrarea energiei fotovoltaice în instalația utilizatorului activ presupune analiza următoarelor aspecte:

- **Punctul de conectare** al producției fotovoltaice în cadrul instalației;
- **Determinarea parametrilor de sistem**, inclusiv echilibrul de putere între surse și sarcini;
- **Dimensionarea instalației** în funcție de producția estimată și profilul de consum;
- **Protecția instalației** împotriva supratensiunilor, supracurenților și funcționării în insular necontrolat;
- **Strategia de management energetic**, incluzând coordonarea dintre producția fotovoltaică, echipamentele de stocare și sarcinile alimentate [4.15, 4.16].

4.3. Condiții de interacțiune cu rețeaua de distribuție pentru instalațiile utilizatorului activ

Condițiile de interacțiune ale unei instalații electrice de tip utilizator activ (Prosumer) cu rețeaua de distribuție sunt reglementate prin codurile de rețea naționale și europene, alături de standarde tehnice specifice [4.2, 4.17]. În cazul în care se produce o pierdere a rețelei de alimentare sau dacă parametrii de calitate a energiei (cum ar fi tensiunea sau frecvența) se abat de la limitele admise, nicio sursă de alimentare locală nu trebuie să rămână conectată la rețea. Acest principiu fundamental asigură protecția personalului de întreținere al operatorului de distribuție (DSO) și previne riscul alimentării neintenționate a unei rețele defecte [4.17].

În scenariul unei întreruperi a alimentării rețelei, sursele locale (de exemplu, sistemele fotovoltaice sau unitățile de stocare) trebuie deconectate automat. Deși această măsură poate părea neintuitivă, ea răspunde cerințelor stricte de siguranță operațională și protecție împotriva șocurilor electrice. Mai mult, în absența unei proiectări dedicate pentru operarea insulară, o instalație electrică standard nu poate asigura condițiile tehnice

necesare pentru funcționare în mod autonom, iar sistemele de protecție nu pot fi considerate fiabile [4.17].

4.4 Dimensionarea instalației electrice cu producție solară

Dimensionarea tuturor echipamentelor instalațiilor electrice trebuie făcută luând în considerare toate modurile de funcționare și constrângerile cele mai grele.

- Cablurile și barele colectoare sunt dimensionate pe baza curentului electric maxim de sarcină;
- Transformatoarele sunt dimensionate pe baza fluxului maxim de putere;
- Dispozitivele de protecție și de comutare sunt selectate în funcție de curentul electric maxim de sarcină și curenții electrici de scurtcircuit minim și maxim [4.26].

Atunci când capacitatea de producție fotovoltaică este mai mică decât necesarul de energie, există un impact redus sau deloc asupra dimensionării instalației electrice:

- fluxul de curent electric prin cabluri și bară nu crește la adăugarea producției fotovoltaice;
- fluxul de putere al transformatorului este mai mic datorită aportului sistemului fotovoltaic.

Când capacitatea de producție fotovoltaică depășește necesarul de energie, trebuie avut în vedere impactul asupra dimensionării instalației electrice, deoarece fluxurile de curent electric și putere în instalație pot fi mai mari.

În construcțiile noi, constrângerile mai mari de putere și curent electric sunt luate în considerare în faza incipientă de proiectare, iar instalația poate fi dimensionată corespunzător. Cu toate acestea, pentru utilizatorii actuali, trebuie luate în considerare următoarele.

- Conectarea sistemului fotovoltaic în amonte la bara principală evită necesitatea modificărilor în tabloul principal;
- Utilizarea unui sistem de control pentru limitarea producției fotovoltaice poate evita necesitatea înlocuirii transformatorului și a dispozitivului de protecție a acestuia [4.17].

4.5. Sisteme de stocare a energiei electrice

Instalațiile de stocare a energiei electrice (EES – *Electrical Energy Storage*) reprezintă un element esențial al rețelelor electrice moderne, contribuind la echilibrarea cererii și ofertei, la integrarea surselor regenerabile și la optimizarea funcționării infrastructurii energetice. Aceste sisteme au capacitatea de a acumula energia disponibilă într-un anumit moment și de a o elibera ulterior, în funcție de necesitățile rețelei sau ale utilizatorilor finali [4.27].

Prin diversitatea tehnologică și funcțională, sistemele EES pot varia considerabil în ceea ce privește capacitatea, timpul de răspuns, durata de viață și eficiența energetică. Printre principalele categorii de stocare se numără: bateriile electrochimice, stocarea hidroelectrică prin pompare și acumulare (CHAP), stocarea termică, stocarea sub formă de gaze (cum ar fi hidrogenul sau metanul) și condensatoarele [4.28].

Utilizarea sistemelor de stocare are multiple aplicații: reducerea sarcinii de vârf, compensarea variațiilor producției din surse regenerabile (serviciu de arbitraj), furnizarea de servicii auxiliare pentru reglajul frecvenței și al tensiunii, reducerea pierderilor în rețea, precum și sprijinirea rezilienței și fiabilității sistemului energetic [4.29, 4.30].

Prin urmare, implementarea acestor tehnologii este fundamentală pentru tranziția către un sistem energetic flexibil, inteligent și sustenabil. Sistemele de stocare facilitează un control dinamic asupra fluxurilor de putere, contribuind la reducerea emisiilor poluante și la utilizarea eficientă a resurselor energetice disponibile [4.31].

4.5.1. Impactul sistemelor de stocare asupra infrastructurii electrice

Sistemele de stocare influențează pozitiv infrastructura electrică în mai multe moduri:

- Optimizarea rețelei de transport și distribuție: Prin reducerea sarcinilor de vârf, sistemele EES reduc încărcarea pe transformatoare și pe liniile de transport, amânând sau evitând necesitatea extinderii infrastructurii existente [4.30].
- Stabilizarea rețelei: Furnizează servicii auxiliare precum reglajul frecvenței și al tensiunii în timp real, contribuind la menținerea calității energiei electrice [4.29, 4.37].
- Reducerea pierderilor: Energia stocată local poate fi utilizată pentru a alimenta sarcinile apropiate, evitând transportul pe distanțe lungi și reducând astfel pierderile Joule [4.32].
- Integrarea surselor regenerabile: Sistemele de stocare permit compensarea caracterului intermitent al surselor eoliană și solară, contribuind la stabilitatea energetică și la maximizarea utilizării energiei din surse regenerabile[4.31, 4.35].
- Reducerea costurilor operaționale: Prin flexibilizarea consumului și evitarea utilizării centralelor de vârf, sistemele de stocare contribuie la scăderea costurilor de operare ale rețelei [4.38].

4.6 Studiu de caz

În figura 4.15 este ilustrat un studiu de caz relevant pentru evaluarea efectelor integrate ale conectării unui utilizator activ în rețeaua de distribuție. În acest scenariu, la punctul 6 al schemei a fost conectat un utilizator activ cu o putere instalată de 350 kW. Analiza evidențiază o serie de beneficii tehnice notabile generate de această conectare, printre care se numără reducerea pierderilor de energie în zona vizată, diminuarea căderilor de tensiune, precum și îmbunătățirea calității energiei electrice livrate consumatorilor din aval.

Se observă că injectarea locală de energie în rețea contribuie la creșterea nivelului de tensiune în punctul de conectare, ceea ce determină implicit o creștere a puterii disponibile pentru utilizatorii din zonă. Această îmbunătățire a profilului de tensiune are un efect pozitiv asupra fiabilității și calității alimentării, aspecte esențiale într-un sistem electric modern, orientat spre integrarea surselor distribuite.

Totodată, studiul subliniază importanța realizării de analize detaliate pentru a fundamenta deciziile privind integrarea noilor utilizatori activi în rețelele existente. Este esențială evaluarea comportamentului rețelei în funcție de variațiile de tensiune induse de activitatea intermitentă a utilizatorului activ, mai ales în intervalele orare în care acesta nu injectează energie în rețea (de exemplu, pe timpul nopții). Astfel, se pot determina cu acuratețe limitele de integrare ale surselor distribuite și se poate asigura respectarea cerințelor de calitate a tensiunii la bornele utilizatorilor, conform standardelor în vigoare.

Prin urmare, asemenea simulări și analize de impact trebuie să fie parte integrantă a procesului de planificare și dimensionare a rețelelor de distribuție inteligente, pentru a sprijini integrarea sustenabilă a utilizatorilor activi și dezvoltarea unui sistem energetic flexibil și rezilient.

Analiza efectuată a evidențiat faptul că utilizarea unei linii electrice subterane (LES) pentru alimentarea utilizatorilor activi dintr-o rețea rurală de medie tensiune (20 kV) conferă performanțe superioare comparativ cu soluția tradițională de alimentare prin linie aeriană (LEA). Această soluție constructivă nu doar că îmbunătățește calitatea tensiunii și reduce pierderile de energie, dar se dovedește a fi eficientă și în gestionarea fluxurilor de putere, în special în contexte în care apar fenomene de circulație inversă a puterii cauzate de integrarea utilizatorilor activi sau a surselor regenerabile distribuite.

Astfel, implementarea rețelelor în cablu în zonele rurale poate contribui la limitarea efectelor negative ale fluxurilor de putere inversă, asigurând o funcționare mai stabilă și mai previzibilă a sistemului de distribuție. De asemenea, soluția favorizează adaptabilitatea rețelei la noile cerințe impuse de tranziția energetică și creșterea gradului de electrificare în mediul rural.

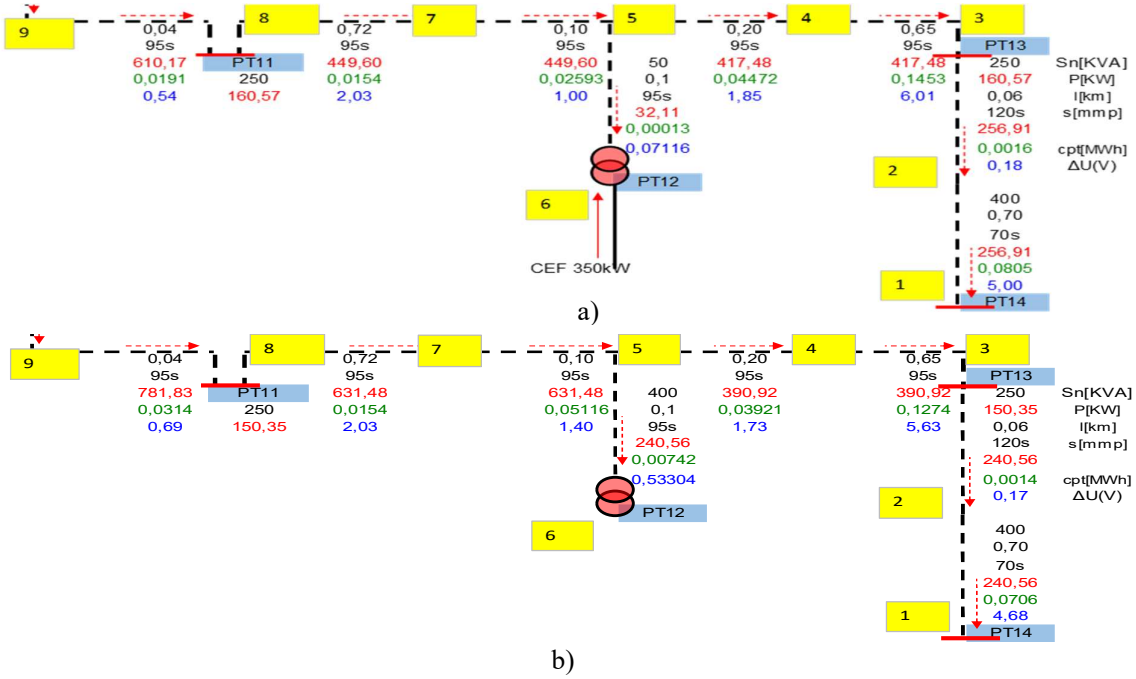


Fig. 4.15 Analiza comparativă a caracteristicilor schemei în care este conectat un utilizator activ: a) utilizator activ în funcțiune; b) utilizator inactiv neconectat.

5.CIRCULAȚIA INVERSĂ A PUTERII

În situațiile în care ponderea DER devine semnificativă în raport cu sarcina locală, poate apărea fenomenul cunoscut sub denumirea de flux invers de putere (reverse power flow). Acesta se caracterizează prin injectarea de energie din rețeaua de distribuție în rețeaua de transport, schimbare care afectează atât planificarea cât și exploatarea sistemului [5.6, 5.8].

Această nouă paradigmă de operare subliniază importanța strategică a transformatoarelor de interconectare, care joacă un rol esențial în reglarea fluxurilor de putere și în menținerea echilibrului între diferitele niveluri ale rețelei [5.2, 5.7]. Adaptarea echipamentelor și a schemelor de reglaj este crucială pentru asigurarea unei tranziții eficiente spre un sistem electric flexibil, rezilient și compatibil cu obiectivele de depoluare a mediului [5.5, 5.9].

Circulația inversă a fluxurilor de putere reprezintă un fenomen complex și cu o relevanță în creștere în contextul actual al tranziției energetice globale [5.2 – 5.8]. Acest fenomen apare atunci când energia electrică generată local, în special din surse regenerabile distribuite, depășește consumul instantaneu al utilizatorilor din zona respectivă, determinând astfel un flux de putere în sens opus celui tradițional – adică dinspre rețelele de distribuție către cele de transport sau către alte noduri ale rețelei.

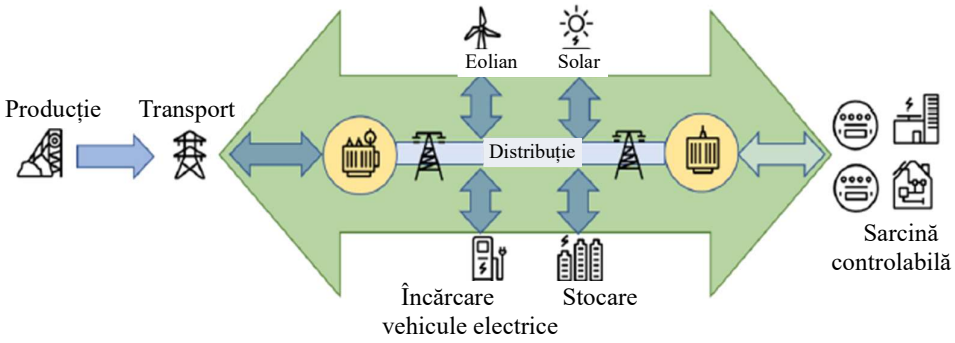


Fig.5.1 Structura unui sistem de transmitere a energiei electrice în viitor.

5.2 Fluxul de putere inversă în rețelele electrice de distribuție – cauze, efecte și implicații operaționale

Fluxul de putere inversă (*reverse power flow*) constituie un fenomen cu relevanță crescută în contextul tranziției energetice și al penetrării accelerate a surselor regenerabile distribuite. Acesta presupune circulația energiei electrice de la punctele de consum sau de la generatoare locale (de tip utilizator activ) către rețeaua electrică, inversând astfel direcția tradițională a fluxului energetic – de la rețeaua de transport și distribuție către utilizatori [5.4].

Apariția fluxului invers este direct corelată cu dezvoltarea tehnologică și creșterea gradului de integrare a surselor regenerabile, în special a sistemelor fotovoltaice montate la nivel de gospodărie, clădire comercială sau comunitate. În acest sens, lucrarea a analizat cauzele generatoare, condițiile de apariție și efectele sistemice ale acestui fenomen, precum și să evidențieze posibilele măsuri de control și adaptare a infrastructurii pentru gestionarea sa eficientă.

În general, fluxurile de putere inversă sunt întâlnite cu precădere în rețelele urbane și suburbane, caracterizate prin densitate ridicată de utilizatori și lungimi relativ mari ale liniilor de distribuție. În aceste zone, o proporție semnificativă a consumatorilor este echipată cu sisteme de generare solară, capabile să injecteze energie în rețea atunci când producția locală depășește consumul propriu [5.11, 5.12].

Puterea teoretică generată de o instalație solară care include panouri solare cu o arie A_{PV} și eficientă k_{PV}, într-o zi cu o iradiată solară G rezultă

$$P_{PV} = k_{PV} \cdot A_{PV} \cdot G \cdot \qquad (5.1)$$

Având în vedere forma particulară a curbei de producție a sistemelor fotovoltaice, care variază semnificativ în funcție de condițiile atmosferice, precum și profilul curbei de consum al utilizatorilor (fig. 5.2), există intervale în care puterea generată P_{PV} depășește puterea local necesara. În absența unui mecanism de redistribuire eficientă a excedentului energetic către alți consumatori sau către sisteme de stocare, excesul de energie este direcționat înapoi în rețeaua de distribuție, generând flux de putere inversă la scară locală sau extinsă.

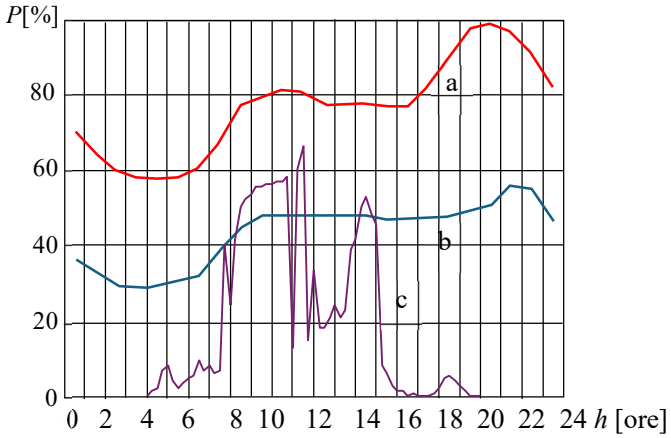


Fig. 5.2 Graficul de sarcină tipic al unui utilizator într-o zi de iarnă (a), într-o zi de vară (b) și energia generată de instalația solară într-o zi de vară cu cer acoperit (c).

În figura 5.3 este prezentată curba de încărcare a unui transformator de distribuție cu puterea nominală de 630 kVA, specific unui mediu rural cu un număr mare de utilizatori activi conectați în rețea [5.13].

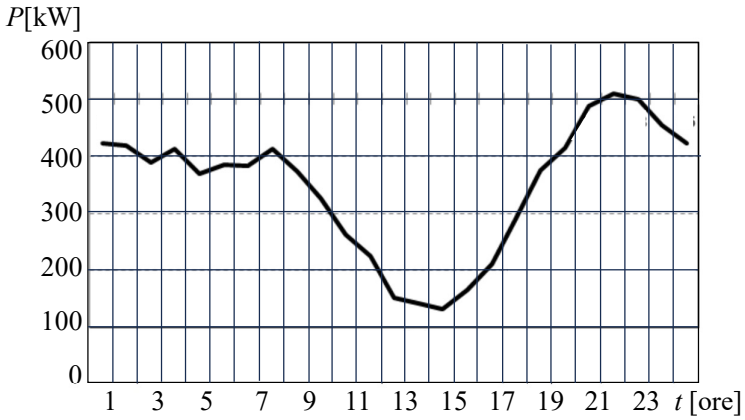


Fig. 5.3 Modificarea încărcării transformatorului de alimentarea datorită circulației inverse la orele din mijlocul zilei.

În această analiză, se consideră că, în intervalul de activitate a surselor fotovoltaice, puterea totală P_T care traversează transformatorul de alimentare este determinată de relația:

$$P_T = P_s - P_{PV} \tag{5.2}$$

in care:

P_T - este puterea activă care trece prin transformatorul de distribuție;

P_S - sarcina totală a utilizatorilor conectați, inclusiv pierderile active ale rețelei;

P_{PV} - puterea activă generată local de sistemele fotovoltaice conectate la rețea [5.14].

Această relație evidențiază în mod clar modul în care generarea locală reduce sarcina efectivă pe transformator și poate chiar inversa direcția fluxului de putere. În condițiile în care $P_{PV} > P_S$, P_T devine negativ, reflectând un flux invers de putere de la rețeaua de joasă tensiune către cea de medie tensiune.

Acest comportament are implicații directe asupra dimensionării, protecției și exploatării echipamentelor din rețea și impune regândirea modului de operare a sistemelor electroenergetice, în special în regiunile cu o penetrare ridicată a surselor regenerabile distribuite.

5.3 Efectele fluxului de putere inversă

Integrarea extinsă a surselor de energie distribuite (Distributed Energy Resources – DER), în special a celor bazate pe conversie electronică, determină modificări substanțiale în modul de operare al rețelelor electrice. Printre cele mai notabile consecințe se numără apariția fluxului de putere inversă, cu impact direct asupra infrastructurii, economiei rețelei și proceselor operaționale.

5.3.1 Efecte tehnice

a) Supraîncărcarea echipamentelor. Transformatoarele și liniile electrice din rețelele de distribuție sunt, în mod tradițional, dimensionate pentru a susține fluxuri unidirecționale de energie. Inversarea fluxului poate conduce la:

- **Creșterea pierderilor prin efect Joule**, din cauza redistribuirii curentului electric în conductoare și înfășurările transformatoarelor [5.15];
- **Supraîncălzirea echipamentelor**, cu degradarea accelerată a izolației și reducerea duratei de viață;
- **Depășirea capacităților nominale ale echipamentelor**, în special în regimuri de injecție simultană din mai mulți prosumatori.

b) Fluctuații de tensiune și frecvență. Injecția de putere activă și reactivă în rețeaua principală poate dezechilibra parametrii de funcționare nominali ai sistemului:

- **Supratensiuni locale**, cauzate de generarea excesivă în noduri slab racordate;
- **Oscilații de frecvență**, în special în sisteme izolate sau slab interconectate, care pot afecta echipamentele sensibile și stabilitatea generală.

c) Probleme în funcționare a protecțiilor. Sistemele convenționale de protecție (ex. relee de supracurent electric, direcționale, de distanță) sunt configurate pentru a detecta defectele conform unui model de flux unidirecțional. Inversarea direcției de curgere a curentului electric poate conduce la:

- **Erori de interpretare a defectelor**, cu deconectări incorecte;
- **Nedetectarea unor defecte reale**, în special în cazul injecției de la DER în apropierea punctului de defect [5.16].

d) Armonice și degradarea calității energiei. Utilizarea invertoarelor pentru integrarea surselor regenerabile (fotovoltaice, baterii etc.) introduce armonice de rang superior, cu efecte asupra:

- **Stabilității și controlului tensiunii în rețea**;

- **Performanței echipamentelor electronice**, susceptibile la distorsiuni armonice [5.17].

5.3.2 Efecte economice

a) Reducerea eficienței energetice. Fluxurile inverse și dezechilibrele în rețea determină pierderi suplimentare, afectând eficiența globală a sistemului:

- Pierderi mai mari în transformatoare și linii;
- Necesitatea unei mentenanțe mai frecvente, cu creșteri semnificative ale costurilor operaționale.

b) Probleme în sistemele de măsurare și facturare. În lipsa contoarelor inteligente bidirecționale:

- **Calculul energiei livrate și preluate** devine incorect sau ambiguu;
- **Pierderi financiare** pentru operatori sau utilizatori activi, în funcție de configurația sistemului de contorizare.

c) Necesitatea unor investiții suplimentare. Adaptarea rețelei pentru a face față fluxurilor bidirecționale implică:

- **Modernizarea echipamentelor de protecție și control**;
- **Reconfigurarea topologiei rețelei** și digitalizarea acesteia;
- **Costuri semnificative pentru operatorii de sistem** [5.18].

5.3.3. Efecte operaționale

a) Creșterea complexității operării rețelei. Gestionarea fluxurilor de putere inversă necesită un nivel ridicat de flexibilitate operațională:

- **Monitorizare continuă în timp real** a stării rețelei;
- **Algoritmi avansați de control al fluxurilor**, în vederea optimizării distribuției puterii în funcție de condițiile locale și globale.

b) Riscul de întreruperi și avarii. În absența unui control corespunzător, fluxurile inverse neplanificate pot cauza:

- **Supraîncărcări locale**, cu declanșări accidentale de echipamente;
- **Interacțiuni nedorite între DER și rețea**, ducând la instabilitate și perturbări în alimentarea consumatorilor.

5.4 Impactul circulației inverse asupra performanței transformatorului în funcție de cadranele de operare

În condițiile actuale ale tranziției energetice, caracterizate prin integrarea largă a surselor distribuite de energie (DER) și mărirea numărului de utilizatori activi, transformatoarele din rețelele de distribuție sunt supuse unor solicitări semnificativ diferite față de regimul lor de funcționare convențional. Regimul de circulație inversă a fluxului de putere modifică fundamental parametrii de funcționare ai transformatorului, în special atunci când acesta este operat în cele patru cadrane de funcționare, definite în funcție de direcția fluxurilor de putere activă (P) și reactivă (Q). Această secțiune oferă o analiză detaliată, pentru fiecare cadran, asupra impactului asupra performanței tehnice a transformatorului, cu exemple ilustrative și considerații operaționale.

Fluxurile de putere în rețelele electrice pot fi analizate și clasificate prin raportarea la patru cadrane funcționale (Q1 – Q4), în funcție de semnul puterii active (*P*) și al puterii reactive (*Q*) (fig. 5.4).

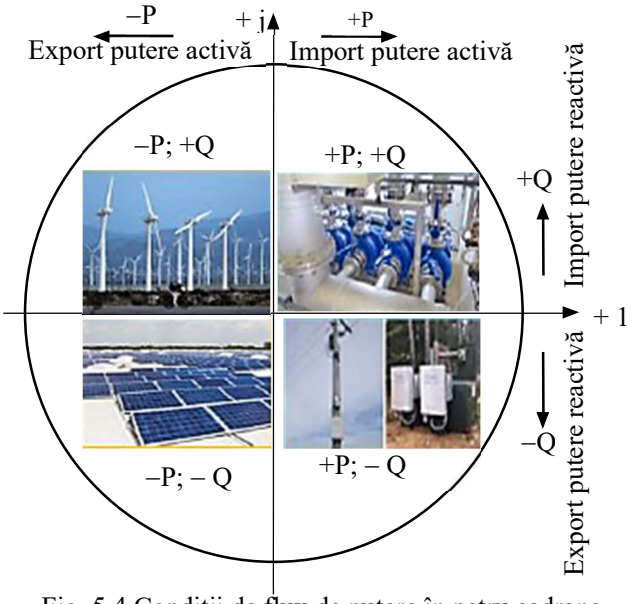


Fig. 5.4 Condiții de flux de putere în patru cadrane.

După cum a fost prezentat anterior, fluxul de magnetizare din miezul feromagnetic al transformatorului este determinat de tensiunea de excitație (E). Această tensiune variază în funcție de poziționarea transformatorului în cadranele de funcționare ale diagramei de putere activ-reactiv:

- **Cadranele Q1 și Q2**: tensiunea de excitație este furnizată de rețeaua electrică (flux direct);
- **Cadranele Q3 și Q4**: excitația este furnizată de sursele de energie distribuite (flux invers).

În regimurile Q3 și Q4, caracterizate prin flux de putere inversă, tensiunea de excitație tinde să depășească valorile pentru care transformatorul a fost proiectat, întrucât se suprapune peste o tensiune U_2 deja ridicată la bornele secundare, ce este adesea setată cu 5% peste valoarea nominală pentru a compensa căderea de tensiune pe linia de alimentare [5.21]. Astfel, fluxul magnetic din miez crește semnificativ, depășind punctul optim de funcționare al curbei de magnetizare, care conduce la o mărire abruptă a curentului de magnetizare și a pierderilor în fier (pierderi magnetice).

Considerații finale:

- Regimurile Q3 și Q4 sunt cele mai solicitante, necesitând transformatoare proiectate pentru circulație bidirecțională, cu monitorizare termică și armonică integrată.
- Este necesară reconfigurarea sistemelor de protecție și control pentru a preveni declanșările nejustificate în regim de flux invers.
- Analiza în timp real a curenților electrici și tensiunilor în transformator, utilizând senzori inteligenți și algoritmi AI, poate preveni degradarea prematură a echipamentului.

Astfel, proiectarea, operarea și mentenanța transformatoarelor în rețele moderne trebuie să ia în considerare în mod explicit regimurile de funcționare specifice celor patru cadrane, cu accent pe siguranță, fiabilitate și adaptabilitate

6. DIMENSIONAREA UNEI STAȚII DE ÎNCĂRCARE DE MARE PUTERE 6MW SI INFLUENTA ASUPRA SISTEMULUI DE DISTRIBUȚIE A ENERGIEI ELECTRICE

6.1. Stația de încărcare

Extinderea transportului electric pentru vehicule grele a condus la proiectarea stațiilor de încărcare cu 10–12 puncte de încărcare, ceea ce determină operarea lor la puteri instalate de 1,5–1,8 MW și, implicit, racordarea directă la rețeaua de medie tensiune [6.4, 6.9].

O stație de încărcare rapidă (AC/DC), racordată la medie tensiune, este alcătuită din: filtre de armonice de rețea, redresor de mare putere, bloc de control al factorului de putere, convertor DC/AC care generează la bornele transformatorului de izolare o tensiune de medie frecvență (≈10 kHz), redresor de medie frecvență, filtru de ieșire și bornele pentru cablul de alimentare fig. 6.2 [6.5], [6.10].

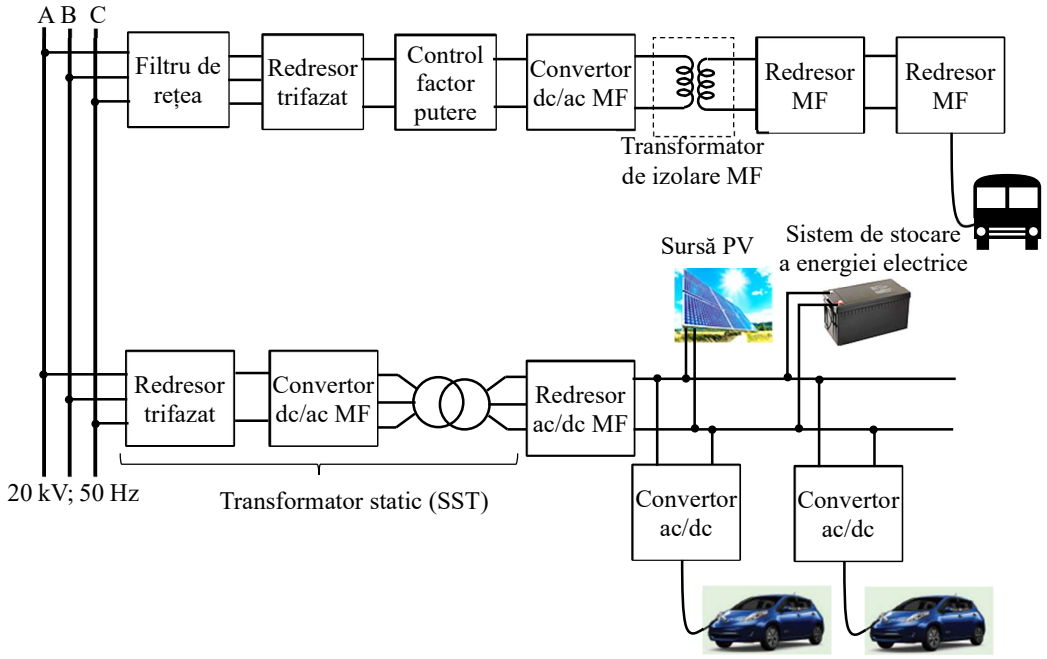


Fig.6.2 – Schema de principiu a unei stații de încărcare a vehiculelor electrice alimentată la medie tensiune cu secție pentru puteri mari și încărcare rapidă și secție pentru încărcare autoturisme.

Pentru a rivaliza cu performanțele stațiilor clasice de alimentare cu combustibili lichizi, stațiile moderne includ atât o secțiune de încărcare rapidă și de mare putere, cât și o secțiune dedicată autoturismelor electrice, alimentată prin intermediul unui transformator static (Solid-State Transformer, SST) [6.4]. Integrarea SST-urilor aduce avantaje precum: diminuarea spațiului ocupat, reducerea pierderilor de putere, optimizarea costurilor de investiție și limitarea riscului de incendiu [6.9].

De asemenea, la barele de tensiune continuă ale stației pot fi conectate surse fotovoltaice (PV) și sisteme de stocare, contribuind la integrarea surselor regenerabile [6.2].

Alimentarea trifazată a stației elimină riscul nesimetriilor de curent electric, reducând perturbările cauzate de nesimetrii. În aceste condiții, perturbațiile sunt generate în principal de caracteristicile neliniare ale echipamentelor electronice de putere și de variațiile de tensiune asociate conectării/deconectării vehiculelor de mare putere [6.6, 6.8]. Sistemul de control al factorului de putere al stației asigură respectarea limitelor impuse de operatorul de distribuție, eliminând problemele legate de circulația puterii reactive [6.7].

Pentru limitarea nivelului de armonice generate de redresorul trifazat, comanda semiconductoarelor se realizează prin modulație în lățime de impulsuri (PWM – Pulse Width Modulation) [6.5]. Nivelul armonicelor este menținut în limitele prevăzute de standarde, datorită schemei de comandă și a filtrelor de rețea [6.8].

Analiza perturbărilor trebuie să ia în considerare atât perturbațiile de fond ale rețelei de alimentare, cât și puterea de scurtcircuit în nodul de racord [6.9].

Transformatorul de izolare asigură separația electrică dintre vehicul și rețeaua operatorului de distribuție, prevenind legarea accidentală la pământ a bateriei vehiculului electric [6.10].

Procedura de încărcare se realizează, de regulă, în două etape:

- inițial, la curent electric constant (C), ceea ce determină creșterea progresivă a tensiunii la bornele bateriei;
- ulterior, la tensiune constantă (V), timp în care curentul electric scade treptat, iar puterea absorbită din rețea se reduce corespunzător (fig 6.3) [6.1, 6.3].

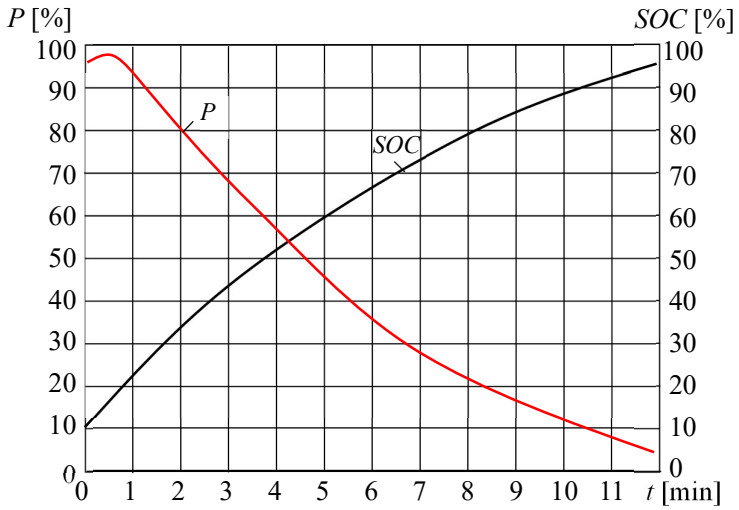


Fig. 6.3 – Variația puterii absorbite *P* și a tensiunii la bornele acumulatorului (SOC) pe durata încărcării acumulatoarelor.

În Figura 6.4 este prezentată o strategie de încărcare bazată pe două etape succesive: o fază inițială de curent electric constant (CC) și o fază finală de tensiune constantă (CV). Procesul debutează prin aplicarea unui curent electric constant până la atingerea unei

valori prestabilite a tensiunii, denumită tensiune de întrerupere (*cut-off voltage*) [6.11, 6.12].

Pentru bateriile Li-Ion echipate cu materiale catodice convenționale – precum cobalt, nichel, mangan sau aluminiu – valoarea standardizată a tensiunii de întrerupere este de aproximativ 4,20 V/celulă, cu o toleranță de ±50 mV/celulă [6.13]. Odată atins acest prag, procesul de încărcare continuă în regim de tensiune constantă, menținând valoarea tensiunii la nivelul definit. Încărcarea este considerată finalizată atunci când curentul electric se reduce la un nivel situat între 3% și 5% din curentul electric nominal al celulei [6.14].

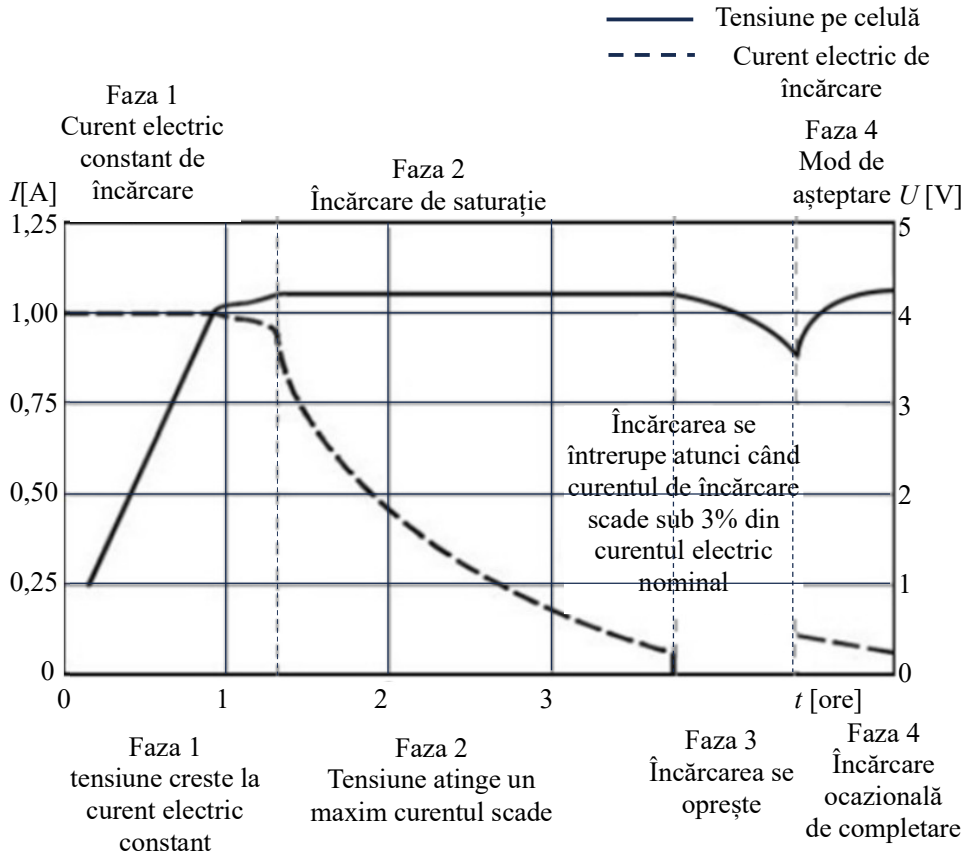


Fig. 6.4 Etapele de încărcare C–V pentru o baterie Li-ion

Este important de subliniat că strategiile de încărcare de întreținere (*trickle charge* sau flotație), utilizate frecvent în alte tipuri de acumulatori, nu sunt compatibile cu tehnologia Li-ion. Aplicarea acestora poate conduce la depuneri de litiu metalic pe electrozi, fenomen ce compromite atât siguranța, cât și integritatea structurală a celulei [6.15, 6.16]. Ca alternativă, se recomandă utilizarea unei încărcări de completare (*topping charge*), aplicată doar în momentul în care tensiunea scade sub un prag prestabilit. Această abordare permite menținerea capacității celulei pe termen lung fără a induce riscuri suplimentare asupra siguranței operaționale [6.17].

Factorul de diversitate și dimensionarea EVCS

Pentru estimarea corectă a necesarului de putere, este esențial să se ia în considerare variațiile temporale ale vârfurilor de sarcină asociate clusterelor de stații de încărcare.

Studiul [6.20] a demonstrat că factorul de diversitate depinde preponderent de numărul de vehicule electrice, și într-o măsură mai redusă de numărul de puncte de încărcare. Conform analizei, acest factor scade rapid la valori de aproximativ 0,3 atunci când numărul vehiculelor depășește 30, ajungând chiar sub 0,25 pentru peste 50 de vehicule electrice.

Rezultate similare au fost raportate și în [6.6], unde s-a constatat că, pentru un număr de 100 de stații de încărcare, factorul de diversitate maxim a variat între **0,3 și 0,4**, iar pentru 1000 de stații valoarea s-a redus la aproximativ **0,2** [6.23]. Aceste rezultate evidențiază rolul crucial al acestui parametru în modelarea și planificarea sistemelor EVCS, permițând o utilizare eficientă a resurselor și minimizarea riscului de supraîncărcare a rețelei.[6.24]

Matematic, factorul de diversitate (FD) este definit ca:

$$FD = \frac{\sum_{i=1}^{n} D_i}{D_{max}}, \tag{6.6}$$

unde:

- *Di* reprezintă cererea maximă individuală a sarcinii *i*;
- *Dmax* – cererea maximă simultană a întregului sistem.

6.5 Studiu de caz.

În cadrul lucrării a fost analizată fezabilitatea alimentării energetice a unei stații de încărcare electrica pe autostrada, conform fig. 6.10, echipată cu 14 puncte de încărcare rapidă de mare putere, destinate atât autovehiculelor electrice, cât și camioanelor electrice. Puterea totală instalată a punctului de încărcare este de aproximativ 6 MW, obiectivul fiind amplasat pe o autostradă, la o distanță de circa 20 km față de stația electrică de transformare 110/20 kV.

În proiect a fost luată în considerare și integrarea unei centrale fotovoltaice cu o putere instalată de 200 kW, precum și a unui sistem de înmagazinare a energiei electrice cu o capacitate de 600 kWh, în vederea creșterii gradului de autoconsum local și a reducerii impactului asupra rețelei electrice de distribuție.

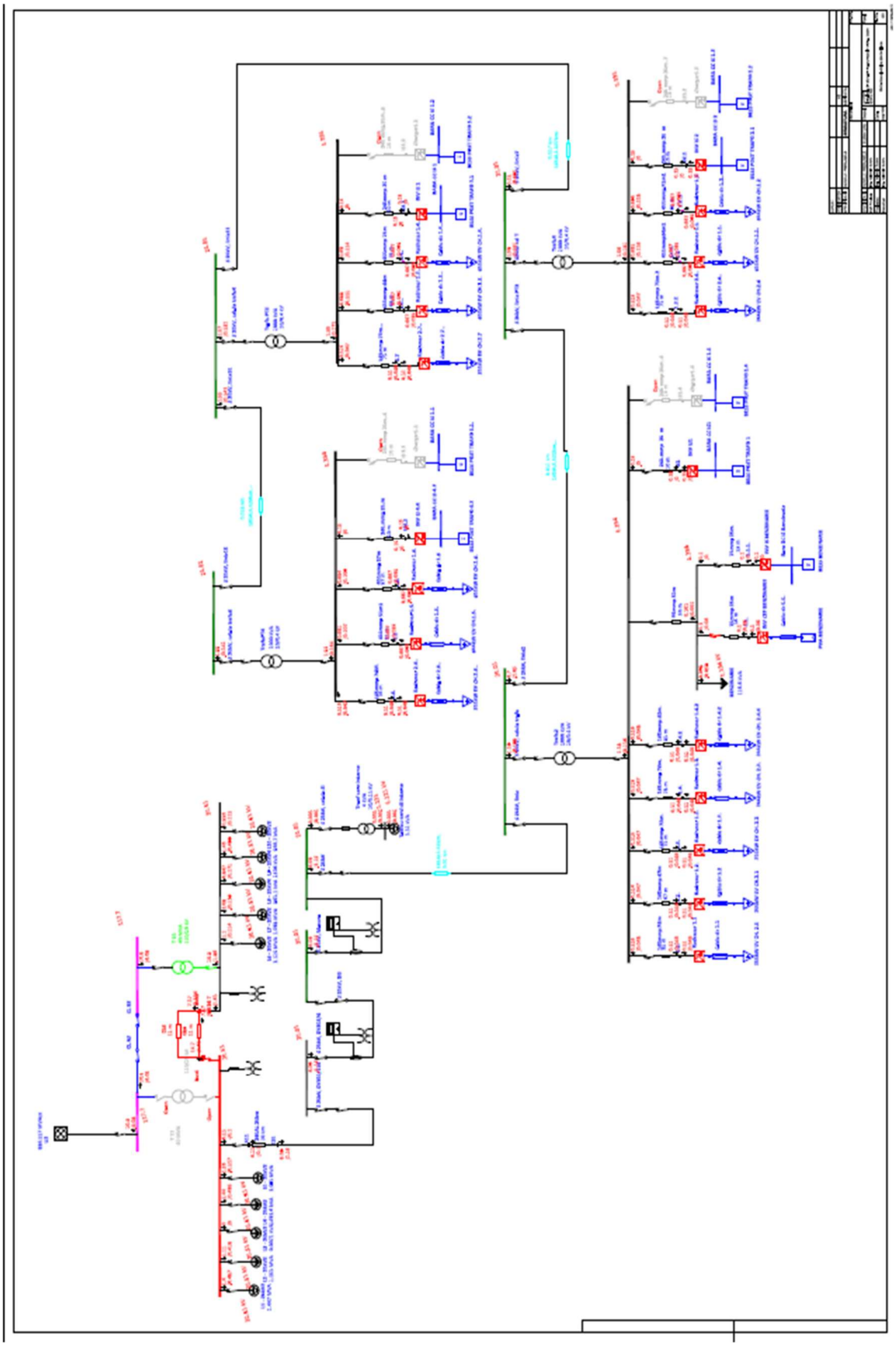
Infrastructura de încărcare este dimensionată astfel încât să permită utilizarea simultană de către 8 autovehicule electrice și 6 camioane electrice. Stațiile destinate autoturismelor electrice au o putere nominală de 300 kW fiecare, asigurând reîncărcarea completă a bateriei într-un interval de 15–20 de minute. În ceea ce privește camioanele electrice, acestea beneficiază de stații cu o putere de 600 kW, capabile să realizeze încărcarea completă într-un interval de 1–1,5 ore. Prin comparație, infrastructura de încărcare de mică putere, cu o capacitate sub 25 kW, necesită un interval de timp de ordinul unei nopți pentru a finaliza procesul de reîncărcare.

In cadrul tezei sau analizat 4 scenarii:

– Studiul de caz când toate stațiile de încărcare sunt conectate si instalațiile de stocare de 150kWh de pe fiecare post de transformare se încarcă din rețea conform figura 6.11
– Studiul de caz când toate stațiile de încărcare sunt conectate si instalațiile de stocare de 150kWh de pe fiecare post de transformare evacuează in rețea conform figura 6.12
– Studiul de caz când toate stațiile de încărcare 300kW sunt deconectate, restul de 600kW conectate si instalația de stocare de pe fiecare post de transformare 150kWh se încarcă din rețea conform figura 6.16

– Studiul de caz când toate stațiile de încărcare 300kW sunt deconectate, restul de 600kW conectate si instalația de stocare de pe fiecare post de transformare 150kWh evacuează in rețea conform figura 6.17

Studiul de caz când toate stațiile de încărcare sunt conectate si instalațiile de stocare de 150kW de pe fiecare post de transformare evacuează in rețea



In urma simulărilor si a calculelor realizare cu programul ETAP s-a obținut următoarele valori (tabelele 6.1 si 6.2)

Tabel 6.1 Calcul cădere de tensiune, pierderi de putere activa si reactiva pentru cazul când toate stațiile de încărcare sunt conectate si instalațiile de stocare de 150kWh de pe fiecare post de transformare se încarcă din rețea

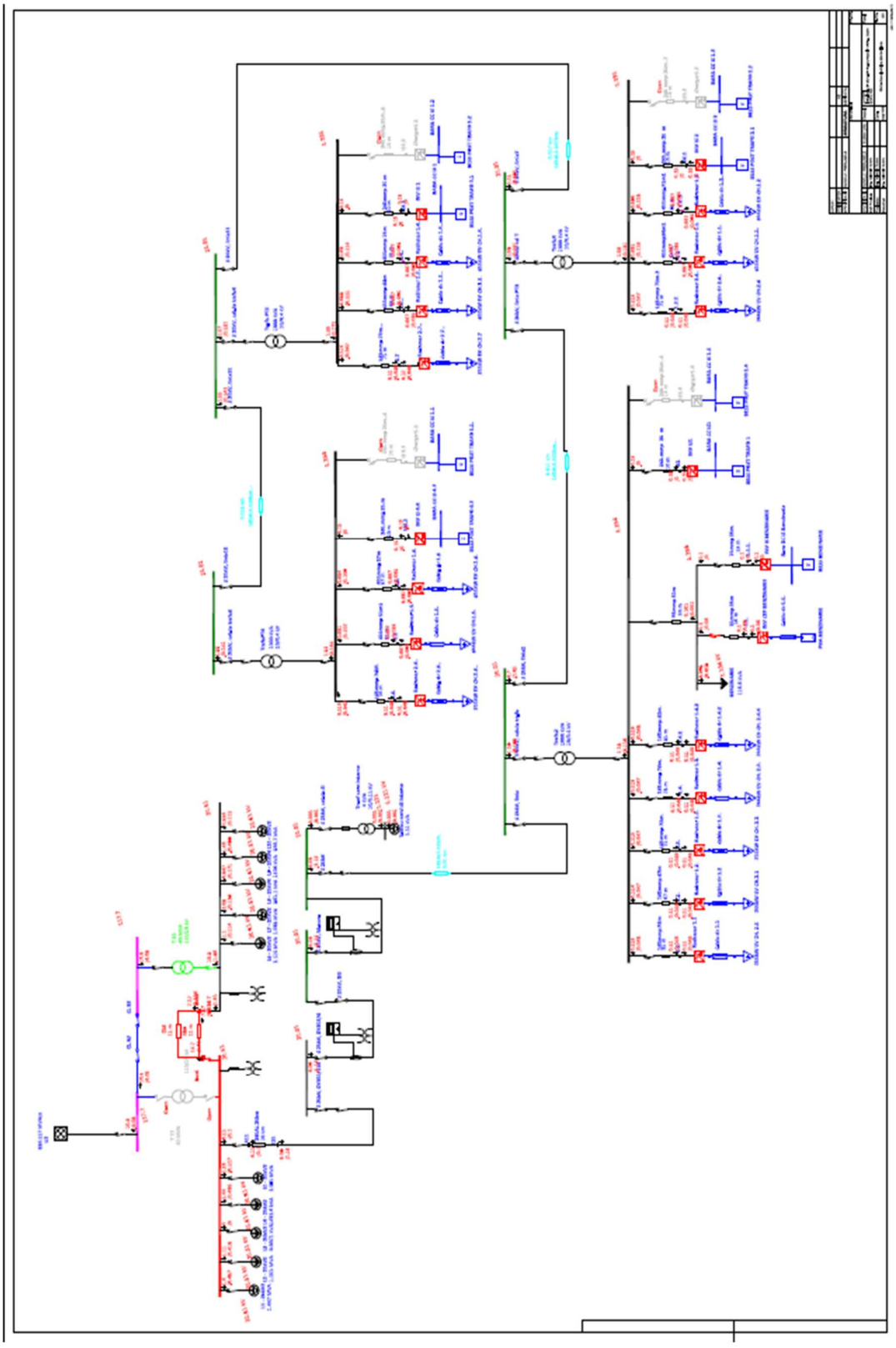
Element Rețea	Plecare	Sosire	Lungime[m]/ raport de transformare [kV]	Cădere de tensiune [%]	Pierderi de putere activă [kW]	Pierderi de putere reactiva [kvar]
70mmp 35m	0.0.	BARA TDJT BENZINARIE	35 m	0,29	0,291	0,0387
70mmp 35m.	0.0.0.	BARA TDJT BENZINARIE	35 m	0,29	0,291	0,0387
95mmp 50m	BARA TDJT BENZINARIE	Bara PT1	50 m	0,27	0,405	0,0713
185AL0.02km.	Compartiment Benefic	Post trafo 1 - 2000kVA	20 m	0,01	0,24	-0,558
185AL0.032km...	Post trafo 1 - 2000kVA	Post trafo 2 - 2000kVA	32 m	0,01	0,367	-0,902
185AL0.037km-	Post trafo 2 - 2000kVA	Post trafo 3 - 2000kVA	37 m	0,01	0,187	-1,17
185AL0.038km..-	Post trafo 3 - 2000kVA	Post trafo 4- 2000kVA	38 m	0	0,0477	-1,28
240 mmp 20m..4	Bara PT4	IS 1.1	20 m	0,41	0,682	0,362
240 mmp 20m..6	Bara PT3	IS1.2	20 m	0,41	0,683	0,362
240 mmp 20m..7	Bara PT2	IS1.3	20 m	0,41	0,683	0,362
240 mmp 20m..8	Bara PT1	IS1.4	20 m	0,41	0,664	0,352
240AL 20km	011	010	20000 m	1,96	86,52	-1502,2
400mmp 51m1	Bara PT4	1.5	51 m	2,43	15,31	12,27
400mmp 57m	Bara PT4	1.6.	57 m	2,72	17,21	13,79
400mmp 68m	Bara PT3	1.3..	68 m	3,27	20,78	16,66
400mmp 75m	Bara PT3	1.4..	75 m	3,63	23,09	18,51
400mmp84m1	Bara PT2	1.1	84 m	4,09	26,13	20,94
400mmp 91m1	Bara PT2	1.2..3	91 m	4,45	28,52	22,86
Cb5	Bus3	Bus4	12 m	0	0,0513	0,131
Cb6	Bus3	Bus4	12 m	0	0,0513	0,131
T 10-P	Bara B 110kV3		110/20kV	4,28	23,73	1068
T 10-S	Bara B 20kV3		110/20kV	4,28		
Trafo PT3-P	Post trafo 3 - 2000kVA		20/0,4kV	1,86	13,03	78,15
Trafo PT3-S	Bara PT3		20/0,4kV	1,86		
Trafo2-P	Post trafo 1 - 2000kVA		20/0,4kV	0,47	0,127	0,763
Trafo2-S	Bara PT1		20/0,4kV	0,47		
Trafo4-P	Post trafo 2 - 2000kVA		20/0,4kV	1,9	13,24	79,42
Trafo4-S	Bara PT2		20/0,4kV	1,9		
TrafoPT4-P	Post trafo 4- 2000kVA		20/0,4kV	1,83	12,8	76,83
TrafoPT4-S	Bara PT4		20/0,4kV	1,83		
Tranf serv interne-P	Compartiment Benefic		20/0,23 kV	3	0,0627	0,094

Tranf serv interne-S	Tablou SI		20/0,23 kV	3		

Tabel 6.2 Calcul abaterea de tensiune pentru cazul când toate stațiile de încărcare sunt conectate si instalațiile de stocare de 150kWh de pe fiecare post de transformare se încarcă din rețea

Element Rețea	Tensiune Nominala kV	Abaterea Tensiuni [%]
0.0.	0.4	100,85
0.0.0.	0.4	100,85
Bara A 20kV3	20	102,72
Bara A 110kV3	110	107
Bara B 20kV3	20	102,72
Bara B 110kV3	110	107
Bara PT1	0.4	100,29
Bara PT2	0.4	98,85
Bara PT3	0.4	98,88
Bara PT4	0.4	98,91
BARA TDJT BENZINARIE	0.4	100,55
Compartiment Benefic	20	100,76
Compartiment Benefic2	20	100,76
Compartiment ENEL	20	100,76
Post trafo 1 - 2000kVA	20	100,76
Post trafo 2 - 2000kVA	20	100,75
Post trafo 3 - 2000kVA	20	100,74
Post trafo 4- 2000kVA	20	100,74
Tablou SI	0,23	97,77

Fig.6.12 Studiul de caz când toate stațiile de încărcare sunt conectate si instalațiile de stocare de 150kWh de pe fiecare post de transformare evacuează in rețea.



In urma simulărilor si a calculelor realizare cu programul ETAP s-a obținut următoarele valori (tabelele 6.3 si 6.4)

Tabelul 6.3 Calcul cădere de tensiune, pierderi de putere activa si reactiva pentru când toate stațiile de încărcare sunt conectate si instalațiile de stocare de 150kWh de pe fiecare post de transformare evacuează in rețea

Element Rețea	Plecare	Sosire	Lungime[m]/ raport de transformare [kV]	Cădere de tensiune [%]	Pierderi de putere activă [kW]	Pierderi de putere reactiva [kvar]
70mmp 35m	0.0.	BARA TDJT BENZINARIE	35 m	0,32	0,409	0,0544
70mmp 35m.	0.0.0.	BARA TDJT BENZINARIE	35 m	0,3	0,301	0,04
95mmp 50m	BARA TDJT BENZINARIE	Bara PT1	50 m	0,31	0,322	0,0568
185AL0.02km.	Compartiment Benefic	Post trafo 1 - 2000kVA	20 m	0,01	0,39	-0,467
185AL0.032km...	Post trafo 1 - 2000kVA	Post trafo 2 - 2000kVA	32 m	0,01	0,373	-0,885
185AL0.037km-	Post trafo 2 - 2000kVA	Post trafo 3 - 2000kVA	37 m	0,01	0,19	-1,15
185AL0.038km-	Post trafo 3 - 2000kVA	Post trafo 4- 2000kVA	38 m	0	0,0484	-1,27
185mmp 67m	Bara PT1	IS 1.1	67 m	1,46	4,68	1,6
185mmp 73m.	Bara PT1	IS1.2	73 m	1,6	5,11	1,75
185mmp 73m...	Bara PT3	IS1.3	73 m	1,6	5,14	1,75
185mmp 73m.2	Bara PT2	IS1.4	73 m	1,6	5,15	1,76
185mmp 76M.	Bara PT4	010	76 m	1,67	5,36	1,83
185mmp 78m.	Bara PT1	1.5	78 m	1,71	5,48	1,87
185mmp 83m.	Bara PT1	1.6.	83 m	1,82	5,84	1,99
185mmp 93m	Bara PT1	1.3..	93 m	2,04	6,58	2,24
240.mmp 20 m	IS2.1	1.4..	20 m	0,29	0,448	0,237
240.mmp 20 m	IS1	1.1	20 m	0,29	0,445	0,236
240.mmp 20.m	IS4.3	1.2..3	20 m	0,29	0,447	0,237
240AL 20km	011	Bus4	20000 m	2,51	143,8	-1452,9
240mmp 20 m	IS3.1	Bus4	20 m	0,29	0,447	0,237
400mmp 51m1	Bara PT4		51 m	2,44	15,48	12,41
400mmp 57m	Bara PT4		57 m	2,74	17,41	13,95
400mmp 68m	Bara PT3		68 m	3,29	21,02	16,85
400mmp 75m	Bara PT3		75 m	3,65	23,36	18,72
400mmp84m1	Bara PT2		84 m	4,11	26,44	21,19
400mmp 91m1	Bara PT2		91 m	4,47	28,86	23,13
Cb5	Bus3		12 m	0	0,0627	0,16
Cb6	Bus3		12 m	0	0,0627	0,16
T 10-P	Bara B 110kV3		110/20kV	4,34	27,28	1227,6
T 10-S	Bara B 20kV3		110/20kV	4,34	0	0
Trafo PT3-P	Post trafo 3 - 2000kVA		20/0,4 kV	1,78	13,21	79,25
Trafo PT3-S	Bara PT3		20/0,4 kV	1,78	0	0
Trafo2-P	Post trafo 1 - 2000kVA		20/0,4 kV	1,54	10,3	61,79

Trafo2-S	Bara PT1		20/0,4 kV	1,54	0	0
Trafo4-P	Post trafo 2 - 2000kVA		20/0,4 kV	1,81	13,42	80,53
Trafo4-S	Bara PT2		20/0,4 kV	1,81	0	0
TrafoPT4-P	Post trafo 4- 2000kVA		20/0,4 kV	1,74	12,99	77,92
TrafoPT4-S	Bara PT4		20/0,4 kV	1,74	0	0
Tranf serv interne-P	Compartiment Benefic		20/0,23 kV	3,01	0,0632	0,0948
Tranf serv interne-S	Tablou SI		20/0,23 kV	3,01	0	0

Tabel 6.4 Calcul abaterea de tensiune pentru când toate stațiile de încărcare sunt conectate si instalațiile de stocare de 150kWh de pe fiecare post de transformare evacuează in rețea

Element Rețea	Tensiune Nominala kV	Abaterea Tensiuni [%]
0.0.	0.4	99,24
0.0.0.	0.4	99,21
Bara A 20kV	20	102,66
Bara A 110kV	110	107
Bara B 20kV	20	102,66
Bara B 110kV	110	107
Bara PT1	0.4	98,6
Bara PT2	0.4	98,32
Bara PT3	0.4	98,35
Bara PT4	0.4	98,38
BARA TDJT BENZINARIE	0.4	98,91
Compartiment Benefic	20	100,15
Compartiment Benefic2	20	100,15
Compartiment ENEL	20	100,15
IS1	0.4	98,89
IS2.1	0.4	98,61
IS3.1	0.4	98,64
IS4.3	0.4	98,68
Post trafo 1 - 2000kVA	20	100,14
Post trafo 2 - 2000kVA	20	100,13
Post trafo 3 - 2000kVA	20	100,13
Post trafo 4- 2000kVA	20	100,12
Tablou SI	0.23	97,14

Pe baza valorilor prezentate în tabelele 6.1–6.4, au fost realizate reprezentările grafice care ilustrează variația căderilor de tensiune, precum și evoluția pierderilor de putere activă și reactivă, în două scenarii distincte de funcționare:

- situația în care toate stațiile de încărcare sunt conectate, iar sistemele de stocare de 150 kWh instalate în fiecare post de transformare funcționează în regim de descărcare către rețea;

– situația în care toate stațiile de încărcare sunt conectate, iar sistemele de stocare 150 kWh instalate în fiecare post de transformare operează în regim de încărcare din rețea.

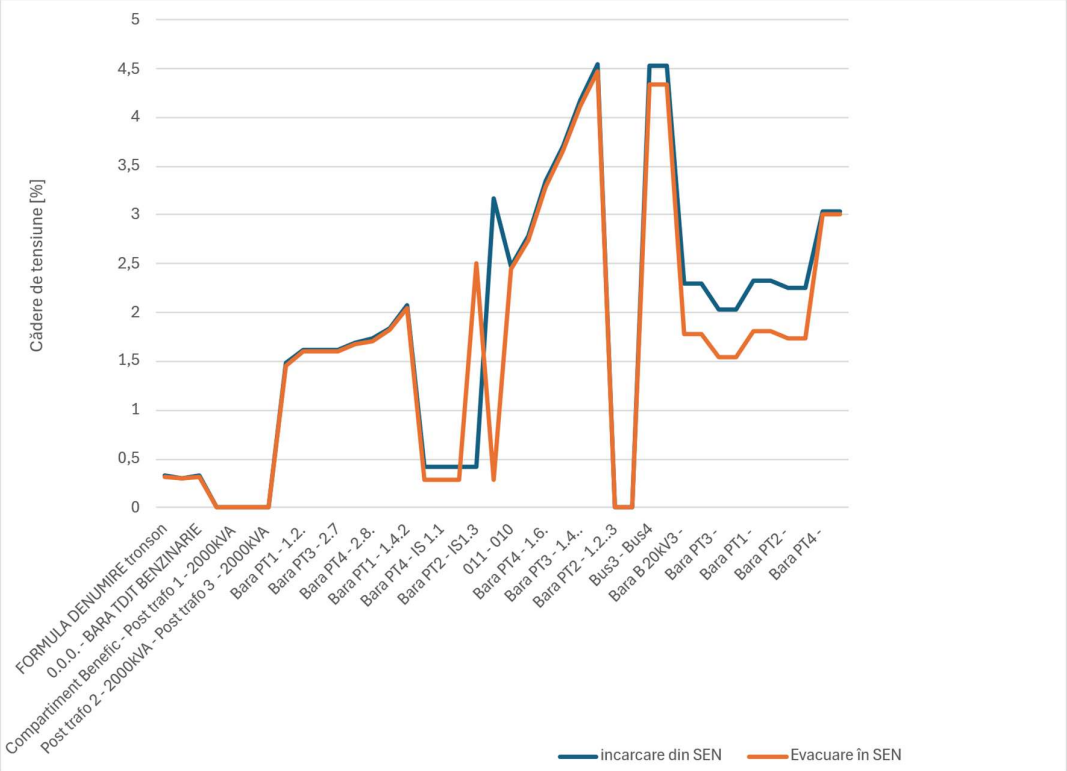


Fig. 6.13 Căderile de tensiune pentru cele doua cazuri prevăzute mai sus

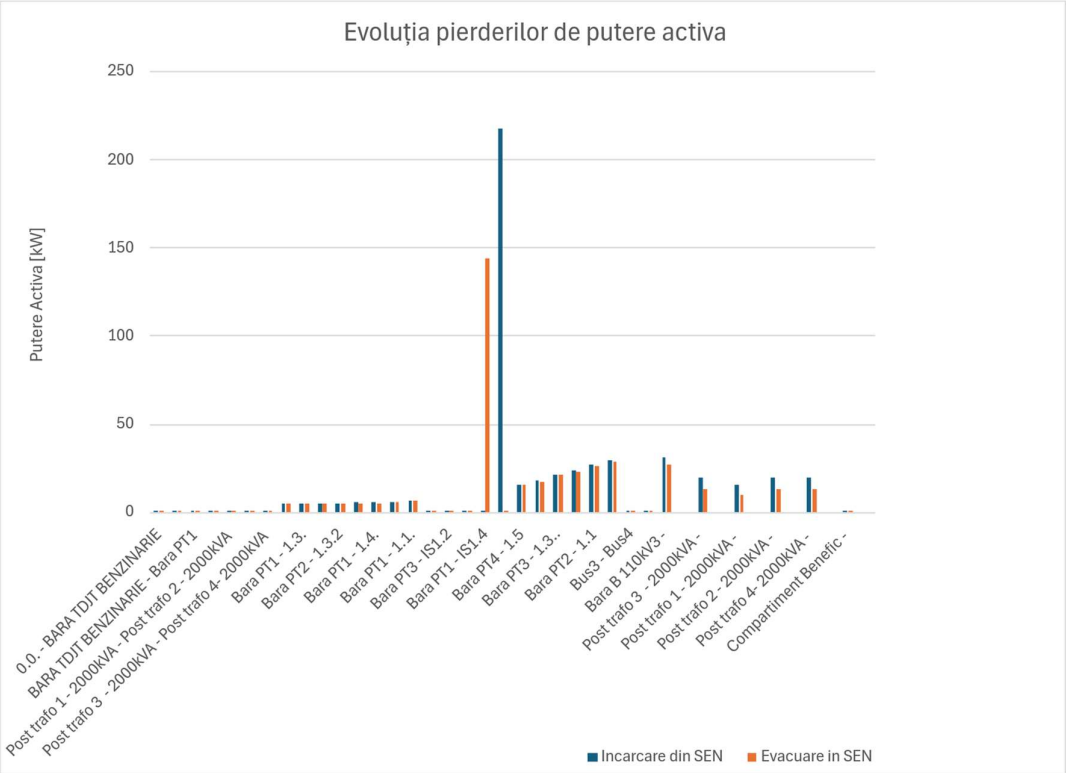


Fig. 6.14 Evoluția pierderilor de putere activa pentru cele doua cazuri prevăzute mai sus

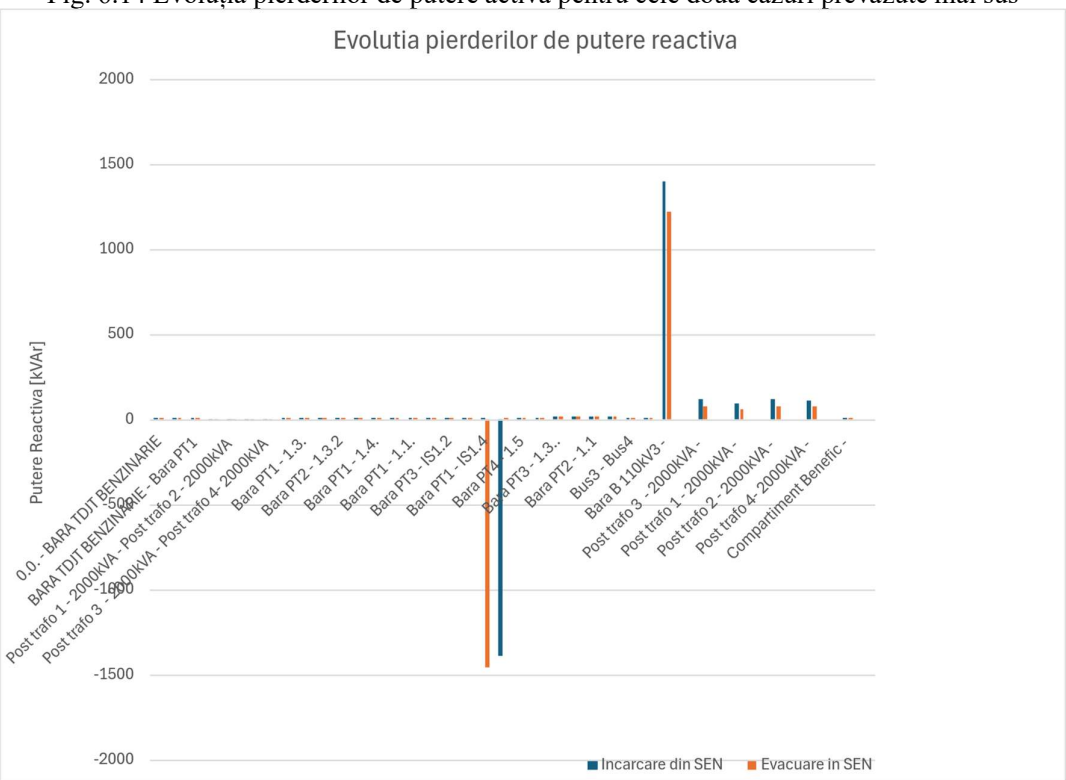


Fig. 6.15 Evolutia pierderilor de putere reactiva pentru cele doua cazuri prevăzute mai sus

7. CONCLUZII ȘI OBSERVAȚII

7.1 Concluzii

Prezenta teză a abordat, într-o manieră integrată, analiza și modernizarea sistemelor de distribuție a energiei electrice în contextul tranziției energetice, al digitalizării și al creșterii ponderii surselor regenerabile. Cercetarea a demonstrat că rețelele electrice inteligente, echipate cu funcționalități avansate de automatizare și de gestionare a fluxurilor energetice, reprezintă fundamentul pentru asigurarea securității energetice și a continuității alimentării consumatorilor.

Principalele concluzii pot fi sintetizate astfel:

- **Modernizarea infrastructurii de distribuție** prin implementarea telecomenzii, automatizării și a sistemelor SCADA conduce la creșterea fiabilității, reducerea pierderilor și îmbunătățirea indicatorilor de performanță (SAIDI, SAIFI).
- **Integrarea surselor regenerabile și a utilizatorilor activi** aduce beneficii în ceea ce privește sustenabilitatea și reducerea emisiilor, dar ridică probleme de natură tehnică și operațională, precum reglajul tensiunii, selectivitatea protecțiilor și apariția fluxului de putere inversă.
- **Fluxul de putere inversă** are consecințe semnificative asupra funcționării transformatoarelor, asupra protecțiilor și asupra regimului de conducere operativă a rețelei, fiind necesare soluții adaptate pentru asigurarea stabilității și siguranței în exploatare.
- **Sistemele de stocare a energiei (BESS)** au fost identificate ca element cheie pentru flexibilizarea rețelelor, echilibrarea cererii și ofertei, integrarea vehiculelor electrice și sprijinirea serviciilor auxiliare.
- **Analiza pieței de energie electrică** a evidențiat rolul piețelor de servicii de sistem și de capacitate în susținerea echilibrului energetic și în stimularea investițiilor.
- **Studiul de caz privind dimensionarea unei stații de încărcare de 6 MW** a confirmat aplicabilitatea soluțiilor propuse, demonstrând modul în care infrastructura de electromobilitate poate fi integrată într-un sistem de distribuție modern și fiabil.

Concluzia generală a cercetării este că tranziția către rețele inteligente și sustenabile nu poate fi realizată decât printr-o abordare multidimensională, care să îmbine aspectele tehnice, economice și de reglementare. Rezultatele obținute constituie o bază solidă pentru dezvoltări viitoare, între care se remarcă: implementarea algoritmilor de inteligență artificială pentru managementul flexibilității, extinderea piețelor locale de energie și consolidarea rezilienței rețelelor în fața riscurilor climatice și cibernetice.

În ansamblu, teza contribuie la fundamentarea unor direcții strategice în domeniul ingineriei energetice, cu impact direct asupra creșterii eficienței, securității și sustenabilității sistemului electroenergetic național.

7.2 Contribuții personale

Activitatea doctorală a autorului s-a concretizat printr-o serie de contribuții științifice, tehnice și aplicative, asociate unei cercetări complexe, derulate prin intermediul studiilor aprofundate, experimentale și documentare asupra sistemelor moderne de distribuție a energiei electrice. Rezultatele cercetării au fost validate prin publicare în reviste de specialitate și prin prezentare în cadrul unor manifestări științifice de prestigiu naționale și internaționale, după cum urmează:

Contribuții științifice (publicate și prezentate)

- Autor al articolului ”*SOLUTIONS FOR INCREASING EFFICIENCY IN DISTRIBUTION NETWORKS*”, , publicat în *U.P.B. Scientific Bulletin*, Series C, Vol. 87, Iss. 1/2025, ISSN 2286-3540.
- Lucrare prezentată și publicată în *EMERG*, Vol. XI, Issue 2/2025, pp. 111–131 (DOI: 10.37410/EMERG.2025.2.08), în cadrul Simpozionului Național de Calitate a Energiei Electrice, 11–12 decembrie 2024, Târgoviște.
- Lucrarea „*Soluții noi pentru alimentarea cu energie electrică a stațiilor de încărcare a autovehiculelor electrice de mare putere*”, prezentată în cadrul Simpozionului Noi Tehnologii în Sistemele Electroenergetice – CNR-CME & Siemens Energy, Sibiu, 27–28 februarie 2025.
- Autor al articolului *„Efectele circulației inverse de putere”, publicat în Mesagerul Energetic, Anul XXV, Nr. 240, Mai–Iunie 2025, pp. 14–17.*
- Lucrarea „*Operational Management of the Power Distribution System in the Era of Digitalization and Artificial Intelligence*”, prezentată la SIREN - Simpozionul Roman al Energiei, București, 22-24 Septembrie 2025, acceptată pentru publicare în EMERG, Vol. X, No. 3/2025.
- Coautor al lucrării „*Electrical Protection of Microgrids*”, prezentată la SIREN - Simpozionul Roman al Energiei, București, 22-24 Septembrie 2025 și acceptată pentru publicare în *EMERG*, Vol. X, No. 3/2025.

Contribuții tehnice

- Elaborarea unei analize comparative detaliate privind structura și funcționarea rețelelor de distribuție, cu accent pe impactul automatizării și al telecomenzii asupra indicatorilor SAIDI și SAIFI.
- Dezvoltarea unei metodologii de evaluare a efectelor fluxului de putere inversă asupra performanței transformatoarelor și asupra protecțiilor rețelei.
- Analiza impactului surselor de generare distribuită și a utilizatorilor activi asupra rețelelor de distribuție, cu accent pe aspectele de protecție, reglaj automat de tensiune și funcționare insularizată.

Contribuții aplicative

- Studiul aplicativ pentru dimensionarea unei stații de încărcare rapidă de 6MW, integrată cu surse fotovoltaice și sisteme de stocare, care validează conceptele teoretice dezvoltate.

7.3 Perspective de dezvoltare ulterioară

Direcțiile de cercetare relevante, desprinse din rezultatele prezentei teze, pot fi dezvoltate în următoarele direcții majore:

- **Implementarea inteligenței artificiale și a algoritmilor de învățare automată** pentru prognoza consumului, diagnosticarea defectelor și optimizarea reconfigurării rețelelor.
- **Dezvoltarea soluțiilor avansate de stocare** (hidrogen, supercondensatoare, baterii de generație nouă) și integrarea lor într-un cadru operațional unitar cu rețelele de distribuție.
- **Consolidarea reziliență rețelelor** prin aplicarea unor strategii de protecție cibernetică și prin creșterea capacității de reacție la evenimente extreme (furtuni, valuri de căldură, atacuri cibernetice).

- **Integrarea infrastructurii de electromobilitate** într-un sistem inteligent de distribuție, capabil să gestioneze cererea de putere ridicată și să ofere servicii de sistem prin intermediul conceptului V2G (Vehicle-to-Grid).