

# CUPRINS

|   |           |
|---|-----------|
| <b>1. STADIUL ACTUAL AL DEZVOLTĂRII REȚELELOR ELECTRICE DE TRANSPORT ȘI DISTRIBUȚIE A ENERGIEI ELECTRICE.....</b> | <b>3</b>  |
| 1.1. Locul și rolul rețelilor electrice în cadrul sistemului electroenergetic .....                               | 3         |
| 1.2. Tendințe privind evoluția rețelilor electrice .....  | 5         |
| 1.3. Clasificarea rețelilor electrice.....  | 6         |
| 1.3.1. Clasificarea rețelilor electrice după nivelul de tensiune.....   | 7         |
| 1.3.2. Clasificarea rețelilor electrice după destinația și extinderea geografică .....                            | 7         |
| 1.3.3. Clasificarea rețelilor electrice după topologie.....   | 8         |
| 1.3.4. Clasificarea rețelilor din punctul de vedere al neutrilor față de pământ.....                              | 9         |
| 1.4. Configurația rețelilor electrice.....  | 10        |
| 1.4.1. Configurația rețelilor electrice de joasă tensiune .....   | 11        |
| 1.4.2. Configurația rețelilor de medie tensiune .....   | 13        |
| 1.4.3. Configurația rețelilor electrice de înaltă tensiune .....  | 18        |
| 1.4.4. Configurația rețelilor electrice urbane de înaltă și foarte înaltă tensiune.....                           | 18        |
| <b>2. MODELAREA ELEMENTELOR REȚELELOR ELECTRICE.....</b>  | <b>19</b> |
| 2.1. Modelarea liniilor electrice .....   | 19        |
| 2.2. Modelarea transformatoarelor electrice .....   | 21        |
| 2.3. Modelarea consumatorilor de energie electrică .....  | 23        |
| <b>3. CALCULUL ELECTRIC AL REȚELELOR ELECTRICE RADIALE.....</b>   | <b>26</b> |
| 3.1. Generalități.....  | 26        |
| 3.2. Calculul căderilor de tensiune în rețelele radiale .....   | 26        |
| 3.2.1. Linia radială cu un singur consumator.....   | 26        |
| 3.2.2. Linia radială care alimentează $n$ consumatori.....  | 29        |
| 3.3. Calculul regimului permanent în rețelele electrice radiale .....   | 31        |
| 3.3.1. Particularități ale rețelilor electrice radiale .....  | 31        |
| 3.3.2. Metoda ascendent-descendent .....  | 33        |
| 3.3.3. Avantajele utilizării metodei ascendent-descendent.....  | 34        |
| 3.4. Aplicații.....   | 35        |
| 3.4.1. Linie electrică radială.....   | 35        |
| 3.4.2. Linie electrică arborescentă .....   | 37        |
| 3.4.3. Rețea electrică de repartiție radială.....   | 38        |
| 3.4.4. Utilizarea metodei ascendent-descendent pentru o rețea electrică de distribuție .....                      | 40        |
| <b>4. CALCULUL ELECTRIC AL REȚELELOR ELECTRICE SIMPLU ȘI COMPLEX BUCLATE.....</b>                                 | <b>44</b> |
| 4.1. Generalități.....  | 44        |
| 4.2. Calculul unei rețele electrice alimentată de la două capete (rețea simplu buclată).....                      | 44        |
| 4.3. Calculul electric al rețelilor complex buclate.....  | 46        |
| 4.3.1. Metode de transfigurare .....  | 46        |
| 4.3.2. Metode matriciale pentru calculul regimului permanent .....  | 48        |

|  |           |
|--|-----------|
| <b>5. PIERDERILE DE PUTERE ȘI ENERGIE ÎN REȚELELE ELECTRICE.....</b>                               | <b>50</b> |
| 5.1. Aspecte generale .....  | 50        |
| 5.2. Determinarea pierderilor de putere și energie .....   | 51        |
| 5.2.1. Calculul pierderilor de putere .....  | 51        |
| 5.2.2. Calculul pierderilor de energie .....   | 55        |
| 5.3. Măsuri de reducere a pierderilor .....  | 63        |
| 5.3.1. Măsuri care nu necesită investiții pentru aplicare.....                                     | 64        |
| 5.3.2. Măsuri care necesită investiții suplimentare pentru aplicare .....                          | 64        |
| 5.4. Aplicații.....  | 67        |
| 5.4.1. Calculul pierderilor într-o rețea electrică de distribuție.....                             | 67        |
| 5.4.2. Reducerea pierderilor de putere activă într-o rețea de distribuție prin reconfigurare ..... | 70        |
| <b>BIBLIOGRAFIE .....</b>  | <b>75</b> |

# Capitolul 1

## STADIUL ACTUAL AL DEZVOLTĂRII REȚELELOR ELECTRICE DE TRANSPORT ȘI DISTRIBUȚIE A ENERGIEI ELECTRICE

### 1.1. Locul și rolul rețelelor electrice în cadrul sistemului electroenergetic

Evoluția societății este strâns legată de consumul de energie în general și de energie electrică în special. Acest fapt a condus la apariția sistemelor energetice care urmăresc prospectarea și exploatarea resurselor de energie primară, transformarea în energie secundară, transportul, distribuția și utilizarea sub formă de energie utilă.

Într-un sistem energetic au loc o serie întregă de transformări succesive în care se pleacă de la energia primară și se ajunge la energia finală (utilă). Pe parcursul întregului lanț de transformări este valabil principiul conservării energiei. În acest lanț de transformări se pot defini mai multe forme de energie:

- *energie primară*, se găsește în natură sub diferite forme: energie solară, energie eoliană, cărbune, petrol brut zăcăminte, uraniu, biomasă etc.;
- *energie secundară (intermediară)*, este obținută din energia primară prin transformarea sau conversia într-o formă de energie care poate fi folosită în instalații sau echipamente: cărbune extras din mine și triat, gazul natural extras și condiționat, uraniul extras și îmbogățit, lemnul (biomasa) tăiat și fasonat, energie electrică etc. Partea din energia secundară pusă la dispoziția consumatorului se numește energie finală sau distribuită;
- *energie utilă*, este obținută prin transformarea energiei distribuite la consumatori în alte forme de energie: energie termică, energie luminoasă, energie mecanică, energie chimică etc.

Energia electrică reprezintă o formă de energie secundară și este utilizată drept vector (agent) energetic. În prezent, este considerată ca fiind elementul esențial al dezvoltării economice și sociale a societății omenești.

Utilizarea energiei electrice ca agent energetic se datorează avantajelor și caracteristicilor sale:

- se poate transporta **instantaneu, cu randamente ridicate, în cantități mari și la mari distanțe**, atât la tensiune alternativă cât și la tensiune continuă;
- se poate genera din toate formele de energie primară:
  - din combustibili inferiori sau din energia nucleară, care nu pot fi utilizați în alte scopuri;
  - din energie hidrolică, conversia făcându-se ușor și cu randamente ridicate;
  - din forme de energie regenerabilă, datorită progresul tehnic și a politicilor energetice actuale;
- este o energie puțin poluantă pentru mediul ambiant atât în transport și distribuție, cât și în utilizare;
- este forma de energie care se pretează cel mai bine pentru alimentarea marilor aglomerații urbane, putând fi distribuită în orice cantitate și pe orice suprafață;
- permite introducerea unor instalații de măsurare, comandă și control complexe facilitând automatizarea, conducerea de la distanță și optimizarea proceselor.

Principalul dezavantaj al folosirii energiei electrice ca vector energetic constă în faptul că nu se poate stoca în cantități mari, nici măcar pe perioade scurte de timp.

În scopul identificării locului și rolului rețelelor electrice în cadrul sistemelor electroenergetice, se consideră figura 1.1.

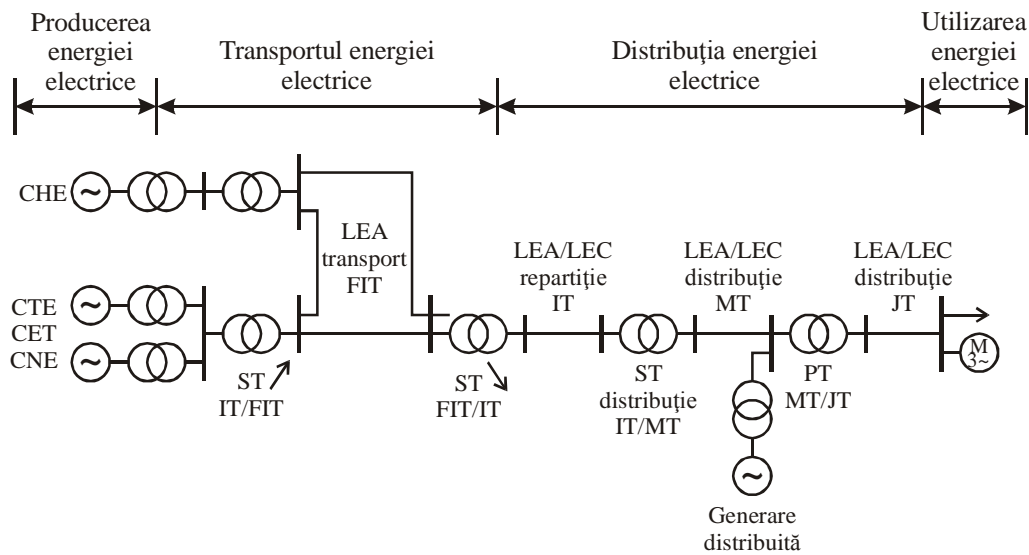


Fig. 1.1. Definirea locului rețelelor electrice în cadrul sistemelor electroenergetice.

Pentru definirea elementelor din figura 1.1, se pleacă de la partea de utilizare a energiei electrice spre partea de producere a acesteia.

**Receptorul de energie electrică**, reprezintă elementul de circuit care realizează conversia energiei electrice în alte forme de energie (termică, mecanică, luminoasă, chimică etc.).

Din punctul de vedere al importanței, receptoarele pot fi clasificate în următoarele categorii:

- *receptoare standard*, care pot fi alimentate direct din rețeaua electrică (acceptă nivelul de siguranță în alimentare oferit de aceasta);
- *receptoare preferențiale*, care acceptă întreruperi de scurtă durată (de la câteva secunde la câteva minute);
- *receptoare critice*, care necesită o disponibilitate ridicată a alimentării cu energie electrică (disponibilitate de ordinul 99,9999999%).

**Consumatorul de energie electrică**, reprezintă ansamblul receptoarelor dintr-un perimetru dat (o clădire, o întreprindere, o instituție, o locuință etc.) la care se adaugă și instalațiile electrice necesare alimentării acestora.

Din punct de vedere funcțional, consumatorii pot fi:

- consumatori industriali și similari;
- consumatori casnici;
- consumatori terțiari.

Din punct de vedere al puterii instalate, consumatorii pot fi clasificați în:

- *categoria A*, au puterea instalată  $S_i > 50 \text{ MVA}$  ;
- *categoria B*:  $7,5 \text{ MVA} < S_i \leq 50 \text{ MVA}$  ;
- *categoria C*:  $2,5 \text{ MVA} < S_i \leq 7,5 \text{ MVA}$  ;
- *categoria D*:  $0,1 \text{ MVA} < S_i \leq 2,5 \text{ MVA}$  ;
- *categoria E*:  $0,03 \text{ MVA} < S_i \leq 0,1 \text{ MVA}$  ;
- *categoria F*:  $S_i < 0,03 \text{ MVA}$  ;

Din punct de vedere al compatibilității electromagnetice, consumatorii pot fi:

- *consumatori perturbatori* (regim deformant, regim nesimetric, flicker);
- *consumatori sensibili la perturbații*;
- *consumatori perturbatori și sensibili la perturbații*.

Din punct de vedere al posibilității alegerii furnizorului de energie electrică, consumatorii pot fi:

- *consumatori eligibili* (liberi), își pot alege furnizorul de energie electrică;
- *consumatori captivi*, sunt legați de un singur furnizor.

În funcție de zona de amplasare a centralelor de producere a energiei electrice în raport cu locul de amplasare al consumatorilor, apare necesitatea utilizării liniilor electrice.

**Linia electrică** reprezintă ansamblul echipamentelor destinate transmiterii energiei electrice la anumite distanțe.

Din punct de vedere funcțional, liniile electrice pot fi:

- *linii electrice de interconexiune*;
- *linii electrice de transport*;
- *linii electrice de repartiție*;
- *linii electrice de distribuție*.

Din punct de vedere constructiv, liniile electrice pot fi:

- *linii electrice aeriene (LEA)*;
- *linii electrice în cablu (LEC/LES)*.

**Rețeaua electrică**, se compune din linii electrice aeriene și subterane, la care se adaugă stațiile și posturile de transformare aferente.

Stațiile și posturile de transformare sunt instalații care au rolul de a modifica nivelul de tensiune prin intermediul transformatoarelor electrice.

*Stațiile de transformare (ST)* realizează legătura, în general, între niveluri de tensiune mai mari sau egale cu cel de medie tensiune și pot fi ridicătoare sau coborâtoare.

*Posturile de transformare (PT)* au rolul de a reduce tensiunea de la nivelul de medie tensiune la cel de joasă tensiune, necesar alimentării consumatorilor casnici, publici, comerciali sau industriali.

**Centrala electrică**, reprezintă ansamblul instalațiilor care asigură condițiile conversiei energiei primare în energie electrică.

**Sistemul electroenergetic**, reprezintă ansamblul instalațiilor electrice care asigură producerea, transportul, distribuția și utilizarea energiei electrice. Aceste instalații pot fi grupate în:

- *instalațiile din centrale electrice*: clasice (termoelectrice, hidroelectrice, nucleare) sau de generare dispersată sau distribuită (solare, eoliene etc.);
- *instalațiile de transport*: linii electrice aeriene și subterane, precum și stațiile de interconexiune;
- *instalațiile de distribuție*: linii electrice aeriene sau subterane, stații de transformare coborâtoare, posturi de transformare, tablouri electrice de distribuție;
- *instalațiile electrice de la consumatori*.

**Sistemul energetic național**, reprezintă sistemul electroenergetic la care se adaugă turbinele, cazanele, depozitele de cărbune, barajele și lacurile de acumulare, precum și mecanismele antrenate de receptoarele de energie electrică de la consumatori.

## **1.2. Tendințe privind evoluția rețelelor electrice**

În dezvoltarea și extinderea rețelelor electrice trebuie să se țină seama de anumiți factori, dintre care cei mai importanți sunt:

- poluarea mediului înconjurător;
- ocuparea terenurilor agricole;
- influențe electrostatice și electromagnetice;

- perturbații radio-TV;
- zgomot acustic.

În sectorul energiei electrice se constată, pe plan mondial, unele tendințe impuse de statutul actual de evoluție și dezvoltare a societății.

***La nivelul producției, transportului și distribuției energiei electrice***, se constată următoarele tendințe:

- *deregularizarea sistemelor electroenergetice* prin trecerea de la o structură monopolistă, integrată pe verticală, la o structură bazată pe concurență la nivelul fiecărei activități (producere, transport și distribuție);
- *liberalizarea pieței de energie electrică*, bazată pe:
  - concurența la nivelul producției prin aplicarea mecanismului de cerere și ofertă;
  - libera alegere a furnizorului de către consumatori;
  - deschiderea pentru transportatori;
  - separarea producției de transport și distribuție.
- *promovarea surselor de producere dispersată (distribuită sau descentralizată)*;
- *creșterea ponderii energiei regenerabile* în ansamblul consumului de energie primară pentru producerea energiei electrice;
- *interconexiunea sistemelor electroenergetice*, având următoarele avantaje:
  - creșterea robusteții sistemului electroenergetic;
  - îmbunătățirea stabilității în funcționare;
  - creșterea siguranței în alimentarea consumatorilor;
  - posibilitatea aplatizării curbei de sarcină.

***La nivelul exploatării rețelelor electrice***, se constată următoarele tendințe:

- utilizarea sistemelor informatice și a sistemelor de control de tip SCADA în conducerea proceselor și transformarea în rețele electrice inteligente (Smart Grid);
- creșterea randamentului activităților de transport și distribuție a energiei electrice prin utilizarea echipamentelor performante și optimizarea regimurilor de funcționare;
- îmbunătățirea calității energiei electrice, în special prin reducerea duratei întreruperilor în alimentarea consumatorilor.

***La nivelul utilizării energiei electrice***, se constată următoarele tendințe:

- creșterea consumului pe cap de locuitor și scăderea intensității energetice (consum de energie / produs intern brut - [kWh / €]);
- îmbunătățirea eficienței utilizării energiei electrice.

### **1.3. Clasificarea rețelelor electrice**

Rețelele electrice reprezintă ansamblul de format din LEA și LES, precum și transformatoarele aferente din ST și PT. Arhitectura unei rețele electrice reprezintă modul de dispunere a echipamentelor componente precum și legăturile dintre acestea. Alegerea arhitecturii unei rețele electrice se face în urma unei analize multicriteriale de tip tehnico-economic. Arhitectura rețelelor electrice influențează puternic economicitatea și siguranța în funcționare a sistemului electroenergetic. În alegerea arhitecturii rețelelor electrice se ține seama de mai mult condiții:

- *funcționale*: continuitatea în alimentare a consumatorilor, pierderile de putere și energie, investițiile, daune de nealimentare;
- *auxiliare*: simplitate, elasticitate, automatizare, dotare cu personal;
- *speciale*: poluarea mediului, estetică, perturbații electromagnetice produse în vecinătate, condiții climatice.

Pentru clasificarea rețelelor electrice se pot utiliza mai multe criterii, dintre care cele mai importante sunt:

- nivelul de tensiune;
- funcția îndeplinită (destinație);
- extindere (teritoriul ocupat);
- topologie;
- modul de tratare a neutrilor.

### **1.3.1. Clasificarea rețelelor electrice după nivelul de tensiune**

Tensiunea nominală este o mărime de referință folosită pentru identificarea și raportarea anumitor caracteristici tehnice și de funcționare. Tensiunea nominală este valoarea cantitativă atribuită de către constructorul de echipamente pentru anumite condiții de funcționare ale acestora.

Din punctul de vedere al nivelului de tensiune, rețelele electrice pot fi:

- *rețele electrice de joasă tensiune (JT)*, au tensiunea nominală  $U_n \leq 1\text{kV}$  și sunt folosite pentru alimentarea consumatorilor casnici, publici, iluminat public sau a receptoarelor de puteri mici. În România, valorile standardizate sunt 400/230 V, în trecut s-au folosit valorile 380/220 V. Se preconizează ca, în viitor, prin creșterea consumului de energie electrică, să devină avantajoasă utilizarea sistemului 690/400 V;
- *rețele electrice de medie tensiune (MT)*, au  $U_n = (1 \div 35)\text{kV}$  și sunt utilizate pentru alimentarea rețelelor electrice de JT prin intermediul posturilor de transformare sau direct a unor receptoare cum ar fi motoarele electrice de putere mare. Se folosesc pentru: distribuție urbană (6 kV, 10 kV și 20 kV), distribuție rurală (10 kV și 20 kV) și distribuție industrială (6 kV, 10 kV și 20 kV);
- *rețele electrice de înaltă tensiune (IT)*, au  $U_n = (35 \div 150)\text{kV}$  și îndeplinesc rolul de repartiție zonală sau de distribuție urbană (în marile orașe);
- *rețele electrice de foarte înaltă tensiune (FIT)*, au  $U_n > 150\text{kV}$  și au rolul de rețele electrice de transport, realizând legătura dintre nodurile importante ale SEE sau interconexiunea SEE

Tendențe privind nivelul de tensiune:

1. Utilizarea unui nivel de tensiune cât mai ridicat în scopul reducerii pierderilor de putere și energie (pierderile sunt invers proporționale cu nivelul de tensiune);
2. Reducerea numărului de trepte de tensiune din motive de normalizare a producției de serie a echipamentelor și pentru reducerea pierderilor prin transferuri succesive;
3. Trecerea unor rețele electrice de distribuție la tensiunea superioară.

### **1.3.2. Clasificarea rețelelor electrice după destinația și extinderea geografică**

Clasificarea rețelelor electrice după destinație este strâns legată de clasificarea după nivelul de tensiune.

Din punctul de vedere al destinației rețelele electrice pot fi:

- rețelele electrice de interconexiune;
- rețelele electrice de transport;
- rețelele electrice de repartiție;
- rețelele electrice de distribuție.

Din punctul de vedere al extinderii rețelele electrice pot fi:

- la nivel transfrontalier (internațional);
- la nivel național;
- la nivel zonal (regional);
- la nivel urban;
- la nivel rural;
- la nivel industrial.

*Rețelele electrice de interconexiune* funcționează în general la FIT (în România la 750 kV, 400 kV, 220 kV) și realizează interconexiunea sistemelor electroenergetice vecine. Extinderea lor este la nivel transfrontalier (internațional).

*Rețelele electrice de transport*, funcționează în România la 400 kV, 220 kV (uneori la 110 kV) și au rolul de a transporta puteri de ordinul sutelor sau miilor de MW la distanțe de ordinul sutelor de km., făcând legătura între nodurile importante ale SEE. Extinderea lor este la nivel național.

*Rețele electrice de repartiție*, funcționează la IT (în România la 110 kV) și îndeplinesc un dublu rol, pe de o parte constituie o rezervă pentru rețelele electrice de transport, iar de pe altă parte au rol de distribuție pentru platformele industriale sau marile aglomerații urbane. Răspândirea lor este la nivel zonal (regional).

*Rețelele electrice de distribuție*, sunt constituite, în general, din două niveluri de tensiune (MT 20 kV, 10 kV și 6 kV) și (JT 0,4 kV). Asigură distribuția unor cantități relativ reduse de energie electrică pe distanțe scurte și la un ansamblu limitat de consumatori amplasați pe teritoriul orașelor (distribuție urbană), satelor (distribuție rurală), sau întreprinderilor (distribuție industrială). Extinderea lor este la nivel urban, rural sau industrial.

### **1.3.3. Clasificarea rețelelor electrice după topologie**

Topologia unei rețele electrice este strâns legată de gradul de siguranță în alimentarea consumatorilor. Creșterea acestuia se poate obține prin supradimensionarea circuitelor liniilor electrice și a echipamentelor sau prin creșterea numărului de circuite în paralel. Alegerea soluției de alimentare a consumatorilor se realizează în urma unei analize tehnico-economice.

Rețelele electrice pot avea următoarele configurații de principiu:

- *rețele electrice radiale sau arborescente*, sunt alimentate dintr-o singură sursă, de exemplu barele de joasă tensiune ale unui PT. Au o structură simplă putând fi constituite din una sau mai multe ramificații (fig. 1.2). Sunt ieftine, ușor de exploatat, necesită echipament de protecție, simplu motiv pentru care se utilizează la JT, MT și IT. Au dezavantajul unui grad scăzut de siguranță în alimentarea consumatorilor (un defect într-un anumit loc conduce la întreruperea alimentării tuturor consumatorilor situați în aval);

- *rețele electrice simplu buclate*, sunt alimentate din două surse ceea ce conduce la creșterea siguranței în alimentarea consumatorilor (fig. 1.3). Sunt mai scumpe decât rețelele radiale, necesitând elemente constructive mai multe și echipamente de protecție mai complexe. În general au pierderi de putere și energie mai reduse ca rețelele radiale iar nivelul tensiunii la consumatori este mai bun;

- *rețele electrice complex buclate*, au structura asemănătoare ochiurilor unei plase (fig. 1.4). Au o siguranță în alimentarea consumatorilor foarte bună, dar la un preț ridicat din cauză că fiecare linie electrică trebuie să fie proiectată pentru a suporta suprasarcini și trebuie echipată la capete cu aparate de protecție corespunzătoare.



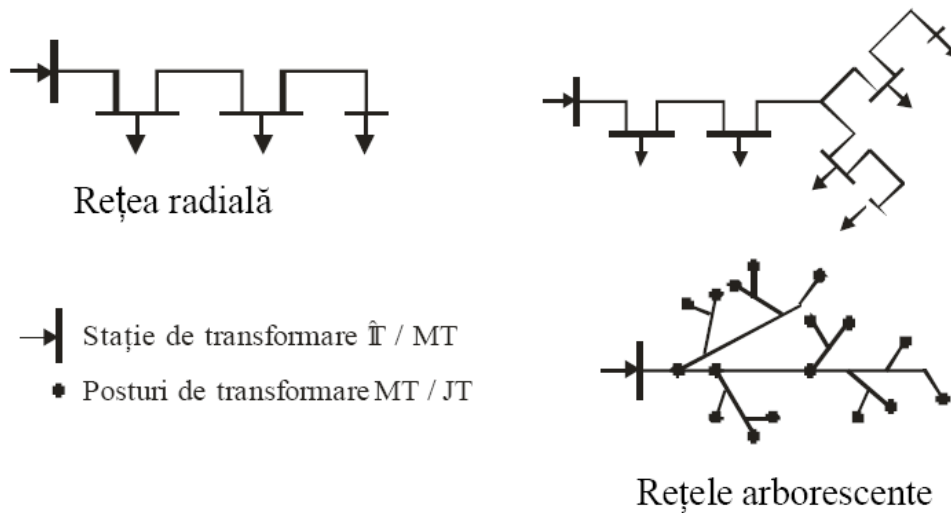


Fig. 1.2. Rețele electrice radiale sau arborescente.

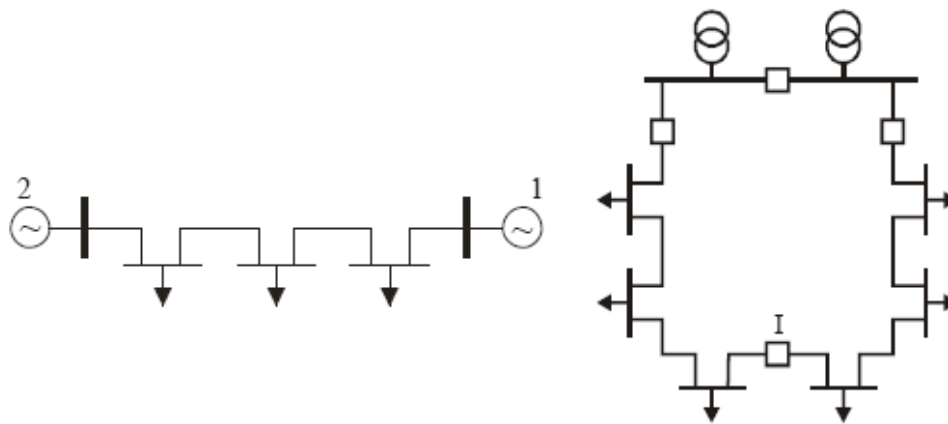


Fig. 1.3. Rețele electrice simplu buclate.

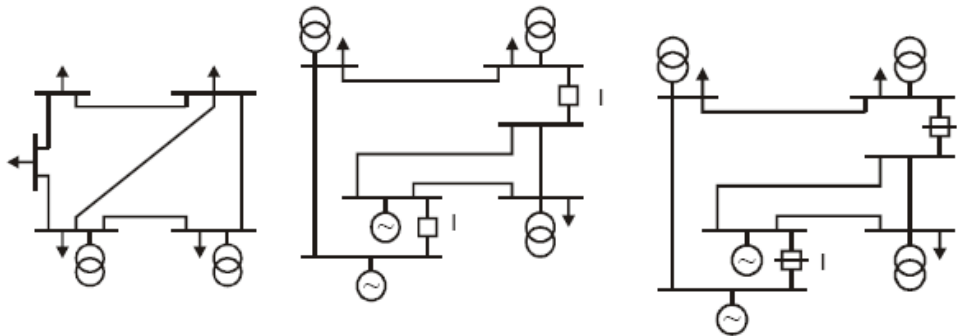


Fig. 1.4. Rețele electrice complex buclate.

#### 1.3.4. Clasificarea rețelelor din punctul de vedere al neutrului față de pământ

Punctul neutru al unei rețele electrice este punctul comun al conexiunii în stea al înfășurărilor transformatoarelor de putere din rețelele electrice. În unele situații (de exemplu în rețelele de MT) neutrul nu este accesibil, el putând fi creat artificial.

Din punctul de vedere al situației neutrului față de pământ, există următoarele posibilități:

- rețele electrice cu neutrul izolat față de pământ;
- rețele electrice cu neutrul legat la pământ direct sau prin impedanță (rezistor sau bobină de compensare).

Necesitatea studierii situației neutrului față de pământ se datorează consecințelor care pot să apară prin punerea accidentală la pământ a unei faze. Pe de o parte, se urmărește

neîntreruperea imediată a alimentării consumatorilor iar pe de altă parte reducerea supratensiunilor pe fazele sănătoase și stingerea, într-un timp cât mai scurt, a arcului electric la locul de defect.

**1. Rețele electrice cu neutrul izolat față de pământ**

În regim normal de funcționare potențialul neutrului este egal cu potențialul pământului, ambele fiind egale cu 0:  $V_N = V_0 = 0$ . În urma punerii accidentale la pământ a unei faze, potențialul acestei faze devine egal cu potențialul pământului adică egal cu zero (fig. 1.5).

Triunghiul tensiunilor de linie rămâne nemodificat sau se modifica foarte puțin, iar punctul neutru se deplasează din centrul de greutate al triunghiului în vârful acestuia corespunzător fazei  $a$ :

$$V_a = 0; \quad V_b = U_{ab}; \quad V_c = U_{bc} \quad (1.1)$$

Tensiunile fazelor sănătoase  $V_b$  și  $V_c$  cresc cu  $\sqrt{3}$  ori față de regimul normal de funcționare, solicitându-se astfel izolația față de pământ. La locul de punere la pământ a fazei  $a$  poate apărea un curent capacitiv datorat capacităților față de pământ a fazelor  $b$  și  $c$ , curent care poate produce un arc electric, generând astfel supratensiuni mult mai mari pe fazele sănătoase. Aceste supratensiuni pot conduce la străpungerea izolației pe una sau pe ambele faze sănătoase, astfel încât simpla punere la pământ se poate transforma în scurtcircuit bifazat sau trifazat.

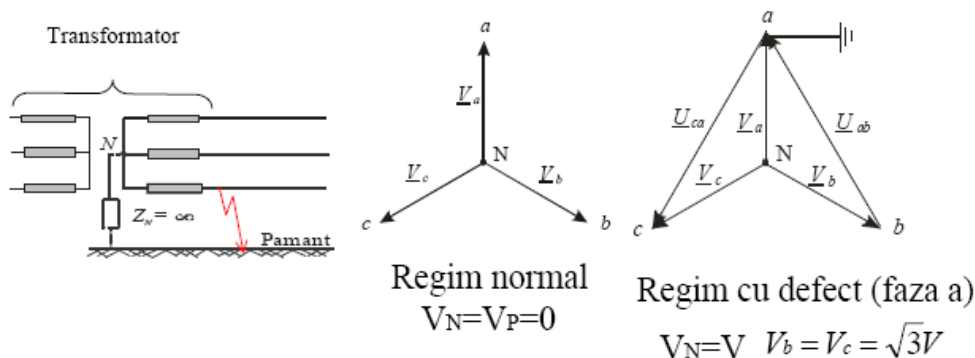


Fig. 1.5. Rețea electrică cu neutrul izolat față de pământ.

**2. Rețele electrice cu neutrul legat direct la pământ**

Prin legarea directă la pământ a punctului neutru  $N$  se evită apariția unor supratensiunii periculoase pe fazele sănătoase, evitându-se astfel și supradimensionarea izolației liniei. În schimb, punerea la pământ înseamnă scurtcircuit monofazat însoțit de curenți de intensități mari care va fi sesizat de protecții și linia electrică va fi deconectată.

**3. Rețele electrice cu neutrul legat la pământ prin impedanță**

În cazul rețelelor electrice de MT, între punctul neutru și pământ se conectează o impedanță, care poate fi un rezistor sau o bobină. În regim normal de funcționare, potențialul punctului neutru este egal cu potențialul pământului, iar prin impedanța dintre neutru și pământ nu circulă nici un curent. Rolul acestei impedanțe intervine în momentul punerii accidentale la pământ a unei faze.

**a) Rețele cu neutrul legat la pământ prin rezistor**

În scopul limitării supratensiunilor pe fazele sănătoase sau a intensității curentului de scurtcircuit pe faza defectă, în urma punerii la pământ a unei faze, între neutrul  $N$  și pământ se conectează un rezistor ( $RTN$  – rezistor de tratare a neutrului). Pentru valori mici ale  $RTN$ , se reduc supratensiunile pe fazele sănătoase, dar curentul de scurtcircuit monofazat poate avea valori mari. Pentru valori mari ale  $RTN$ , scade valoarea curentului de scurtcircuit monofazat, dar se reduce și limitarea supratensiunilor pe fazele sănătoase, în cazul punerii accidentale la pământ a unei faze.

Tratarea neutrului prin rezistor se utilizează pentru rețelele electrice de medie tensiune, urbane sau rurale, în scopul creșterii selectivității protecțiilor.

*b) Rețele cu neutrul legat la pământ prin bobină*

Datorită capacităților electrice ale fazelor față de pământ, prin punerea accidentală la pământ a unei faze, la locul de defect apare un curent capacitiv a cărui intensitate depinde de lungimea liniei. Dacă acest curentul depășește o anumită valoare, la locul de defect apare un arc electric, care generează un regim tranzitoriu, iar supratensiunile pe fazele sănătoase vor crește. Prin conectarea între neutru și pământ a unei bobine (numită bobină de stingere sau bobină de compensare Peterson), la locul de defect apare un curent inductiv care compensează parțial sau total curentul capacitiv în scopul stingerii arcului electric.

## **1.4. Configurația rețelelor electrice**

Configurația sau schema de conexiuni a unei rețele electrice trebuie să îndeplinească următoarele condiții:

- să asigure continuitatea în alimentare a consumatorilor;
- să fie simplă pentru exploatare și să asigure operativitate și elasticitate;
- să permită extinderea în viitor;
- să limiteze valorile curenților de scurtcircuit;
- să fie fiabilă și eficientă economic.

### **1.4.1. Configurația rețelelor electrice de joasă tensiune**

Schema de conexiuni a rețelelor electrice de JT depinde de valoarea sarcinii specifice a zonei de consum (exprimată în MVA/km<sup>2</sup>) și de gradul de siguranță în alimentare impus de consumatori.

Aceste scheme pot fi:

- *radiale*;
- *simplu și complex buclate*.

Într-o altă clasificare, schemele de JT pot fi:

- *de alimentare*, realizează legătura dintre barele de JT ale posturilor de transformare și punctele de distribuție (tablouri de distribuție);
- *de distribuție*, realizează legătura dintre punctele de distribuție și receptoare.

**Schemele radiale**, se utilizează în zonele cu densitate de sarcină redusă, cum ar fi: mici cartiere urbane, zone rurale sau consumatori dispersați în teritoriu. Aceste scheme pot fi:

*a) cu o singură treaptă*, când de la tabloul general se alimentează unul sau mai multe tablouri secundare din care se alimentează receptoarele;

*b) cu două trepte*, când de la tabloul general se alimentează tablouri principale, din care se alimentează tablouri secundare și mai departe se alimentează receptoarele.

Schemele radiale au aparate de protecție simple și sigure reprezentate prin siguranțe fuzibile amplasate pe liniile principale, pe derivații și pe circuitele receptoarelor (pentru curenți de intensități ridicate siguranțele fuzibile sunt înlocuite cu întreruptoare de JT). Siguranțele fuzibile trebuie calibrate astfel încât să asigure selectivitate în eliminarea defectelor (curenții nominali cresc de la receptoare către tablourile generale). Schemele radiale, deși sunt simple și au exploatare ușoară, prezintă dezavantajul unui grad scăzut de continuitate în alimentarea consumatorilor.

**Schemele buclate**, oferă posibilitatea alimentării consumatorilor prin mai multe căi de la aceeași sursă (rezervare în linii electrice) sau de la surse diferite (rezervare în surse), eliminând inconvenientul principal al rețelelor radiale. Se îmbunătățește nivelul de tensiune la consumatori și, în general, se reduc pierderile de putere și energie.

*a) Rețele electrice simplu buclate* (fig. 1.6).

Schema din figura 1.6,a reprezintă cea mai simplă schemă buclată. Prezintă dezavantajul că în cazul unui defect în punctul indicat toate receptoarele rămân nealimentate.

Prin introducerea siguranței fuzibile  $S_3$  din figura 1.6,b, în cazul apariției unui defect în punctul indicat se întrerupe alimentarea receptoarelor între  $S_2$  și  $S_3$ . Se impune condițiile:  $I_{S3} < I_{S1}$  și  $I_{S3} < I_{S2}$ .

În schema din figura 1.6,c siguranța fuzibilă  $S_3$  este înlocuită cu un întreruptor automat, aflat în starea normal deschis. În cazul lipsei tensiunii de pe una din barele  $PT_1$  sau  $TP_2$ , întreruptorul  $I$  se închide și alimentează tuturor receptoarelor.

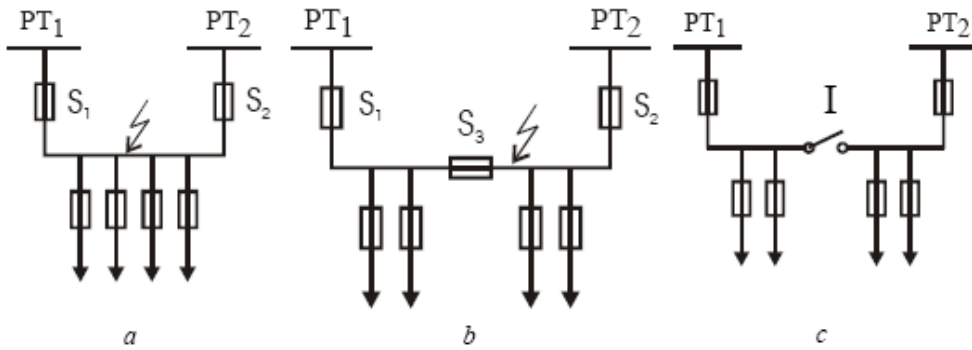


Fig. 1.6. Rețele electrice simplu buclate.

b) Rețele electrice buclate longitudinal (fig. 1.7)

Fiecare linie de JT tensiune este alimentată din două posturi de transformare diferite, alimentate la rândul lor din același distribuitor de MT. Dezavantajul schemei constă în faptul că, în cazul unui defect pe distribuitorul de MT, rămân nealimentați toți consumatorii.

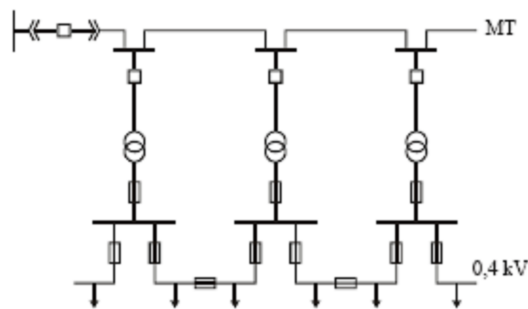


Fig. 1.7. Rețea electrică buclată longitudinal.

c) Rețele electrice buclate transversal (fig. 1.8)

Fiecare linie de JT este alimentată din două posturi de transformare diferite, alimentate din distribuitoare diferite. Se îmbunătățește astfel siguranța în alimentarea consumatorilor, dar cresc investițiile. Schema reprezintă o primă etapă la trecerea la o configurație complex buclată.

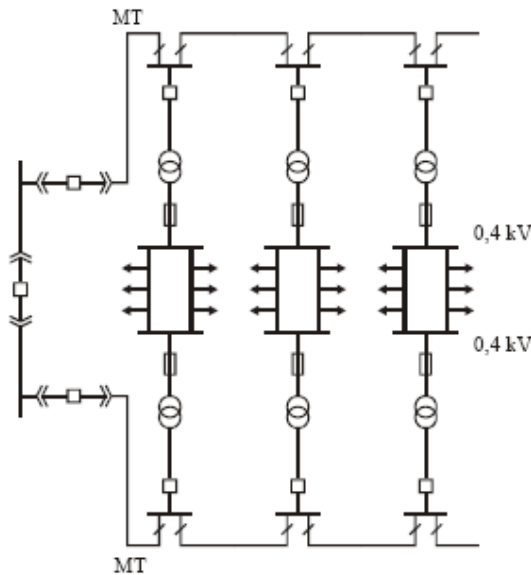


Fig. 1.8. Rețea electrică buclată transversal.

d) Rețele electrice buclate longitudinal și transversal (fig. 1.9)

Oferă un grad ridicat de siguranță în alimentarea consumatorilor, dar investițiile sunt ridicate. Se utilizează atunci când se dorește trecerea la o schemă complex buclată.

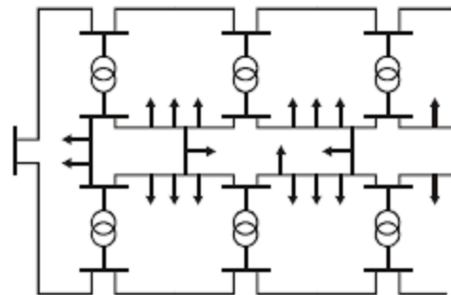


Fig. 1.9. Rețele electrice buclate longitudinal și transversal.

e) Rețele electrice complex buclate sub formă de plasă (fig. 1.10)

Nodurile rețelei electrice sunt create la fiecare cutie de distribuție și conțin cel puțin 3 cabluri de JT alimentate din posturi de transformare diferite. Într-o asemenea schemă se reduce foarte mult posibilitatea întreruperii alimentării consumatorilor.

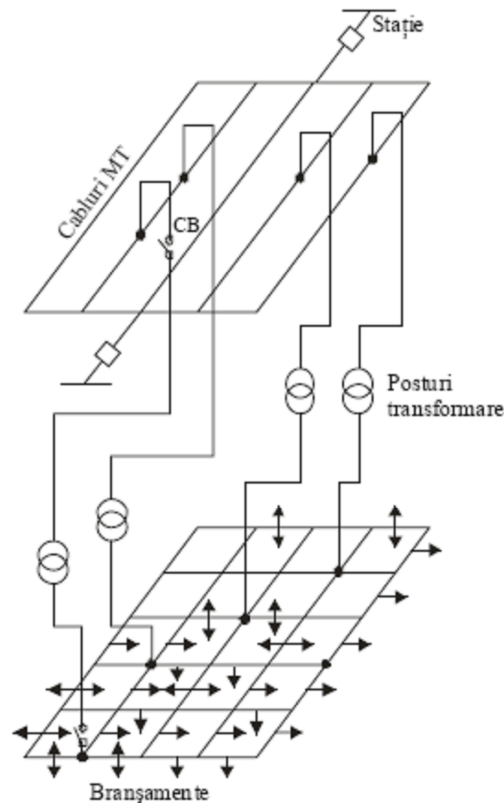


Fig. 1.10. Rețea electrică buclată longitudinal și transversal.

#### 1.4.2. Configurația rețelelor de medie tensiune

Din punct de vedere al schemei de conexiuni, există două categorii de rețele electrice:

1) *Rețele electrice cu distribuție directă*, în care posturile de transformare sunt alimentate direct din stațiile de transformare prin intermediul distribuitorilor;

2) *Rețele electrice cu distribuție indirectă, prin puncte de conexiune (puncte de alimentare)*, în care prin intermediul unui feeder este alimentat dintr-o stație de transformare un punct de conexiune (PC) din care sunt alimentate posturile de transformare prin intermediul distribuitorilor.

Feederul (fiderul) este un cablu de MT care alimentează un PC. Punctul de conexiune (punctul de alimentare) reprezintă o stație de conexiuni de MT, construită la o anumită distanță de stația de transformare, în scopul reducerii numărului de celule de MT din stația de transformare. Schemele cu distribuție indirectă sunt pentru rețelele electrice de distribuție din marile orașe.

În prezent se constată tendința utilizării schemelor cu distribuție directă, motiv pentru care, în continuare, vor prezentate doar schemele de conexiune ale distribuitorilor de MT. Schemele de distribuție indirectă prin PC se utilizează doar în situația în care punctul de conexiune constituie baza unei viitoare stații de 110 kV.

Racordarea posturilor de transformare la liniile de MT se poate realiza în două moduri: în derivație (fig. 1.11,*a*) sau în serie (“intrare-ieșire”) (fig. 1.11,*b*).

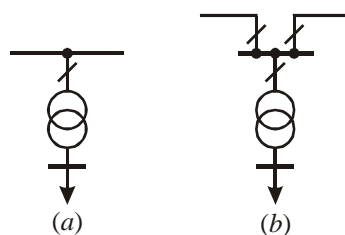


Fig. 1.11. Racordarea posturilor de transformare la liniile de MT.  
*a*) în derivație; *b*) în serie (intrare-ieșire).

**Rețelele electrice de distribuție urbană**, sunt realizate, în general, cu linii electrice în cablu (LEC/LES). Detectarea și remedierea defectelor, pentru aceste tip de linii electrice, pot necesita perioade de timp ridicate. În plus, rețelele urbane pot alimenta zone de consum cu densitate de sarcină importantă. Din aceste motive, pentru a evita întreruperea alimentării unor consumatori cu puteri mari pe perioade lungi de timp, trebuie prevăzută posibilitatea alimentării fiecărui post de transformare prin cel puțin două căi distincte, din aceeași stație de transformare sau din stații diferite. Pentru aceasta, se utilizează configurații simple sau complexe buclate.

a) *Rețea cu distribuție directă cu rezervare pe aceeași stație de transformare* (fig. 1.12). Se utilizează în zonele urbane unde nu există posibilitatea rezervării de pe barele de MT ale unei alte stații de transformare.

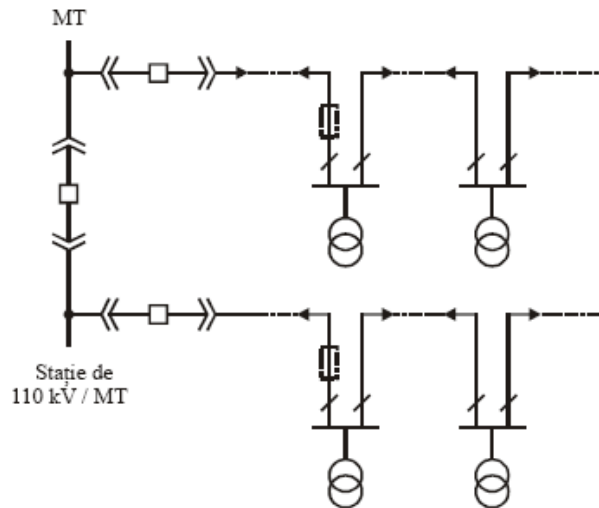


Fig. 1.12. Rețea cu distribuție directă cu rezervare pe aceeași stație de transformare.

b) *Rețea cu distribuție directă cu rezervare pe stații de transformare diferite* (fig. 1.13). Se utilizează în zonele urbane unde există posibilitatea rezervării de pe barele de MT a două stații de transformare diferite.

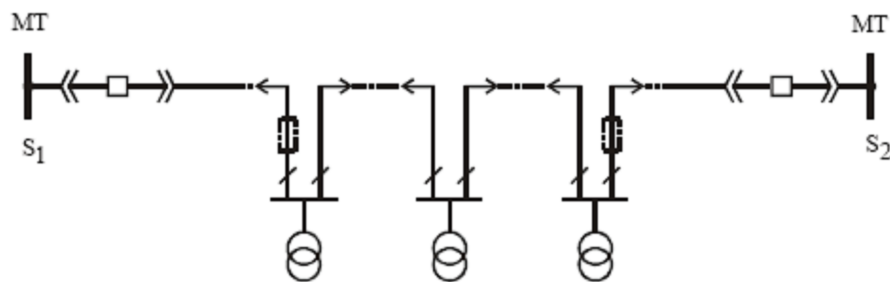


Fig. 1.13. Rețea cu distribuție directă cu rezervare pe aceeași stație de transformare.

c) *Rețea de distribuție tip grilă* (fig. 1.14). Se utilizează în zonele urbane cu densități de sarcină de 5-10 MVA/km<sup>2</sup> sau pentru a reduce volumul de cabluri. Rezervarea se poate face pe aceeași stație de transformare sau pe stații diferite.

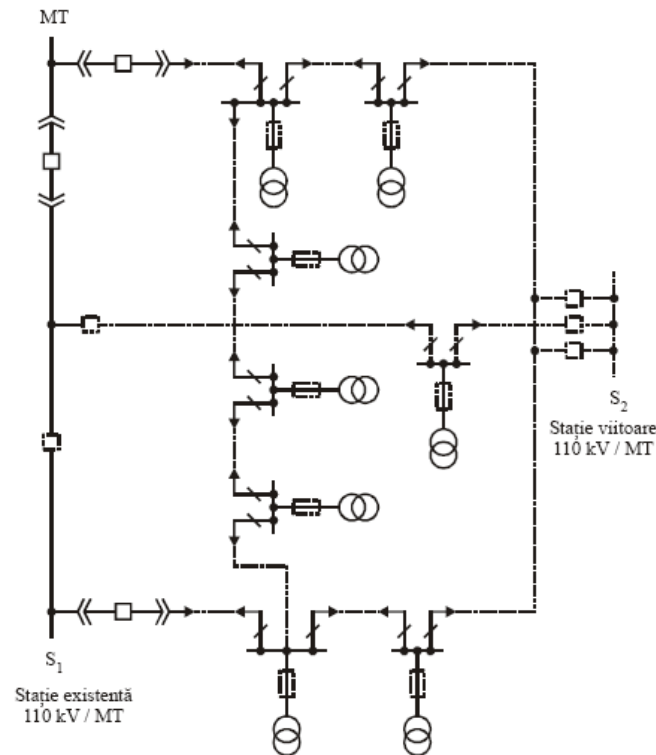


Fig. 1.14. Rețea de distribuție tip grilă.

d) *Rețea de distribuție tip dublă derivație* (fig. 1.15). Se utilizează în zonele urbane cu densități de sarcină mai mari de  $10 \text{ MVA/km}^2$ . Fiecare post de transformare are posibilitatea să fie conectat la două cabluri de MT prin intermediul unor separatoare. În schemă normală se funcționează cu un cablu de lucru și un cablu de rezervă. În cazul apariției unui defect pe cablul de lucru toate posturile de transformare vor fi transferate pe cablul de rezervă.

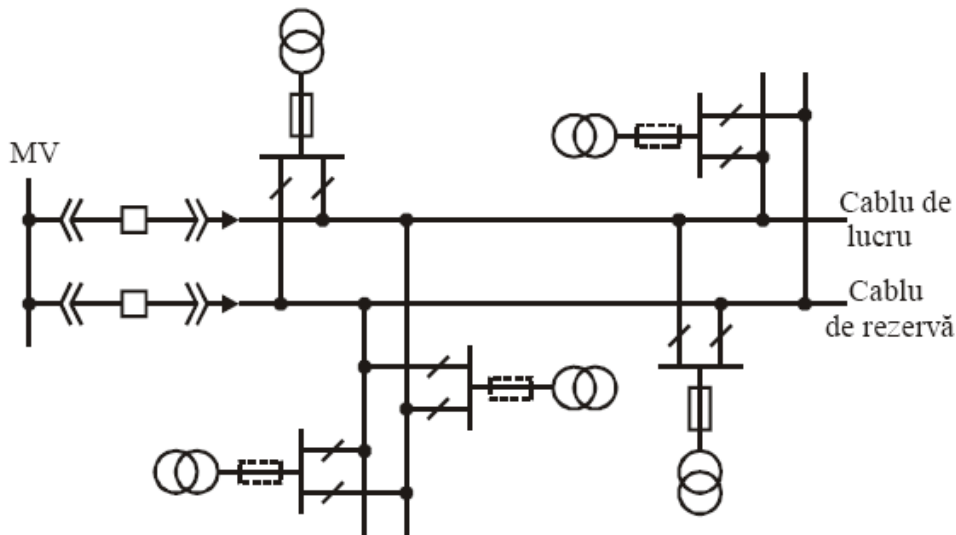


Fig. 1.15. Rețea de distribuție tip dublă derivație.

**Rețelele electrice de distribuție rurală**, sunt realizate, în general, cu linii electrice aeriene (LEA). Detectarea și remedierea defectelor, pentru aceste tip de linii electrice, necesită perioade de timp relativ reduse (câteva ore). În plus, rețelele rurale alimentează zone de consum cu densitate mică de sarcină sau consumatori izolați. Din aceste motive nu se impune posibilitatea alimentării pe două căi distincte a posturilor de transformare, putându-se utiliza configurații radiale sau arborescente. În situații justificate din punct de vedere economic se pot utiliza scheme alimentate din două stații de transformare distincte.



a) *Rețea electrică arborescentă cu distribuție directă* (fig. 1.16). Alimentarea rețelei se face dintr-o stație de transformare IT/MT. Plecarea din stația de transformare este echipată cu un întreruptor pe partea de MT. Rețeaua este constituită din linii electrice aeriene, care din punct de vedere funcțional pot fi clasificate în două categorii:

- linii aparținând axei principale, care asigură tranzitul de putere între surse și zonele de consum. Aceste linii sunt realizate cu secțiuni mare a conductoarelor;
- linii derivație, care asigură racordarea fiecărui post de transformare la axa principală. Aceste linii pot fi realizate cu secțiuni mai mică.

b) *Rețea electrică cu distribuție directă cu rezervare pe stații diferite* (fig. 1.17). Spre deosebire de rețelele de distribuție urbane, liniile de MT aeriene nu îndeplinesc, de obicei, funcția principală de ajutorare a liniilor vecine sau de transfer a unor consumatori între sursele de alimentare vecine. În unele situații, pot fi justificate unele bucle între plecările de MT apropiate. Rețeaua din figura 3.6 este compusă dintr-o LEA alimentată din două stații diferite, cu posibilități de separație la mijlocul rețelei, realizată într-un post de transformare, alimentat prin intrare-ieșire, sau posibilitatea de separație la capătul rețelei. Ea reprezintă o axa rurală cu alimentarea posturilor de transformare în *derivație* sau prin *intrare-ieșire*.

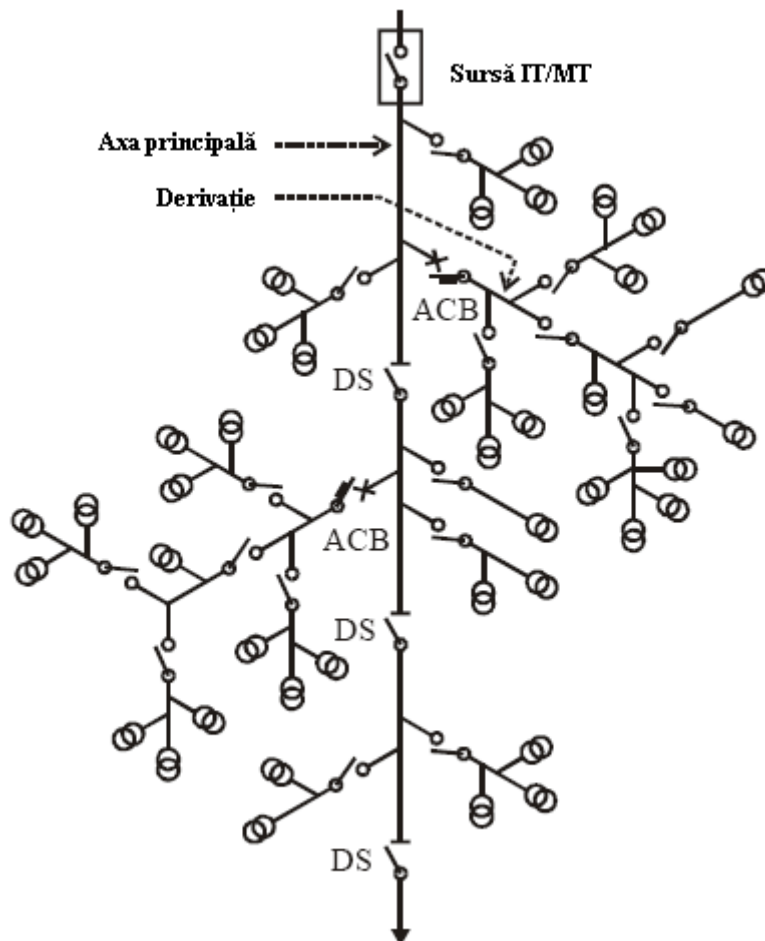


Fig. 1.16. Rețea electrică arborescentă cu distribuție directă.

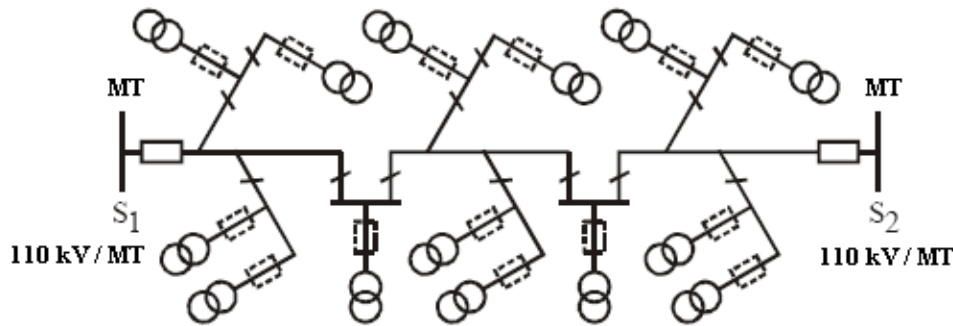


Fig. 1.17. Rețea electrică cu distribuție directă prin LEA cu rezervare pe stații diferite.

**Observații:**

1) Rețelele electrice de distribuție (JT, MT și IT) pot avea configurație simplă sau complex buclată, dar în schemă normală se exploatează debuclat (radial sau arborescent).

Motivații:

- limitarea extinderii zonei afectate de un scurtcircuit;
- reducerea valorilor curenților de scurtcircuit.

Stabilirea punctului sau a punctelor de debuclare (secționare) se realizează în urma unei analize multicriteriale printr-un proces de reconfigurare. Principalului aspect avut în vedere urmărește reducerea pierderilor de putere și energie activă.

2) În dezvoltarea, sistematizarea și re tehnologizarea rețelelor electrice de distribuție publică de MT se va adopta, de regulă, sistemul cu distribuție directă.

3) Rețelele electrice de distribuție publică de MT, de tip aerian sau subteran, se vor realiza la tensiunea nominală de 20 kV, chiar dacă într-o prima etapă vor funcționa la o altă tensiune.

**1.4.3. Configurația rețelelor electrice de înaltă tensiune**

Rețelele electrice de IT (110 kV) pot îndeplini următoarele roluri:

- repartiția energiei electrice în zone urbane și rurale;
- alimentarea unor consumatori concentrați de mare putere, individuali sau industriali;
- evacuarea energiei din centralele electrice de putere mijlocie;
- rezervă pentru rețeaua electrică de transport.

Ponderea cea mai mare o au rețelele electrice cu rol de repartiție a energiei electrice (circa 80%), care din punct de vedere funcțional sunt identice cu rețelele electrice de distribuție de MT. Rețelele electrice de IT pot fi realizate cu LEC, pentru zonele cu mare densitate constructivă, sau cu LEA, pentru celelalte zone. Configurația rețelelor electrice de repartiție de IT depinde de tipul lor (urbane sau rurale) și poate fi simplă sau complex buclată, cu exploatare radială sau arborescentă.

*Rețelele electrice de IT urbane*, au de obicei configurația sub formă de inel cu unul sau două circuite, în care sunt inserate prin conexiune intrare-ieșire stațiile de transformare de IT/MT care alimentează rețeaua electrică de distribuție de MT (fig. 1.18). Pentru marile aglomerații urbane (București, Timișoara) s-au dezvoltat și legături diagonale, care pătrund spre centrul localității și alimentează stațiile de transformare de IT/MT din zonele centrale.

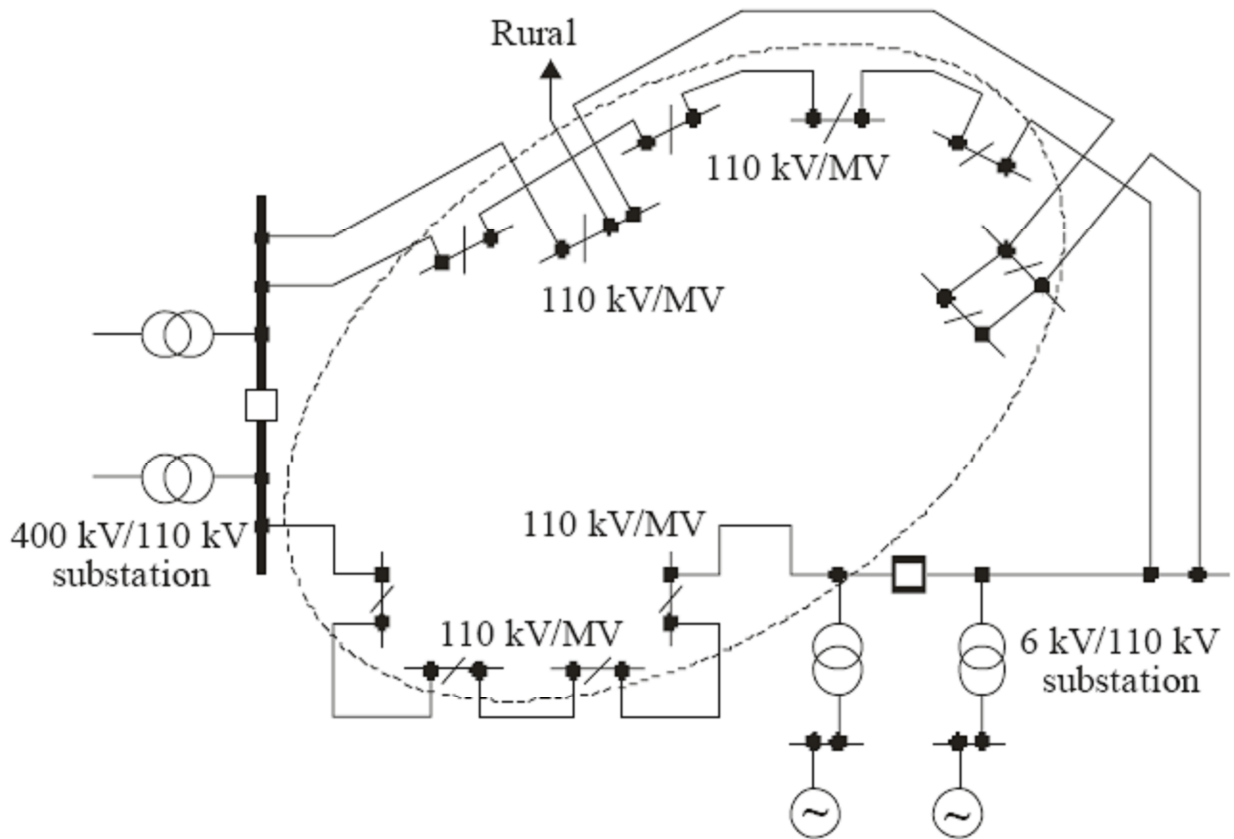


Fig. 1.18. Rețea electrică urbană de înaltă tensiune (repartiție urbană).

Rețele electrice de IT rurale, sunt constituite dintr-un distribuitor alimentat din două surse independente. Liniile electrice ale acestor rețele sunt de tip aerian (fig. 1.19).

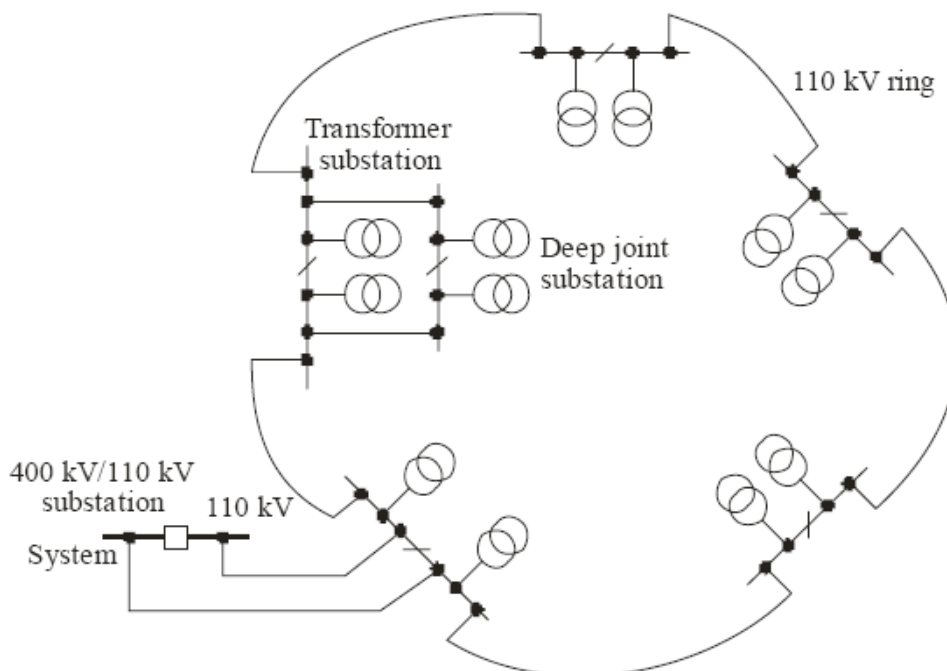


Fig. 1.19. Rețea electrică rurală de înaltă tensiune (repartiție rurală).

#### **1.4.4. Configurația rețelelor electrice urbane de înaltă și foarte înaltă tensiune**

În cazul marilor aglomerații urbane, rețeaua de IT și FIT capătă o configurație specifică luând forma unui inel sau a unor inele care pot avea una sau mai multe legături diagonale. Pentru creșterea siguranței în alimentarea consumatorilor, la aceste inele pot fi conectate centrale electrice locale. Mărirea capacității de transport se realizează prin creșterea numărului de linii ce formează un inel, ajungându-se la inele cu mai multe linii concentrice, la aceeași tensiune sau la niveluri de tensiune din ce în ce mai mari.

În aglomerațiile urbane, cum ar fi orașul Paris, s-au dezvoltat rețele electrice de distribuție având *configurație autostructurată*. Această configurație permite dezvoltarea fără dificultate, în viitor, a rețelelor electrice de distribuție, pe măsura creșterii consumului de energie electrică, prin introducerea de noi stații de transformare prin secționarea longitudinală și transversală a rețelei electrice existente.

## Capitolul 2

### MODELAREA ELEMENTELOR REȚELOR ELECTRICE

În vederea realizării unor studii privind funcționarea și planificarea rețelilor electrice este necesară modelarea elementelor componente. În cadrul acestui capitol se vor prezenta parametrii și schemele echivalente pentru liniile electrice și transformatoare, precum și modelarea consumatorilor de energie electrică.

Parametrii liniilor și transformatoarelor electrice pot fi grupați în două categorii:

- parametrii longitudinali: impedanța  $\underline{Z} = R + jX$ , având componentele:
  - rezistența  $R$ ;
  - reactanța  $X$ .
- parametrii transversali: admitanța  $\underline{Y} = G + jB$ , având componentele:
  - conductanța  $G$ ;
  - susceptanța  $B$ .

Modelarea elementelor rețelilor electrice de distribuție se realizează în următoarele ipoteze:

- sistemul trifazat al tensiunilor este simetric și de succesiune directă;
- curenții formează un sistem trifazat echilibrat;
- parametrii rețelei electrice sunt omogeni, constanți în timp și independenți de tensiunile de la borne sau de curenții care îi parcurg;
- funcționarea se face în regim permanent de lungă durată.

În aceste ipoteze, pentru studiul rețelilor electrice se poate folosi doar schema monofilară de succesiune directă.

#### 2.1. Modelarea liniilor electrice

Liniile electrice din componența rețelilor electrice pot fi de tip aerian (LEA) sau în subteran (LES). Lungimea lor este suficient de mică în raport cu lungimea de undă  $\lambda$  a fenomenelor electromagnetice (6000 km la 50 Hz) pentru a putea considera parametri omogeni și schema echivalentă sub forma unui cuadripol în ” $\pi$ ” cu parametri concentrați (fig. 2.1).

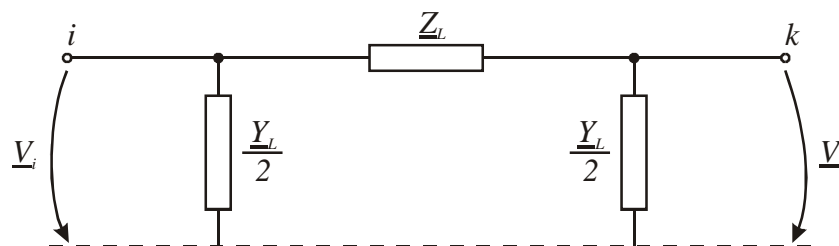


Fig. 2.1. Schema echivalentă în ” $\pi$ ” pentru modelarea liniilor electrice.

Rezistența  $R_L$  se poate calcula cu relația:

$$R_L = r_0 \cdot l \quad [\Omega] \quad (2.1)$$

în care  $r_0$  este rezistența specifică (lineică) a liniei, exprimată în  $[\Omega/\text{km}]$ , iar  $l$  este lungimea liniei, exprimată în  $[\text{km}]$ .

Reactanța inductivă  $X_L$  se poate calcula cu relația:

$$X_L = \omega \cdot L = 2\pi f \cdot L = x_0 \cdot l \quad [\Omega] \quad (2.2)$$

în care  $x_0$  este reactanța specifică (lineică) a liniei, exprimată în  $[\Omega/\text{km}]$ .

Inductivitatea  $L$  a unui circuit este dată de raportul dintre fluxul care străbate o suprafață care se reazămă pe acest circuit și curentul din contur; prin contur se înțelege circuitul de ducere și de întoarcere a curentului:

$$L = \frac{\phi}{i} \quad (2.3)$$

Inductivitatea este o mărime de material care depinde de materialul conductor, de dimensiunea și forma spațială a circuitului și de numărul de spire. Inductivitatea nu depinde de mărimea curentului care trece prin circuit.

Pentru calculul inductivității liniilor electrice aeriene se disting mai multe situații, dintre care cele mai importante sunt:

a) *LEA simplu circuit* cu transpunerea simetrică a fazelor:

$$L = \frac{\mu_0 l}{2\pi} \ln \frac{DMG}{r_e} \quad (2.4)$$

în care  $\mu_0 = 4\pi \cdot 10^{-7}$  H/m este permeabilitatea magnetică absolută a vidului;

$DMG = \sqrt[3]{d_{12}d_{23}d_{31}}$  – distanța medie geometrică a distanțelor dintre fazele circuitului;

$r_e$  - raza echivalentă a conductoarelor cu care sunt echipate fazele.

b) *LEA dublu circuit* cu transpunerea simetrică a fazelor:

$$L = \frac{\mu_0 l}{2\pi} \ln \left( \frac{DMG}{r_e} \cdot \frac{DMG_1}{DMG_2} \right) \quad (2.5)$$

în care  $DMG_1 = \sqrt[3]{d_{15}d_{26}d_{34}}$  este distanța medie geometrică între conductoarele fazelor neomoloage;

$DMG_2 = \sqrt[3]{d_{14}d_{25}d_{36}}$  – distanța medie geometrică între conductoarele fazelor omoloage.

Conductanța  $G_L$  constituie parametrul LEA corespunzător pierderilor transversale de putere activă, datorate imperfecțiunilor izolației și descărcărilor corona:

$$G_L = \frac{\Delta P_{iz} + \Delta P_{cor}}{U_n^2} \quad [S] \quad (2.6)$$

în care  $\Delta P_{iz}$  sunt pierderile de putere activă datorate imperfecțiunii izolației, iar  $\Delta P_{cor}$  sunt pierderile de putere activă prin descărcare corona.

În cazul liniilor în cablu, conductanța apare datorită pierderilor de putere prin fenomene de ionizare în dielectricul cablului, „scurgerii” de curent datorat imperfecțiunii izolației sau pierderilor de putere datorită ciclului de histerezis în dielectric.

Susceptanța capacitivă  $B_L$  se poate calcula cu relația:

$$B_L = \omega \cdot C = 2\pi f \cdot C = b_0 \cdot l \quad [S] \quad (2.7)$$

în care  $b_0$  este susceptanța specifică (lineică) a liniei, exprimată în  $[S/\text{km}]$ .

În funcție de regimul de secvență (pozitivă, negativă și zero), capacitatea de serviciu  $C$  se calculează în mod diferit. Pentru determinarea capacităților de secvență se vor folosi coeficienții de potențial Maxwell.

Capacitatea de serviciu de secvență pozitivă pentru o LEA simplu circuit cu transpunerea simetrică a fazelor este dată de relația:

$$C^+ = \frac{2\pi\epsilon_0 l}{\ln\left(\frac{2h_m}{r_{cond}} \cdot \frac{DMG'}{DMG}\right)} \quad (2.8)$$

în care  $\epsilon_0 = \frac{1}{4\pi \cdot 9 \cdot 10^9}$  F/m este permitivitatea absolută a vidului;

$DMG' = \sqrt[3]{d_{12} \cdot d_{23} \cdot d_{31}}$  – distanța medie geometrică a distanțelor dintre faze și imaginile acestora față de pământ;

$h_m = \sqrt[3]{h_1 \cdot h_2 \cdot h_3}$  – înălțimea medie geometrică a fazelor față de pământ;

$r_{cond}$  - raza conductoarelor cu care sunt echipate fazele.

Capacitatea de serviciu de secvență zero pentru o LEA simplu circuit cu transpunerea simetrică a fazelor este dată de relația:

$$C^0 = \frac{2\pi\epsilon_0 l}{\ln\left[\frac{2h_m}{r_{cond}} \cdot \left(\frac{DMG'}{DMG}\right)\right]} \quad (2.9)$$

Pentru liniile electrice de înaltă și medie tensiune, pierderile de putere activă transversale sunt reduse, astfel încât se poate neglija conductanța transversală. În acest caz se poate folosi schema echivalentă în ” $\pi$ ” din figura 2.2.

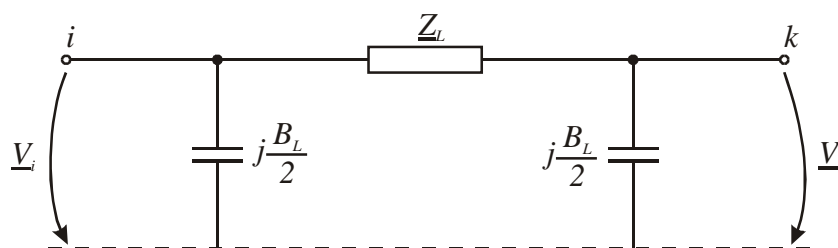


Fig. 2.2. Schema echivalentă în ” $\pi$ ” pentru modelarea liniilor electrice de înaltă și medie tensiune.

În mod simplificat, pentru modelarea liniilor electrice de joasă și medie tensiune, se poate folosi și schema echivalentă sub formă de dipol, rezultată din schema echivalentă în ” $\pi$ ” în care se neglijează ramurile transversale (fig. 2.3).

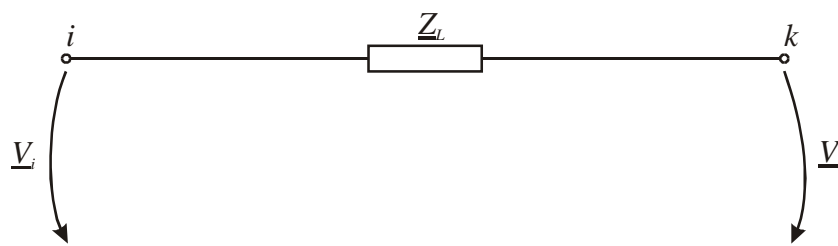


Fig. 2.2. Schema echivalentă sub formă de dipol folosită pentru modelarea liniilor electrice de MT și JT.

## 2.2. Modelarea transformatoarelor electrice

Transformatoarele de putere din rețelele electrice pot îndeplini diferite roluri:

- transformatoare coborâtoare de tensiune, folosite în stațiile de transformare de distribuție și în posturile de transformare;
- transformatoare ridicătoare, folosite în centralele electrice;
- transformatoare de interconexiune, folosite în stațiile de transformare de interconexiune;
- transformatoare speciale.

În mod curent, pentru modelarea transformatoarelor de putere din rețelele electrice, se folosesc schemele echivalente în "π" sau în "Γ" cu operator de transformare. De obicei, schema echivalentă în "Γ" se utilizează pentru modelarea transformatoarelor coborâtoare sau ridicătoare (fig. 2.4), iar schema echivalentă în "π" pentru modelarea transformatoarelor de interconexiune (fig. 2.5). Ramura longitudinală cuprinde impedanța de scurtcircuit  $\underline{Z}_T = R_T + jX_T$  raportată la tensiunea înfășurării fixe și raportul de transformare. Ramura transversală se compune din admitanța de mers în gol  $\underline{Y}_T = G_T - jB_T$  raportată la tensiunea înfășurării fixe și se atașează bornei de primare pentru schema echivalentă în "Γ", respectiv se distribuie în mod egal la borna primară și secundară pentru schema echivalentă în "π".

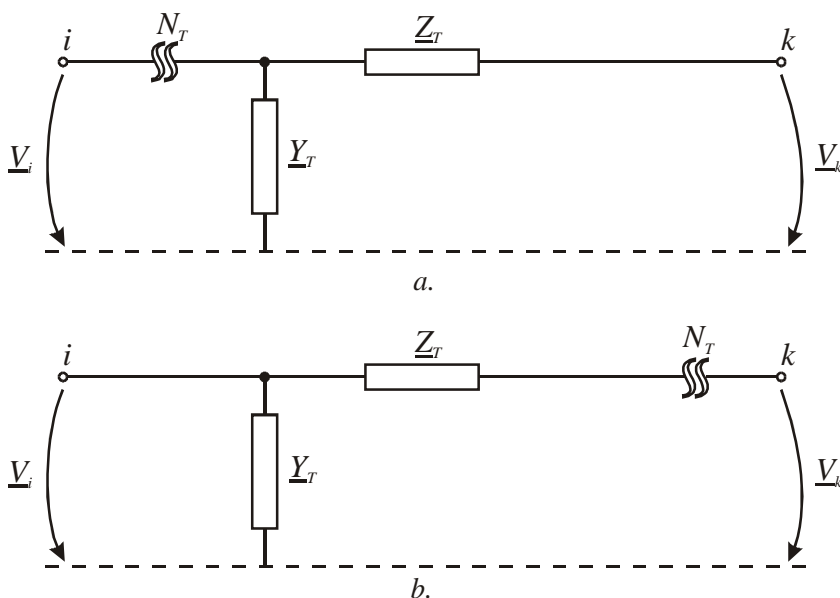


Fig. 2.4. Schema echivalentă în "Γ" pentru modelarea transformatoarelor coborâtoare (a) și ridicătoare (b).

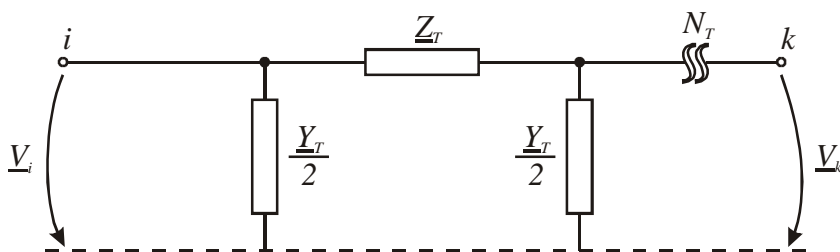


Fig. 2.5. Schema echivalentă în "π" pentru modelarea transformatoarelor de interconexiune.

Prin neglijarea admitanței transversale  $\underline{Y}_T$ , se obține schema simplificată sub formă de dipol (fig. 2.6).

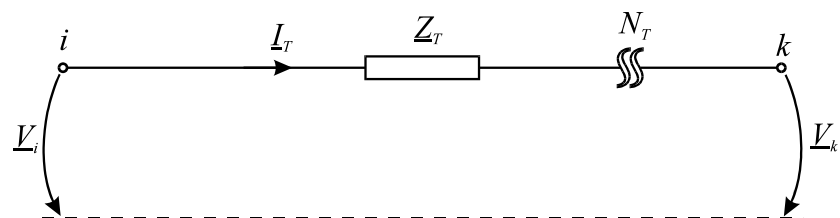


Fig. 2.6. Schema echivalentă sub formă de dipol folosită pentru modelare transformatoarelor electrice.

Pentru calculul parametrilor transformatoarelor de putere cu două înfășurări, se pleacă de la mărimile nominale:

- $S_n$  - puterea nominală aparentă;
- $U_{n,i}$  - tensiunea nominală a înfășurării  $i$ ;
- $U_{n,k}$  - tensiunea nominală a înfășurării  $k$ ;



- $\Delta P_{sc}^{nom}$  - pierderile de putere activă la proba de scurtcircuit;  
 $u_{sc} [\%]$  - tensiunea procentuală la proba de scurtcircuit;  
 $\Delta P_0^{nom}$  - pierderile de putere activă la proba de mers în gol;  
 $i_0 [\%]$  - curentul procentual la proba de mers în gol;  
 $\Delta u_p$  - tensiunea procentuală pe priza de reglaj a tensiunii;  
 $n_p$  - numărul prizei de funcționare pentru reglajul tensiunii.

Plecând de la mărimile nominale prezentate anterior, parametrii transformatorului, raportați la tensiunea nominală a înfășurării fixe  $U_{nf}$ , sunt:

Rezistența echivalentă  $R_T$ :

$$R_T = \frac{\Delta P_{sc}^{nom} U_{nf}^2}{S_n^2} \quad (2.10)$$

Impedanța echivalentă  $Z_T$ :

$$Z_T = \frac{u_{sc}}{100} \frac{U_{nf}^2}{S_n} \quad (2.11)$$

Reactanța echivalentă  $X_T$ :

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2} \quad (2.12)$$

Conductanța echivalentă  $G_T$ :

$$G_T = \frac{\Delta P_0^{nom}}{U_{nf}^2} \quad (2.13)$$

Admitanța echivalentă  $Y_T$ :

$$Y_T = \frac{i_0}{100} \frac{S_n}{U_{nf}^2} \quad (2.14)$$

Susceptanța echivalentă  $B_T$ :

$$B_T = \sqrt{Y_T^2 - G_T^2} \quad (2.15)$$

Raportul de transformare  $N_T$ :

$$N_T = \frac{U_{nf}}{U_{nr} \left( 1 + n_p \frac{\Delta u_p}{100} \right)} \quad (2.16)$$

în care  $U_{nr}$  este tensiunea nominală a înfășurării reglabile.

### 2.3. Modelarea consumatorilor de energie electrică

Consumatorul de energie electrică este un ansamblu de mai multe receptoare, în care se include și rețeaua de alimentare a acestora, caracterizat printr-un consum de putere activă și reactivă și care se racordează la unul din nodurile rețelei.

Modelarea consumatorilor de energie electrică este mai dificilă decât pentru linii și transformatoare și depinde de caracteristicile și regimul de funcționare al fiecărui receptor

component. În mod riguros consumatorii se pot modela printr-o putere aparentă complexă  $\underline{S}$ , care, în cazul general, este dependentă de frecvența  $f$  și modulul tensiunii  $U$  de alimentare:

$$\underline{S} = P(U, f) + jQ(U, f), \quad (2.17)$$

în care  $P$  și  $Q$  sunt puterile activă, respectiv reactivă cerute de consumator.

Considerând frecvența constantă, prin dezvoltarea în serie Taylor a componentelor puterii aparente  $\underline{S}$  în jurul punctului de tensiune nominală  $U_n$  a nodului de racord și prin reținerea primilor trei termeni din dezvoltare, se obține:

$$\begin{aligned} P(U) &= P(U_n) + \left. \frac{\partial P}{\partial U} \right|_{U=U_n} (U - U_n) + \frac{1}{2} \left. \frac{\partial^2 P}{\partial U^2} \right|_{U=U_n} (U - U_n)^2 \\ Q(U) &= Q(U_n) + \left. \frac{\partial Q}{\partial U} \right|_{U=U_n} (U - U_n) + \frac{1}{2} \left. \frac{\partial^2 Q}{\partial U^2} \right|_{U=U_n} (U - U_n)^2 \end{aligned} \quad (2.18)$$

În relația de mai sus se fac notațiile:

$$\begin{aligned} P &= P(U); P_n = P(U_n); P_n' = \left. \frac{\partial P}{\partial U} \right|_{U=U_n}; P_n'' = \left. \frac{\partial^2 P}{\partial U^2} \right|_{U=U_n} \\ Q &= Q(U); Q_n = Q(U_n); Q_n' = \left. \frac{\partial Q}{\partial U} \right|_{U=U_n}; Q_n'' = \left. \frac{\partial^2 Q}{\partial U^2} \right|_{U=U_n} \end{aligned} \quad (2.19)$$

și se aranjează termenii după puterile lui  $U$  obținându-se:

$$\begin{aligned} P &= \left( P_n - P_n' U_n + \frac{1}{2} P_n'' U_n^2 \right) + (P_n' - P_n'' U_n) U + \frac{1}{2} P_n'' U^2 \\ Q &= \left( Q_n - Q_n' U_n + \frac{1}{2} Q_n'' U_n^2 \right) + (Q_n' - Q_n'' U_n) U + \frac{1}{2} Q_n'' U^2 \end{aligned} \quad (2.20)$$

În relațiile (2.20) se observă că puterile lui  $U$  sunt însoțite de expresii constante, pentru care se fac următoarele notații:

$$\begin{aligned} P_c &= P_n - P_n' U_n + \frac{1}{2} P_n'' U_n^2; \quad I_{ac} = P_n' - P_n'' U_n; \quad G_c = \frac{1}{2} P_n'' U^2 \\ Q_c &= Q_n - Q_n' U_n + \frac{1}{2} Q_n'' U_n^2; \quad I_{rc} = Q_n' - Q_n'' U_n; \quad B_c = \frac{1}{2} Q_n'' U^2 \end{aligned} \quad (2.21)$$

Prin analiză dimensională se constată că  $P_c$  și  $Q_c$  au dimensiunea unor puteri,  $I_{ac}$  și  $I_{rc}$  au dimensiunea unor curenți, iar  $G_c$  și  $B_c$  au dimensiunea unor admitanțe.

În aceste condiții puterea aparentă consumată se poate pune sub forma:

$$\underline{S} = (P_c + jQ_c) + (I_{ac} + jI_{rc})U + (G_c + jB_c)U^2 \quad (2.22)$$

Din puterea aparentă se poate obține expresia curentului complex consumat:

$$\underline{I} = \frac{(P_c - jQ_c)}{\sqrt{3}U^*} + (I_{ac} - jI_{rc}) + (G_c - jB_c) \frac{U}{\sqrt{3}} \quad (2.23)$$

Din analiza relației (2.23) se poate trage concluzia că într-o manieră riguroasă consumatorii pot fi modelați prin combinarea a trei componente: o componentă caracterizată prin putere aparentă constantă (compusă din  $P_c$  și  $Q_c$ ), alta prin curent complex constant (compus din  $I_{ac}$  și  $I_{rc}$ ) și ultima prin admitanță constantă (compusă din  $G_c$  și  $B_c$ ) [BE74].

În mod simplificat consumatorii de energie electrică pot fi modelați printr-una din cele trei componente, respectiv prin putere aparentă constantă, curent complex constant sau admitanță (impedanță) constantă. În aceste ipoteze curbele de variație ale puterii respectiv ale curentului unui consumator în funcție de modulul tensiunii de alimentare sunt prezentate în figura 2.7.

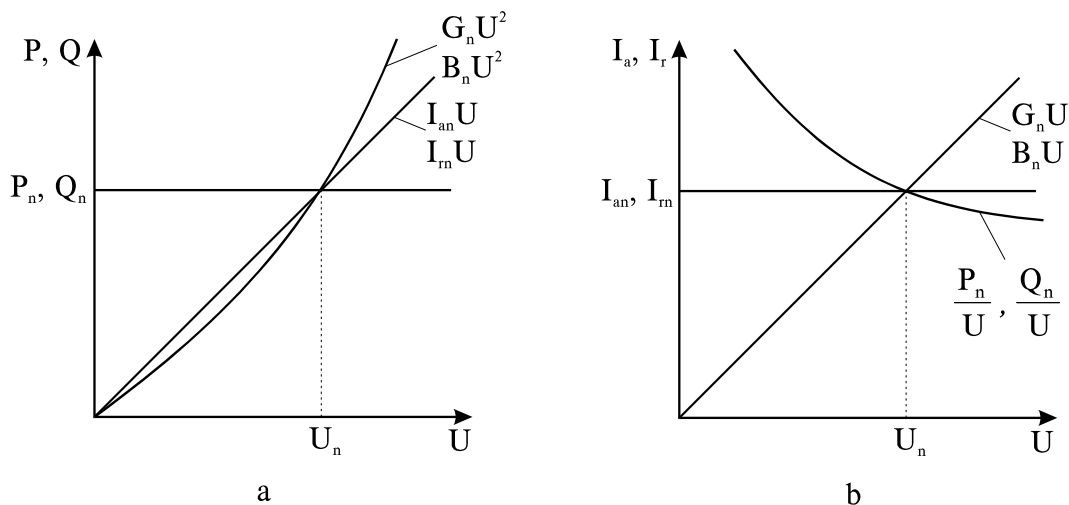


Fig. 2.7. Curbele de variație ale puterilor activă și reactivă (a) și ale curentilor activ și reactiv (b) ale consumatorului în funcție de tensiunea la borne.

În figura 2.7  $P_n$ ,  $Q_n$ ,  $I_{an}$ ,  $I_{rn}$ ,  $G_n$  și  $B_n$  sunt mărimi corespunzătoare tensiunii nominale de funcționare a consumatorului.

Modelele de reprezentare a consumatorilor de energie electrică, folosite în mod curent, pentru rețelele de distribuție sunt cele cu curent constant sau putere constantă.

## Capitolul 3

# CALCULUL ELECTRIC AL REȚELELOR ELECTRICE RADIALE

### 3.1. Generalități

Liniile electrice se vor reprezenta prin scheme echivalente în dipol pentru LEC de JT și LEA de JT și MT și prin scheme echivalente în  $\pi$  pentru LEC de MT. Consumatorii se pot reprezenta prin curenți de sarcină constanți, puteri constante sau admitanțe constante.

Se consideră o linie electrică trifazată care satisface condițiile de omogenitate, simetrie și repartițiilor echilibrate a sarcinilor pe fiecare fază. În aceste condiții, este suficientă studiarea funcționării liniei pe o singură fază, cu ajutorul schemei monofilare constituită dintr-un conductor de ducere (conductor de fază) și un conductor de întoarcere numit și conductor fictiv de nul (fig. 3.1). În realitate acest conductor există doar în rețele de JT. La rețele de MT, IT, FIT curentul pe o fază se întoarce pe celelalte faze:  $\underline{I}_a + \underline{I}_b + \underline{I}_c = 0$ .

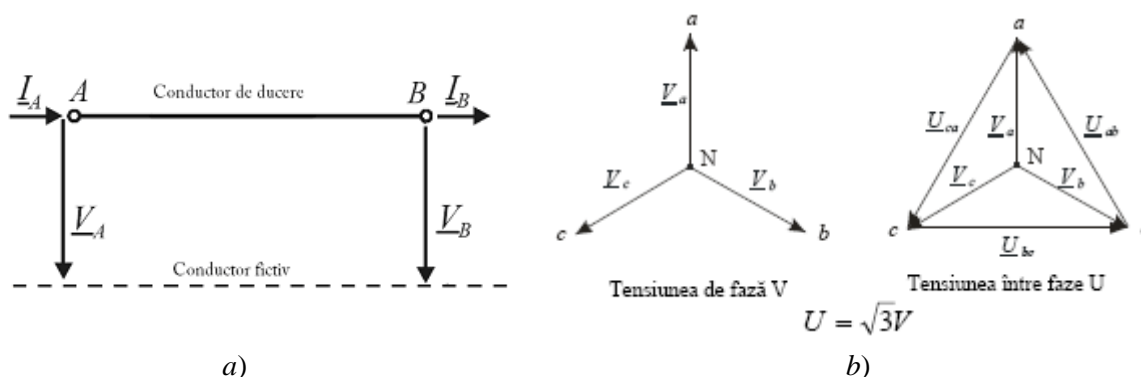


Fig. 3.1. Linie electrică: a) schema electrică monofilară; b) diagrama fazorială a tensiunilor.

În acest mod rețeaua trifazată se echivalează cu 3 rețele monofazate în care curentul se închide prin nul. Legătura dintre puterea trifazată  $\underline{S}$  și puterea monofazată  $\underline{S}_0$  este data de relația:

$$\underline{S} = \sqrt{3}\underline{U}\underline{I}^* = \sqrt{3}(\sqrt{3}\underline{V})\underline{I}^* = 3\underline{V}\underline{I}^* = 3\underline{S}_0$$

### 3.2. Calculul căderilor de tensiune în rețelele radiale

Asemenea calcule se realizează în cel puțin 2 situații:

- ca metodă de verificare a căderilor de tensiune în raport cu căderea admisibilă de tensiune;
- ca metodă de dimensionare în care, plecând de la valoarea căderii admisibile de tensiune se determina secțiunea conductoarelor.

#### 3.2.1. Linia radială cu un singur consumator

Se consideră o linie electrică trifazată pentru care se cunosc rezistența  $R$  și reactanța  $X$  atașate fiecărei faze, tensiunea de la începutul liniei  $\underline{V}_A$  și curentul la consumator  $\underline{i}_B$  (fig. 3.2).

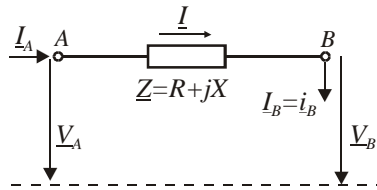


Fig. 3.2. Schema echivalentă a liniei radiale cu un singur consumator.

Pentru această linie interesează determinarea tensiunii la consumator  $V_B$ . În acest scop se construiește diagrama fazorială fundamentală a căderilor de tensiune (fig. 3.3). Se alege  $V_B$  origine de fază și se consideră caracterul inductiv al curentului  $i_B$  (defazat cu unghiul  $\varphi$  în urma tensiunii  $V_B$ ). Pentru linia electrică se neglijează curenții transversali astfel încât curentul prin linie  $I$  este egal cu  $i_B$ . Curentul  $I$  produce o cădere de tensiune  $R \cdot I$  prin rezistența  $R$  în fază cu curentul  $I$  și o cădere de tensiune  $jX \cdot I$  prin reactanța  $X$  defazată cu  $\pi/2$  în fata curentului  $I$ .

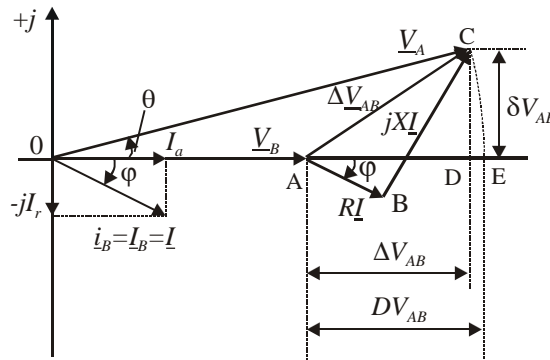


Fig. 3.3. Diagrama fazorială a tensiunilor pentru linia radiale cu un singur consumator.

$$\left. \begin{array}{l} I = I_a - jI_r \\ Z = R + jX \end{array} \right\} \Rightarrow \Delta \underline{V}_{AB} = \underline{Z} \cdot \underline{I} = (R + jX) \cdot (I_a - jI_r) = (R \cdot I_a + X \cdot I_r) + j(X \cdot I_a - R \cdot I_r)$$

$\Delta \underline{V}_{AB} = \Delta V_{AB} + j\delta V_{AB}$  - căderea de tensiune fazorială

$\Delta V_{AB} = R \cdot I_a + X \cdot I_r$  - componenta longitudinală a căderii de tensiune

$\delta V_{AB} = X \cdot I_a - R \cdot I_r$  - componenta transversală a căderii de tensiune

$$\left. \begin{array}{l} I_a = I \cos \varphi \\ I_r = I \sin \varphi \end{array} \right\} \Rightarrow \begin{array}{l} \Delta V_{AB} = R \cdot I \cos \varphi + X \cdot I \sin \varphi \\ \delta V_{AB} = X \cdot I \cos \varphi - R \cdot I \sin \varphi \end{array}$$

În realitate interesează mai puțin  $\Delta \underline{V}_{AB}$  fiind mult mai importantă cunoașterea căderii algebrice de tensiune  $DV_{AB} = V_A - V_B$ , care are semnificația unei tensiuni ce poate fi măsurată ipotetic cu ajutorul unui voltmetru între bornele A și B. Căderea de tensiune algebrică  $DV_{AB}$  este utilizată pentru verificarea căderilor de tensiune pe linie prin compararea cu căderea de tensiune admisibilă:

$$DV_{AB} \leq \Delta V_{adm} = \frac{\varepsilon}{100} V_n \quad (3.1)$$

în care  $\varepsilon$  este procentul din tensiunea nominală  $V_n$  considerat drept cădere admisibilă de tensiune.  $\varepsilon$  are valori de ordinul 5÷10%, stabilite în funcție de tipul liniei (LEA/LEC), tipul rețelei (rurală/urbană) și tensiunea nominală.

Pentru determinarea lui  $DV_{AB}$  se disting două situații:

a) Unghiul de defazaj  $\theta$  este mic (cazul liniilor de lungimi mici), situație în care se poate neglija componenta transversală  $\delta V_{AB}$  a căderii de tensiune:  $DV_{AB} \cong \Delta V_{AB}$ .

b) unghiul de defazaj  $\theta$  are valori mari, situație în care nu se mai poate neglija componenta transversală  $\delta V_{AB}$  a căderii de tensiune:

$$DV_{AB} = V_A - V_B = \sqrt{(V_B + \Delta V_{AB})^2 + (\delta V_{AB})^2} - V_B \quad (3.2)$$

Prin dezvoltarea expresiei de sub radical după binomul lui Newton și neglijarea termenilor de rang superior, se obține:

$$DV_{AB} = \Delta V_{AB} + \frac{1}{2} \cdot \frac{(\delta V_{AB})^2}{V_B + \Delta V_{AB}} - \frac{1}{8} \cdot \frac{(\delta V_{AB})^4}{(V_B + \Delta V_{AB})^3} + \dots \quad (3.3)$$

Deoarece  $V_B$  nu se cunoaște, se aproximează cu tensiunea nominală  $V_n$ . Pentru liniile de JT și MT se pot reține primii doi termeni:

$$\boxed{DV_{AB} = \Delta V_{AB} + \frac{1}{2} \cdot \frac{(\delta V_{AB})^2}{V_n}} \quad (3.4)$$

Dacă consumatorul este reprezentat printr-o putere aparentă constantă, se calculează curentul  $\underline{I}$  prin linie în funcție de **puterea monofazată**  $\underline{S}_{0B} = P_{0B} + jQ_{0B}$  și tensiunea nominală de fază  $V_n$ :

$$\underline{S}_{0B} = \underline{V}_B \underline{I}^* \Rightarrow \underline{I} = \frac{\underline{S}_{0B}^*}{\underline{V}_B^*} \cong \frac{\underline{S}_{0B}^*}{V_n} = \frac{P_{0B}}{V_n} - j \frac{Q_{0B}}{V_n}$$

și se înlocuiește în expresia căderilor de tensiune, rezultă:

$$\begin{aligned} \Delta V_{AB} &= RI_a + XI_r \cong R \frac{P_{0B}}{V_n} + X \frac{Q_{0B}}{V_n} = \frac{RP_{0B} + XQ_{0B}}{V_n} \\ \delta V_{AB} &= XI_a - RI_r \cong X \frac{P_{0B}}{V_n} - R \frac{Q_{0B}}{V_n} = \frac{XP_{0B} - RQ_{0B}}{V_n} \\ DV_{AB} &\cong \Delta V_{AB} + \frac{1}{2} \cdot \frac{(\delta V_{AB})^2}{V_n} = \frac{RP_{0B} + XQ_{0B}}{V_n} + \frac{(XP_{0B} - RQ_{0B})^2}{2V_n^3} \end{aligned} \quad (3.5)$$

Dacă se calculează curentul  $\underline{I}$  prin linie în funcție de **puterea trifazată**  $\underline{S}_B = P_B + jQ_B$  și tensiunea nominală de linie  $U_n$ :

$$\underline{S}_B = \sqrt{3} \underline{U}_B \underline{I}^* \Rightarrow \underline{I} = \frac{\underline{S}_B^*}{\sqrt{3} \underline{U}_B^*} \cong \frac{\underline{S}_B^*}{\sqrt{3} U_n} = \frac{P_B}{\sqrt{3} U_n} - j \frac{Q_B}{\sqrt{3} U_n} \quad (3.6)$$

și se înlocuiește în expresia căderilor de tensiune, rezultă:

$$\begin{aligned} \Delta V_{AB} &= RI_a + XI_r \cong R \frac{P_B}{\sqrt{3} U_n} + X \frac{Q_B}{\sqrt{3} U_n} = \frac{RP_B + XQ_B}{\sqrt{3} U_n} \\ \delta V_{AB} &= XI_a - RI_r \cong X \frac{P_B}{\sqrt{3} U_n} - R \frac{Q_B}{\sqrt{3} U_n} = \frac{XP_B - RQ_B}{\sqrt{3} U_n} \end{aligned} \quad (3.7)$$

Ținând seama de relația legătura dintre tensiunile de linie și tensiunile de fază, se obține:

$$\begin{aligned}\Delta U_{AB} &= \sqrt{3}\Delta V_{AB} \cong \frac{RP_B + XQ_B}{U_n} \\ \delta U_{AB} &= \sqrt{3}\delta V_{AB} \cong \frac{XP_B - RQ_B}{U_n} \\ DU_{AB} &\cong \Delta U_{AB} + \frac{1}{2} \cdot \frac{(\delta U_{AB})^2}{U_n} = \frac{RP_B + XQ_B}{U_n} + \frac{(XP_B - RQ_B)^2}{2U_n^3}\end{aligned}\quad (3.8)$$

### 3.2.2. Linia radială care alimentează $n$ consumatori

Se consideră o linie electrică radială care alimentează  $n$  consumatori concentrați (fig. 3.4).

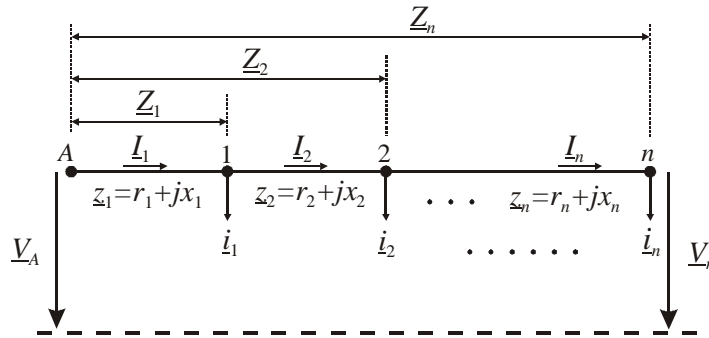


Fig. 3.4. Linie electrică radială care alimentează  $n$  consumatori.

Notății:

$\underline{i}_1, \underline{i}_2, \dots, \underline{i}_k, \dots, \underline{i}_n$  – curenții la consumatori;

$\underline{I}_1, \underline{I}_2, \dots, \underline{I}_k, \dots, \underline{I}_n$  – curenții prin tronsoane;

$\underline{z}_1, \underline{z}_2, \dots, \underline{z}_k, \dots, \underline{z}_n$  – impedențele tronsoanelor,

$\underline{Z}_1, \underline{Z}_2, \dots, \underline{Z}_k, \dots, \underline{Z}_n$  – impedențele cumulate ale tronsoanelor între nodul sursă și fiecare nod.

Prin aplicarea primei teoreme a lui Kirchhoff, succesiv în nodurile  $n, \dots, k, \dots, 2, 1$ , se obțin curenții prin tronsoane:

$$\begin{cases} \underline{I}_n = \underline{i}_n \\ \underline{I}_{n-1} = \underline{I}_n + \underline{i}_{n-1} \\ \vdots \\ \underline{I}_k = \underline{I}_{k+1} + \underline{i}_k \\ \vdots \\ \underline{I}_1 = \underline{I}_2 + \underline{i}_1 \end{cases} \quad (3.9)$$

Pe baza relațiilor de mai sus, relațiile de calcul ale curenților prin tronsoane pot fi scrise sub forma:  $\underline{I}_k = \sum_{j=k}^n \underline{i}_j$ .

Căderea maximă de tensiune se înregistrează între nodurile A și  $n$  și se determină ca sumă a căderilor de tensiune pe fiecare tronson:

$$\Delta \underline{V}_{An} = \sum_{k=1}^n \underline{z}_k \underline{I}_k = \sum_{k=1}^n (r_k \underline{I}_{ka} + x_k \underline{I}_{kr}) + j \sum_{k=1}^n (x_k \underline{I}_{ka} - r_k \underline{I}_{kr}) \quad (3.10)$$

Utilizând relația de calcul a curenților prin tronsoane  $\underline{I}_k = \sum_{j=k}^n \underline{i}_j$ , căderea de tensiune dintre nodurile A și n se poate calcula cu relația:

$$\Delta V_{An} = \sum_{k=1}^n \underline{Z}_k \underline{i}_k = \sum_{k=1}^n (R_k i_{ka} + X_k i_{kr}) + j \sum_{k=1}^n (X_k i_{ka} - R_k i_{kr}) \quad (3.11)$$

Astfel, componentele căderilor de tensiune sunt:

$$\begin{aligned} \Delta V_{An} &= \sum_{k=1}^n (r_k I_{ka} + x_k I_{kr}) = \sum_{k=1}^n (R_k i_{ka} + X_k i_{kr}) \\ \delta V_{An} &= \sum_{k=1}^n (x_k I_{ka} - r_k I_{kr}) = \sum_{k=1}^n (X_k i_{ka} - R_k i_{kr}) \\ DV_{An} &= \Delta V_{AB} + \frac{1}{2} \cdot \frac{(\delta V_{AB})^2}{V_n} = \sum_{k=1}^n (r_k I_{ka} + x_k I_{kr}) + \frac{\left[ \sum_{k=1}^n (x_k I_{ka} - r_k I_{kr}) \right]^2}{2V_n} \\ &= \sum_{k=1}^n (R_k i_{ka} + X_k i_{kr}) + \frac{\left[ \sum_{k=1}^n (X_k i_{ka} - R_k i_{kr}) \right]^2}{2V_n} \end{aligned} \quad (3.12)$$

Dacă sarcinile sunt exprimate prin puterile activă și reactivă consumate, expresia căderii de tensiune între fază și nul, pentru cazul a n consumatori, capătă forma:

$$\begin{aligned} DV_{An} &= \Delta V_{AB} + \frac{1}{2} \cdot \frac{(\delta V_{AB})^2}{V_n} = \frac{\sum_{k=1}^n (r_k P_{0k} + x_k Q_{0k})}{V_n} + \frac{\left[ \sum_{k=1}^n (x_k P_{0k} - r_k Q_{0k}) \right]^2}{2V_n^3} \\ &= \frac{\sum_{k=1}^n (R_k p_{0k} + X_k q_{0k})}{V_n} + \frac{\left[ \sum_{k=1}^n (X_k p_{0k} - R_k q_{0k}) \right]^2}{2V_n^3} \end{aligned} \quad (3.13)$$

respectiv pentru căderea de tensiune între faze:

$$\begin{aligned} DU_{An} &= \Delta U_{AB} + \frac{1}{2} \cdot \frac{(\delta U_{AB})^2}{U_n} = \frac{\sum_{k=1}^n (r_k P_k + x_k Q_k)}{U_n} + \frac{\left[ \sum_{k=1}^n (x_k P_k - r_k Q_k) \right]^2}{2U_n^3} \\ &= \frac{\sum_{k=1}^n (R_k p_k + X_k q_k)}{U_n} + \frac{\left[ \sum_{k=1}^n (X_k p_k - R_k q_k) \right]^2}{2U_n^3} \end{aligned} \quad (3.14)$$

în care  $P_{0k}, Q_{0k}$  sunt puterile monofazate prin tronsoane;

$P_k, Q_k$  – puterile trifazate prin tronsoane;

$p_{0k}, q_{0k}$  – puterile monofazate la consumatori;

$p_k, q_k$  – puterile trifazate la consumatori.



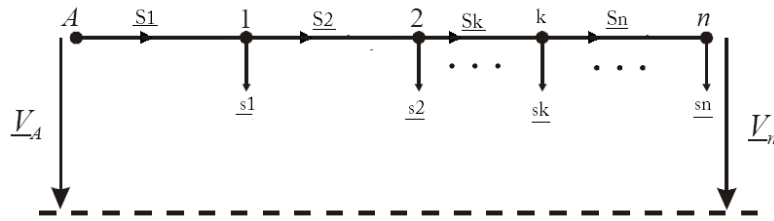


Fig. 3.5. Circulația de puteri prin tronsoanele unei linii electrice radiale care alimentează  $n$  consumatori.

**Observație:** Relațiile anterioare sunt valabile în ipoteza neglijării pierderilor de putere prin tronsoanele liniei.

$$\begin{cases} \underline{S}_n = \underline{s}_n \\ \underline{S}_{n-1} = \underline{S}_n + \underline{s}_{n-1} \\ \vdots \\ \underline{S}_k = \underline{S}_{k+1} + \underline{s}_k \\ \vdots \\ \underline{S}_1 = \underline{S}_2 + \underline{s}_1 \end{cases} \quad (3.15)$$

### 3.3. Calculul regimului permanent în rețelele electrice radiale

Configurațiile radiale sunt specifice funcționării rețelelor electrice de distribuție de medie și joasă tensiune. Aceste rețele, în special cele urbane, pot avea structură (arhitectură) complex buclată, dar din considerente tehnice și economice în regim normal se exploatează de buclat. Pe perioade scurte de timp, aceste rețele pot funcționa buclat, mai ales atunci când se fac manevre curente de schimbare a configurației de exploatare.

Calculul regimului permanent al unei rețele electrice constă în determinarea mărimilor de stare asociate nodurilor și laturilor.

*Starea electrică a unui nod* este caracterizată de patru mărimi de stare: puterea activă  $P$ , puterea reactivă  $Q$  și modulul  $U$  și argumentul tensiunii  $\theta$  (calculate față de o axă de referință aleasă arbitrar), grupate în două mărimi complexe  $\underline{S} = P + jQ$  și  $\underline{U} = Ue^{j\theta}$ . Pe baza ecuațiilor de bilanț ale puterilor nodale, două dintre mărimile de stare ale fiecărui nod pot fi impuse și considerate independente, celelalte două rezultând din calcule. În funcție de mărimile impuse, nodurile unei rețele electrice se împart în următoarele tipuri:

- *noduri consumatoare* (tip  $PQ$ ), la care mărimile impuse sunt puterile activă și reactivă consumate;
- *noduri generatoare* (tip  $PU$ ), la care mărimile impuse sunt puterea activă generată și modulul tensiunii;
- *nod de echilibru* (nod tip  $U\theta$ ), sau nod de bilanț al puterilor activă și reactivă, la care mărimile impuse sunt tensiunea în modul și argument.

*Mărimile de stare asociate laturilor* rețelelor electrice (linii sau transformatoare) sunt: curentul complex  $\underline{I} = Ia - jIr$  (sau puterea complexă  $\underline{S} = P + jQ$ ) și căderea de tensiune la borne  $\Delta\underline{U} = \Delta U + j\delta U$ . Cunoscând una dintre cele două mărimi, cealaltă se determină fără dificultate prin aplicarea legii lui Ohm  $\Delta\underline{U} = \sqrt{3} \cdot \underline{Z} \cdot \underline{I}$ .

#### 3.3.1. Particularități ale rețelelor electrice radiale

Rețelele electrice radiale prezintă unele particularități, care permit utilizarea unor metode specifice de analiză a funcționării lor, printre care și cele pentru calculul regimului permanent.

Particularitatea principală a rețelelor electrice radiale este legată de circulația de curenți (puteri) prin laturi. În ipoteza că într-o rețea electrică radială nu există generatoare electrice locale (producție distribuită), alimentarea acestei rețele se face printr-un singur punct de injecție a puterii, numit *nod sursă*. În aceste condiții, circulația de curenți (puteri) prin laturile rețelei are un caracter bine determinat, sensul curenților (puterilor) fiind unilateral, în orice regim normal de funcționare. În concluzie, într-o rețea electrică radială, orice nod  $k$ , cu excepția nodului sursă, primește energie electrică de la un singur nod, numit *nod precedent*, printr-o singură latură numită *latură precedentă* și poate transmite energie electrică la unul sau mai multe *noduri succesoare*, nodul  $k$  numindu-se *nod de derivație*, sau la nici un nod, nodul  $k$  numindu-se *nod terminal* (fig. 3.6).

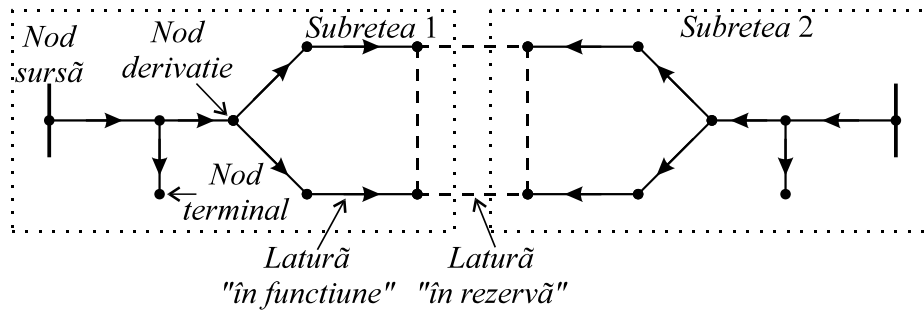


Fig. 3.6. Noțiuni utilizate pentru rețelele electrice de distribuție cu structură buclată.

În cazul în care asupra unei rețele electrice cu structură buclată se impune restricția de funcționare radială (cazul rețelelor de distribuție), debuclarea rețelei se realizează într-un număr bine determinat de puncte, obținându-se una sau mai multe subrețele radiale distincte. Fiecare subrețea este formată dintr-un nod sursă și unul sau mai multe noduri consumatoare, incluzând și nodurile de derivație care pot avea consum zero.

Pentru modelarea elementelor rețelelor electrice radiale se utilizează următoarele ipoteze [ER00]:

- sistemul trifazat al tensiunilor este simetric și de succesiune pozitivă;
- curenții formează un sistem trifazat echilibrat;
- parametrii rețelei electrice sunt omogeni, constanți în timp și independenți de tensiunile de la borne sau de curenți;
- funcționarea se face în regim permanent de lungă durată.

În aceste ipoteze, pentru calculul regimului permanent se folosește schema monofilară de succesiune pozitivă (directă). Liniile electrice (aerene și subterane) pot reprezentate prin modelul complet sub forma schemei echivalente în "π" cu parametri concentrați. Ținând cont de caracterul unilateral al circulației de puteri transformatoarele electrice se reprezintă prin schema echivalentă în "T" cu operator de transformare.

În ipoteza absenței surselor distribuite, pentru calculul regimului permanent al unei rețele electrice radiale, dintre cele trei tipuri de noduri existente în rețelele complex buclate, se consideră doar două:

- *nodurile consumatoare*, modelate printr-o putere aparentă complexă, obținută prin combinarea a trei componente [BE74]:

$$\underline{S} = (P_c + jQ_c) + \sqrt{3}U(I_{ac} + jI_{rc}) + (G_c + jB_c)U^2 \quad (3.16)$$

în care  $P_c$  și  $Q_c$  sunt componentele unei puteri aparente constante,  $I_{ac}$  și  $I_{rc}$  sunt componentele unui curent complex constant,  $G_c$  și  $B_c$  sunt componentele unei admitanțe constante, iar  $U$  este modulul tensiunii de alimentare a nodului;

- *nodul de echilibru*, care reprezintă punctul de injecție a puterii în rețeaua radială (nodul sursă), la care mărimile impuse sunt tensiunea în modul și argument.

### 3.3.2. Metoda ascendent-descendent

În cazul unei rețele electrice radiale (arborescente), având  $n$  noduri și  $l$  laturi și un singur nod de injecție, numărul buclelor închise (ciclurilor independente) este egal cu zero, toate laturile fiind de tip arbore. În aceste condiții  $l - n + 1 = 0$ , de unde rezultă  $l = n - 1$ . Mărimile de stare necunoscute ale acestei rețele sunt: tensiunile celor  $n - 1$  noduri consumatoare și curenții (puterile) prin cele  $l = n - 1$  laturi. În total există  $2(n - 1)$  necunoscute, pentru determinarea cărora este necesară scrierea unui număr egal de ecuații. Prin aplicarea teoremei întâi a lui Kirchhoff în cele  $n - 1$  noduri consumatoare, considerate ca fiind nodurile independente, se obțin curenții prin laturi. Teorema a doua a lui Kirchhoff nu se poate aplica deoarece  $l - n + 1 = 0$ . În schimb, prin aplicarea legii lui Ohm pe cele  $l = n - 1$  laturi arbore, se obțin căderile de tensiune la bornele acestora. Considerând drept referință tensiunea nodului sursă, pe baza căderilor de tensiune la bornele laturilor, se pot calcula tensiunile la nodurile consumatoare.

Pe baza observațiilor anterioare, calculul regimului permanent în rețelele electrice radiale se poate efectua printr-o metodă specifică, numită în literatura de specialitate metoda "ascendent-descendent" [CH90], [BA93]. În principiu, această metodă se compune din două etape:

- *etapa ascendent*, în care plecând de la nodurile terminale și mergând până la nodul sursă  $S$ , prin aplicarea teoremei întâi a lui Kirchhoff se calculează curentul la fiecare nod consumator și curentul prin latura lui precedentă (fig. 3.7,a);
- *etapa descendent*, în care pornind invers, de la nodul sursă  $S$  (a cărui tensiune constantă se ia de referință) și mergând până la nodurile terminale, prin aplicarea legii lui Ohm se calculează căderea de tensiune pe fiecare latură și tensiunea la fiecare nod consumator (fig. 3.7,b).

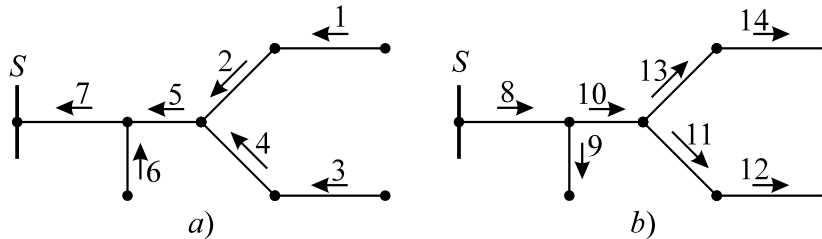


Fig. 3.7. Etapele de calcul a regimului permanent prin metoda ascendent-descendent:  
a. calculul curenților prin laturi; b. calculul tensiunilor la noduri.

Pentru înțelegerea metodei ascendent-descendent sunt necesare următoarele precizări:

1) În cazul în care o rețea electrică este compusă din mai multe subrețele arborescente, metoda de calcul ascendent-descendent se aplică în mod independent pentru fiecare subrețea, considerând drept referință nodul său sursă;

2) Calculul regimului permanent în rețelele electrice radiale se poate realiza și prin metoda tensiunilor nodale. Prin rezolvarea ecuațiilor acestei metode, sub forma  $[Y_{mn}][U_n] = [I_n]$

(pentru modelul liniar) sau  $[Y_{mn}][U_n] = \left[ \frac{S_n^*}{U_n^*} \right]$  (pentru modelul neliniar), se obțin tensiunile

nodurilor independente, iar în final se calculează curenții (puterile) prin laturi. Prin metoda ascendent-descendent necunoscutele se obțin simultan în urma parcurgerii celor două etape.

Rezultatele de regim permanent prin metoda ascendent-descendent pentru modelul liniar al rețelei (consumatorii reprezentați prin curenți constanți, liniile și transformatoarele electrice modelate prin dipoli) se obțin prin parcurgerea o singură dată a celor două etape. În cazul modelului neliniar al rețelei (consumatorii reprezentați printr-o relație de forma (3.16), liniile electrice modelate prin schema în "π", respectiv transformatoarele prin schema în "Γ") obținerea rezultatelor de regim permanent se face în urma unui calcul iterativ. Testul de

convergență constă în compararea modului puterii aparente la nodul sursă între două iterații succesive sau modului tensiunii la nodurile consumatoare între două iterații succesive.

Algoritmul de calcul al regimului permanent prin metoda ascendent-descendent se compune din următorii pași de calcul [TR98]:

1. Ordonarea rețelei (stabilirea nodului și a laturii precedente pentru fiecare nod consumator) și inițializarea tensiunii nodurilor consumatoare cu valoarea tensiunii nodului sursă ( $S$ ):

$$\underline{U}_k^{(0)} = \underline{U}_S, \quad k = 1, 2, \dots, n, \quad k \neq S \quad (3.17)$$

2. Inițializarea procesului iterativ:  $p = 1$ ;
3. *Etapa ascendent*: parcurgerea rețelei de la nodurile terminale până la nodul sursă și efectuarea următoarelor operații:

- 3.1. Calculul curentului consumat în nodul  $k$  utilizând expresia puterii consumate dată de relația (3.6):

$$\underline{I}_k^{(p)} = \frac{\underline{S}_k^*}{\sqrt{3} \underline{U}_k^{(p-1)*}} \quad (3.18)$$

- 3.2. Calculul curentului prin latura precedentă nodului  $k$ :

$$\underline{I}_{ik}^{(p)} = \frac{1}{N_{ik}} \left( \underline{I}_k^{(p)} + \sum_{j \in Succ(k)} \underline{I}_{kj}^{(p)} \right) \quad (3.19)$$

în care:  $i$  este nodul precedent nodului  $k$ ;

$Succ(k)$  – mulțimea nodurilor succesoare nodului  $k$ ;

$N_{ik}$  – raportul de transformare al laturii  $i - k$  ( $N_{ik} = 1$  pentru linii).

4. *Etapa descendent*: calculul tensiunilor la noduri, parcurgând rețeaua de la nodul sursă până la nodurile terminale. Pentru iterația curentă  $p$ , considerând ordinea de parcurgere a unei laturi de la nodul  $i$  la nodul  $k$ , calculul se realizează astfel:

- 4.1. Calculul căderii de tensiune pe latura  $i - k$ :

$$\Delta \underline{U}_{ik}^{(p)} = \sqrt{3} \underline{Z}_{ik} \underline{I}_{ik}^{(p)} \quad (3.20)$$

- 4.2. Calculul tensiunii la nodul  $k$ :

$$\underline{U}_k^{(p)} = \frac{1}{N_{ik}} \left( \underline{U}_i^{(p)} - \Delta \underline{U}_{ik}^{(p)} \right) \quad (3.21)$$

5. Calculul puterii injectate în rețea de nodul sursă:

$$\underline{S}_S^{(p)} = \sqrt{3} \underline{U}_S \sum_{j \in Succ(S)} \underline{I}_{Sj}^{*(p)} \quad (3.22)$$

6. Dacă modelul rețelei este liniar sau dacă  $p > 1$  și  $\left| \underline{S}_S^{(p)} - \underline{S}_S^{(p-1)} \right| \leq \varepsilon$  se trece la pasul următor, altfel  $p = p + 1$  și se trece la pasul 3.

7. Calculul pierderilor de putere prin laturile rețelei.

### 3.3.3. Avantajele utilizării metodei ascendent-descendent

Metoda de calcul a regimului permanent de tip ascendent-descendent prezintă unele avantaje în comparație cu metodele globale de calcul, bazate pe utilizarea metodei tensiunilor nodale:

- pentru modelul nelinier al rețelei electrice, numărul de iterații necesar obținerii soluției finale este mai mic decât cel al metodelor Seidel-Gauss și Newton-Raphson, iar volumul de calcule pentru fiecare iterație este, de asemenea, mai redus;
- nu este necesară calcularea matricei admitanțelor nodale (timp și memorie de stocare suplimentare);
- introducerea cuplelor și a șunturilor (elemente de impedanță redusă) nu ridică nici o problemă asupra convergenței metodei.

### 3.4. Aplicații

#### 3.4.1. Linie electrică radială

Se consideră o linie electrică aeriană având tensiunea nominală de 0,4 kV, echipată cu conductoare din cupru având  $\rho = 0,017 \Omega\text{mm}^2/\text{m}$ , alimentată din sursa A (fig. 3.8).

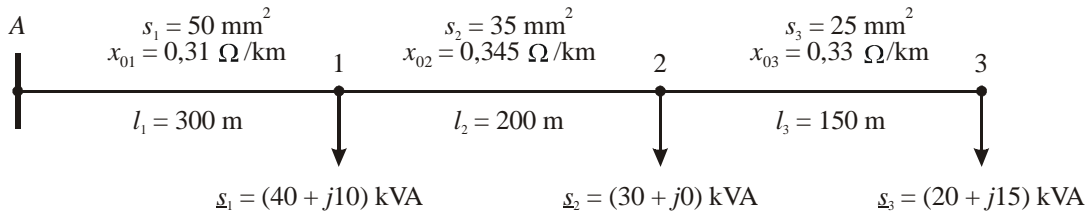


Fig. 3.8. Linie electrică radială cu trei consumatori.

Se cere:

- să se determine căderea maximă de tensiune;
- să se interpreteze rezultatul considerând căderea de tensiune admisibilă  $\varepsilon = 10\%$ .

Rezolvare

1) Calculul rezistențelor și reactanțelor tronsoanelor

$$r_1 = \rho \frac{l_1}{s_1} = 0,017 \frac{300}{50} = 0,102 \Omega \quad x_1 = x_{01} \cdot l_1 = 0,31 \cdot 300 \cdot 10^{-3} = 0,093 \Omega$$

$$r_2 = \rho \frac{l_2}{s_2} = 0,017 \frac{200}{35} = 0,097 \Omega \quad x_2 = x_{02} \cdot l_2 = 0,345 \cdot 200 \cdot 10^{-3} = 0,069 \Omega$$

$$r_3 = \rho \frac{l_3}{s_3} = 0,017 \frac{150}{25} = 0,102 \Omega \quad x_3 = x_{03} \cdot l_3 = 0,33 \cdot 150 \cdot 10^{-3} = 0,05 \Omega$$

Căderile de tensiune pe tronsoanele rețelei pot fi calculate în funcție de circulația de curenți sau în funcție de circulația de puteri.

3.1) Calculul curenților la consumatori (tensiunea la consumatori se consideră egală cu tensiunea nominală)

$$\underline{s} = \sqrt{3} \underline{U}_i \underline{i}_i^* \Rightarrow \underline{i}_i = \frac{\underline{s}_i^*}{\sqrt{3} \underline{U}_i^*} \cong \frac{\underline{s}_i^*}{\sqrt{3} U_n} = \frac{p_i - jq_i}{\sqrt{3} U_n}$$

$$\underline{i}_1 = \frac{p_1 - jq_1}{\sqrt{3} U_n} = \frac{40 - j10}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = (57,74 - j14,43) \text{ A}$$

$$\underline{i}_2 = \frac{p_2 - jq_2}{\sqrt{3} U_n} = \frac{30}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 43,3 \text{ A}$$

$$\underline{i}_3 = \frac{p_3 - jq_3}{\sqrt{3} U_n} = \frac{20 - j15}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = (28,88 - j21,65) \text{ A}$$

3.2) Calculul circulației de curenți prin tronsoane (fig. 3.9)

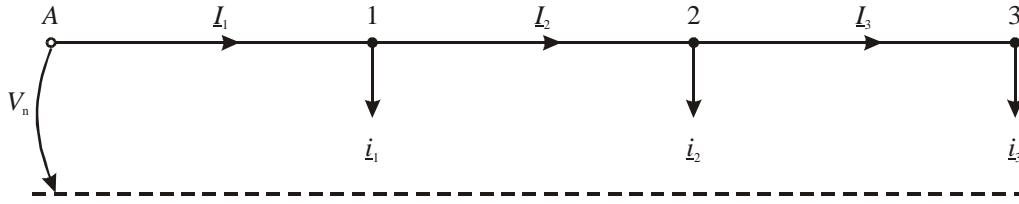


Fig. 3.9. Circulația de curenți prin tronsoanele liniei electrice radiale cu trei consumatori.

$$\begin{aligned} \underline{I}_3 &= \underline{i}_3 = (28,88 - j21,65) \text{ A} \\ \underline{I}_2 &= \underline{I}_3 + \underline{i}_2 = (72,18 - j21,65) \text{ A} \\ \underline{I}_1 &= \underline{I}_2 + \underline{i}_1 = (129,92 - j36,08) \text{ A} \end{aligned}$$

3.3) Calculul căderii maxime de tensiune

$$\begin{aligned} \Delta V_{A3} &= r_1 I_{1a} + x_1 I_{1r} + r_2 I_{2a} + x_2 I_{2r} + r_3 I_{3a} + x_3 I_{3r} = \\ &= 0,102 \cdot 129,92 + 0,093 \cdot 36,08 + 0,097 \cdot 72,18 + 0,069 \cdot 21,65 + 0,102 \cdot 28,88 + 0,05 \cdot 21,65 = 29,13 \text{ V} \\ \delta V_{A3} &= x_1 I_{1a} - r_1 I_{1r} + x_2 I_{2a} - r_2 I_{2r} + x_3 I_{3a} - r_3 I_{3r} = \\ &= 0,093 \cdot 129,92 - 0,102 \cdot 36,08 + 0,069 \cdot 72,18 - 0,097 \cdot 21,65 + 0,05 \cdot 28,88 - 0,102 \cdot 21,65 = 10,52 \text{ V} \\ DV_{A3} &= \Delta V_{A3} + \frac{(\delta V_{A3})^2}{2 \cdot V_n} = 29,13 + \frac{10,52^2}{2 \cdot 230} = 29,37 \text{ V} \end{aligned}$$

3.1) Calculul circulației de puteri prin tronsoane (se neglijează pierderile de putere prin tronsoane), (fig. 3.10)

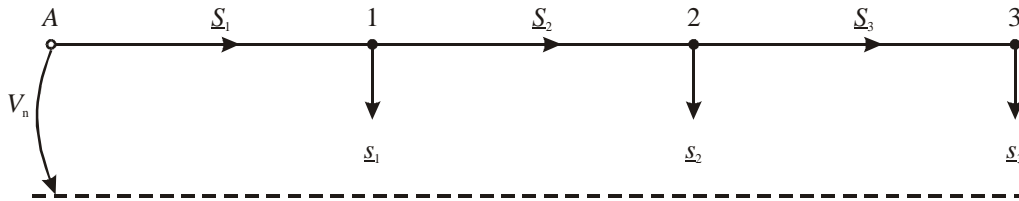


Fig. 3.10. Circulația de puteri prin tronsoanele liniei electrice radiale cu trei consumatori.

$$\begin{aligned} \underline{S}_3 &= \underline{s}_3 = (20 + j15) \text{ kVA} \\ \underline{S}_2 &= \underline{S}_3 + \underline{s}_2 = (50 + j15) \text{ kVA} \\ \underline{S}_1 &= \underline{S}_2 + \underline{s}_1 = (90 + j25) \text{ kVA} \end{aligned}$$

3.3) Calculul căderii maxime de tensiune

$$\begin{aligned} \Delta U_{A3} &= \frac{r_1 P_{1a} + x_1 Q_{1r} + r_2 P_{2a} + x_2 Q_{2r} + r_3 P_{3a} + x_3 Q_{3r}}{U_n} = \\ &= \frac{0,102 \cdot 90 + 0,093 \cdot 25 + 0,097 \cdot 50 + 0,069 \cdot 15 + 0,102 \cdot 20 + 0,05 \cdot 15}{0,4} = 50,45 \text{ V} \\ \delta U_{A3} &= \frac{x_1 P_{1a} - r_1 Q_{1r} + x_2 P_{2a} - r_2 Q_{2r} + x_3 P_{3a} - r_3 Q_{3r}}{U_n} = \\ &= \frac{0,093 \cdot 90 - 0,102 \cdot 25 + 0,069 \cdot 50 - 0,097 \cdot 15 + 0,05 \cdot 20 - 0,102 \cdot 15}{0,4} = 18,21 \text{ V} \\ DU_{A3} &= \Delta U_{A3} + \frac{(\delta U_{A3})^2}{2 \cdot U_n} = 50,45 + \frac{18,21^2}{2 \cdot 400} = 50,86 \text{ V} \end{aligned}$$

5) Calculul căderii admisibile de tensiune

$$\Delta V_{adm} = \frac{\varepsilon}{100} V_n = \frac{10}{100} 230 = 23 \text{ V} \quad \Delta U_{adm} = \frac{\varepsilon}{100} U_n = \frac{10}{100} 400 = 40 \text{ V}$$

6) Interpretare rezultate

$$DV_{A3} > \Delta V_{adm} \Rightarrow \text{rețeaua nu este corect dimensionată la căderea de tensiune.}$$

$$DU_{A3} > \Delta U_{adm}$$

### 3.4.2. Linie electrică arborescentă

Se consideră o rețea trifazată cu tensiunea nominală de 0,4 kV, alimentată din punctul A, cu conductoare din cupru având  $\rho = 0,017 \Omega\text{mm}^2/\text{m}$  (fig. 3.11).

Să se determine căderea maximă de tensiune considerând că sarcinile sunt rezistive.

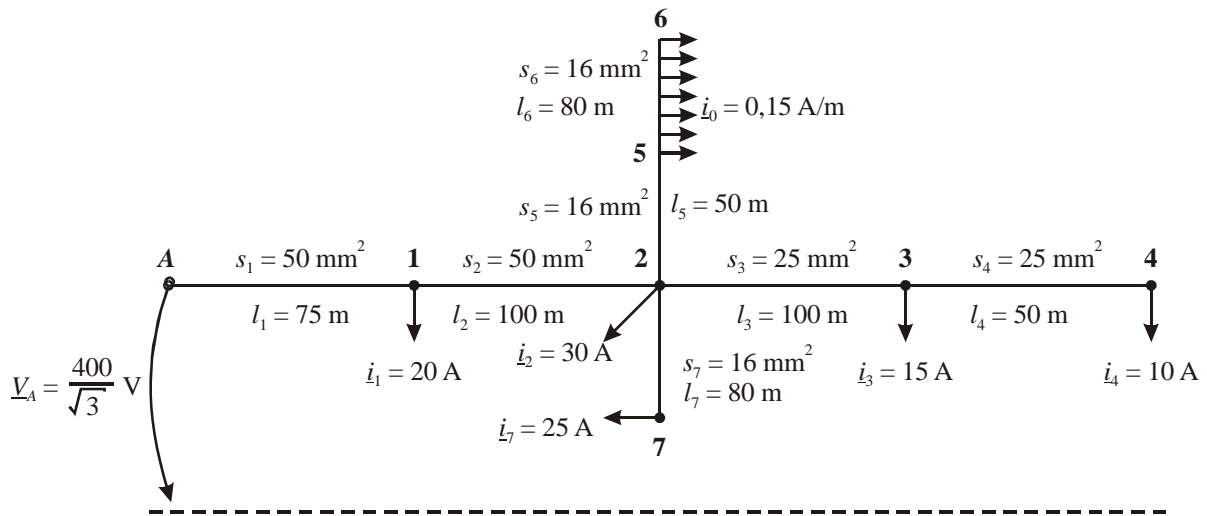


Fig. 3.11. Linie electrică arborescentă.

Rezolvare

1) Calculul rezistențelor tronsoanelor

$$r_1 = \rho \frac{l_1}{s_1} = 0,017 \frac{75}{50} = 0,0255 \Omega \quad r_4 = \rho \frac{l_4}{s_4} = 0,017 \frac{50}{25} = 0,034 \Omega$$

$$r_2 = \rho \frac{l_2}{s_2} = 0,017 \frac{100}{50} = 0,034 \Omega \quad r_5 = \rho \frac{l_5}{s_5} = 0,017 \frac{50}{16} = 0,0531 \Omega$$

$$r_3 = \rho \frac{l_3}{s_3} = 0,017 \frac{100}{25} = 0,068 \Omega \quad r_{06} = \frac{\rho}{s_6} = \frac{0,017}{16} = 0,00106 \Omega/\text{m}$$

$$r_7 = \rho \frac{l_7}{s_7} = 0,017 \frac{80}{16} = 0,085 \Omega$$

2) Calculul curenților prin tronsoane (fig. 3.12)

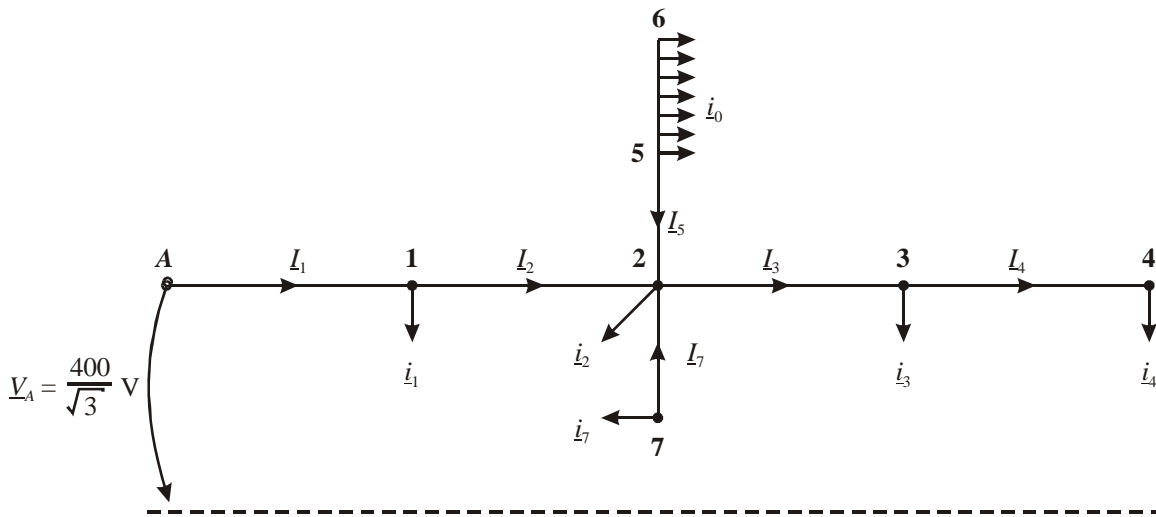


Fig. 3.12. Circulația de curenți prin tronsoanele liniei electrice arborescente.

$$\begin{aligned} I_4 &= i_4 = 10\text{A} \\ I_3 &= I_4 + i_3 = 25\text{A} \\ I_5 &= i_0 \cdot l_6 = 12\text{A} \\ I_7 &= i_7 = 25\text{A} \\ I_2 &= I_3 + I_5 + I_7 + i_2 = 92\text{A} \\ I_1 &= I_2 + i_1 = 112\text{A} \end{aligned}$$

### 3) Calculul căderilor de tensiune

Deoarece curenții prin tronsoane au doar parte activă și se neglijează reactanța tronsoanelor, componentele căderilor de tensiune rezultă:

$$\begin{cases} \Delta V = rI_a + xI_r = rI_a \\ \delta V = xI_a - rI_r = 0 \end{cases} \Rightarrow \begin{cases} \Delta V_{A-2} = r_1 I_{1a} + r_2 I_{2a} = 0,0255 \cdot 112 + 0,034 \cdot 92 = 5,98 \text{ V} \\ \Delta V_{2-4} = r_3 I_{3a} + r_4 I_{4a} = 0,068 \cdot 25 + 0,034 \cdot 10 = 2,04 \text{ V} \\ \Delta V_{2-6} = r_5 I_{5a} + r_{06} i_0 \frac{l_6^2}{2} = 0,0531 \cdot 12 + 0,00106 \cdot 0,15 \cdot \frac{80^2}{2} = 1,15 \text{ V} \\ \Delta V_{2-7} = r_7 I_{7a} = 0,085 \cdot 25 = 2,13 \text{ V} \end{cases}$$

Din compararea rezultatelor obținute anterior, se observă că valoarea maximă a căderii de tensiune se înregistrează între nodurile A și 7:

$$\Delta V_{A-7} = \Delta V_{A-2} + \Delta V_{2-7} = 5,98 + 2,13 = 8,11 \text{ V}$$

**Observație:** Pentru tronsonul 5-6 căderea de tensiune se calculează considerând curentul întregului tronson concentrat la mijlocul tronsonului:

$$\Delta V = \frac{r_0 l}{2} l i_0 = \frac{r_0 l^2 i_0}{2}$$

### 3.4.3. Rețea electrică de repartiriție radială

Se consideră o stație de transformare B, în care sunt instalate două transformatoare având puterea nominală aparentă 10 MVA, alimentată din centrala A prin două linii electrice aeriene de 110 kV (fig. 3.13). Prizele pentru reglarea tensiunii transformatoarelor stației B sunt amplasate pe înfășurările de înaltă tensiune și funcționează pe plotul  $n_p = -2$  (tensiunea procentuală pe priză este  $\Delta u = 1,78\%$ ). Tensiunea nominală a înfășurărilor secundare ale transformatoarelor este de 22 kV. Sarcina totală pe barele de 20 kV ale stației B este de 15,5 MVA, din care 14



MVA consum local iar 1,5 MVA se transportă, printr-o linie aeriană de 20 kV în punctul C al rețelei. Caracteristicile liniilor, transformatoarelor și sarcinile sunt indicate pe schemă.

Să se determine tensiunea în punctul C al rețelei, dacă pe barele centralei A tensiunea are valoarea 114,4 kV. Se neglijează pierderile de putere în linii și transformatoare și componenta transversală a căderii de tensiune. Se consideră că cele două linii dintre centrala A și stația B, respectiv transformatoarele din stația B, funcționează în paralel.

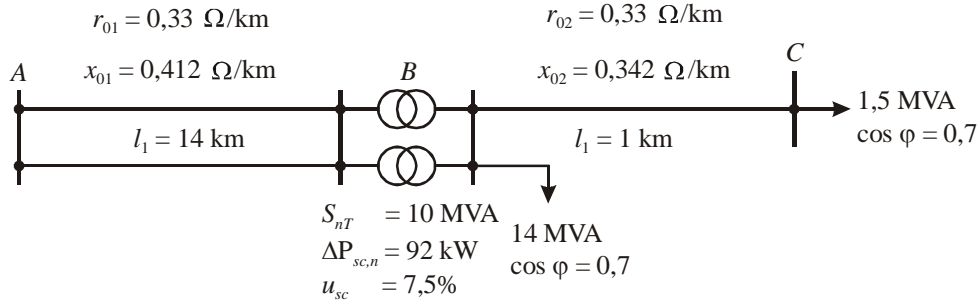


Fig. 3.13. Rețea electrică de repartiție radială.

Rezolvare

1) Schema echivalentă monofilară (fig. 3.14)

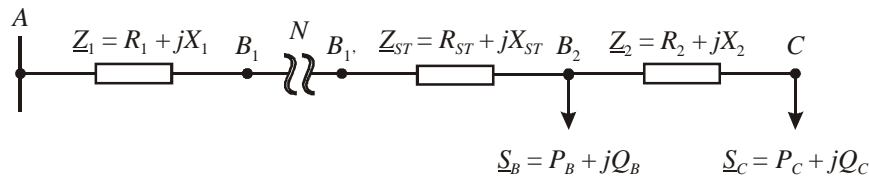


Fig. 3.14. Schema electrică monofilară a rețelei electrice de repartiție.

2) Calculul parametrilor schemei echivalente

$$R_1 = \frac{1}{2} r_{01} \cdot l_1 = \frac{1}{2} \cdot 0,33 \cdot 14 = 2,31 \Omega \quad X_1 = \frac{1}{2} x_{01} \cdot l_1 = \frac{1}{2} \cdot 0,412 \cdot 14 = 2,884 \Omega$$

$$R_2 = r_{02} \cdot l_2 = 0,33 \cdot 1 = 0,33 \Omega \quad X_2 = x_{02} \cdot l_2 = 0,342 \cdot 1 = 0,342 \Omega$$

$$R_{ST} = \frac{1}{2} \cdot \frac{\Delta P_{sc} \cdot U_{n,MT}^2}{S_{nT}^2} = \frac{1}{2} \cdot \frac{92 \cdot 22^2}{10^2} \cdot 10^{-3} = 0,223 \Omega$$

$$Z_{ST} = \frac{1}{2} \cdot \frac{u_{sc}}{100} \cdot \frac{U_{n,MT}^2}{S_{nT}} = \frac{1}{2} \cdot \frac{7,5}{100} \cdot \frac{22^2}{10} = 1,815 \Omega$$

$$X_{ST} = \sqrt{Z_{ST}^2 - R_{ST}^2} = \sqrt{1,815^2 - 0,223^2} = 1,801 \Omega$$

**Observație:** Parametrii transformatoarelor au fost raportați la tensiunea nominală a înfășurării fixe ( $U_{n,MT}$ ).

3) Calculul puterilor consumate

$$P_B = S_B \cdot \cos \varphi = 14 \cdot 0,7 = 9,8 \text{ MW}$$

$$P_C = S_C \cdot \cos \varphi = 1,5 \cdot 0,7 = 1,05 \text{ MW}$$

$$Q_B = \sqrt{S_B^2 - P_B^2} = \sqrt{14^2 - 9,8^2} = 10 \text{ MVar}$$

$$Q_C = \sqrt{S_C^2 - P_C^2} = \sqrt{1,5^2 - 1,05^2} = 1,07 \text{ MVar}$$

4) Calculul raportului de transformare

$$N = \frac{U_{n,MT}}{U_{n,IT} \left( 1 + n_p \cdot \frac{\Delta u}{100} \right)} = \frac{22}{110 \left( 1 - 2 \cdot \frac{1,78}{100} \right)} = 0,207$$

5) Calculul circulației de puteri prin tronsoanele rețelei (se neglijează pierderile de putere), (fig. 3.15)

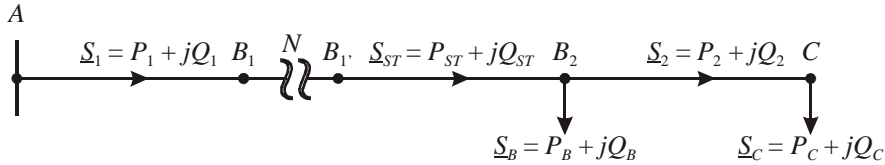


Fig. 3.15. Circulația de curenți prin tronsoanele rețelei electrice de repartiție.

$$\underline{S}_2 = \underline{S}_C = (1,05 + j1,07) \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_1 = \underline{S}_{ST} = \underline{S}_2 + \underline{S}_B = (10,85 + j11,07) \text{ MVA}$$

6) Calculul căderilor de tensiune (se neglijează componenta transversală a căderilor de tensiune)

$$\Delta \underline{U} = \Delta U + j\delta U \cong \Delta U = \frac{R \cdot P + X \cdot Q}{U}$$

$$\Delta U_1 = \frac{R_1 \cdot P_1 + X_1 \cdot Q_1}{U_A} = \frac{2,31 \cdot 10,85 + 2,884 \cdot 11,07}{114,4} = 0,498 \text{ kV}$$

$$U_{B1} = U_A - \Delta U_1 = 114,4 - 0,498 = 113,902 \text{ kV}$$

$$U_{B1'} = N \cdot U_{B1} = 0,207 \cdot 113,902 = 23,578 \text{ kV}$$

$$\Delta U_{ST} = \frac{R_{ST} \cdot P_{ST} + X_{ST} \cdot Q_{ST}}{U_{B1'}} = \frac{0,223 \cdot 10,85 + 1,801 \cdot 11,07}{23,578} = 0,948 \text{ kV}$$

$$U_{B2} = U_{B1'} - \Delta U_{ST} = 23,578 - 0,948 = 22,63 \text{ kV}$$

$$\Delta U_2 = \frac{R_2 \cdot P_2 + X_2 \cdot Q_2}{U_{B2}} = \frac{0,33 \cdot 1,05 + 0,342 \cdot 1,07}{22,63} = 0,031 \text{ kV}$$

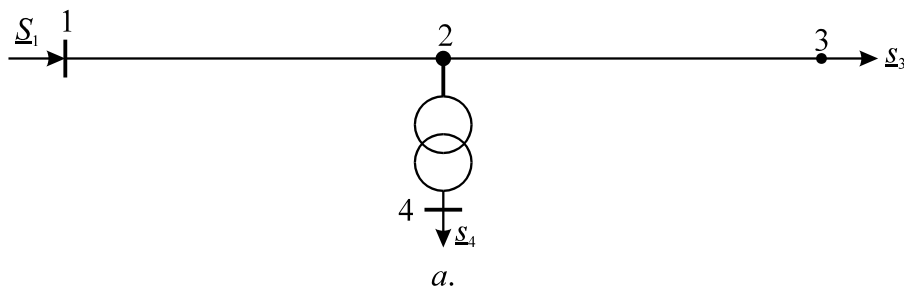
$$U_C = U_{B2} - \Delta U_2 = 22,63 - 0,031 = 22,599 \text{ kV}$$

### 3.4.4. Utilizarea metodei ascendent-descendent pentru o rețea electrică de distribuție

Se consideră rețeaua electrică radială (arborescentă) din figura 3.16,a pentru care sunt cunoscute:

- tensiunea nodului sursă  $\underline{U}_1 = 20 \text{ kV}$  ;
- puterile aparente complexe la consumatori:  $\underline{s}_2 = 0 \text{ kVA}$ ,  $\underline{s}_3 = (250 + j150) \text{ kVA}$  și  $\underline{s}_4 = (75 + j50) \text{ kVA}$ .

Schema monofilară a rețelei electrice, împreună cu parametrii laturilor, este prezentată în figura 3.16,b.



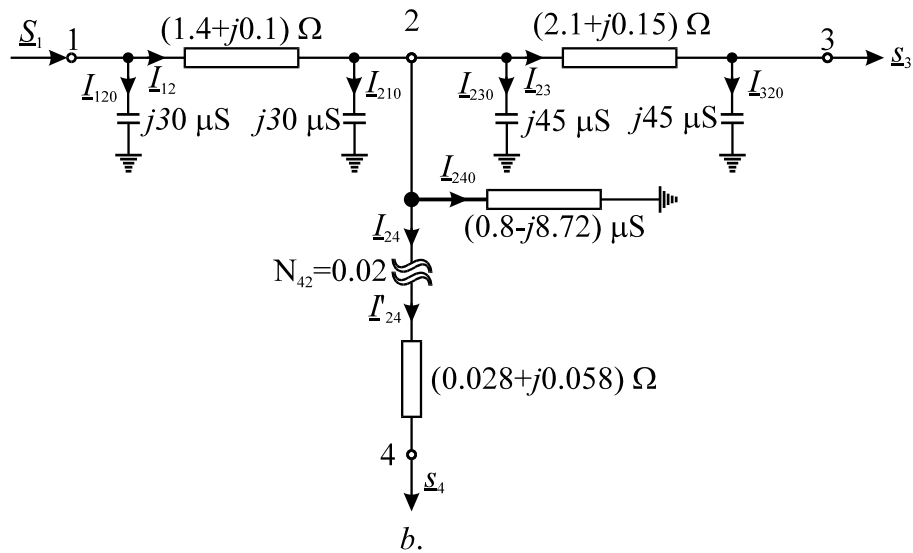


Fig. 3.16. a. Rețea electrică de distribuție; b. schema monofilară.

Pentru această rețea se cere determinarea tensiunilor la nodurile consumatoare ( $\underline{U}_2, \underline{U}_3$  și  $\underline{U}_4$ ) și circulația de curenți prin tronsoane.

*Rezolvare*

Pentru simplificare, în calcule se vor utiliza tensiunile între faze. Valorile inițiale ale tensiunilor la nodurile consumatoare sunt:

$$\underline{U}_2^{(0)} = \underline{U}_3^{(0)} = \underline{U}_1 = 20 \text{ kV}$$

$$\underline{U}_4^{(0)} = N_{42} \underline{U}_1 = 0.2 \cdot 20 = 0.4 \text{ kV}$$

În continuare, sunt prezentate calculele doar pentru prima iterație, rezultatele calculului iterativ fiind centralizate în tabelul 3.1.

**Etapa ascendent**

*Calculul curentului prin latura 2-3*

$$\underline{i}_3^{(1)} = \frac{\underline{s}_3^*}{\sqrt{3} \underline{U}_3^{(0)*}} = \frac{(250 - j150) \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 20 \cdot 10^3} = (7.217 - j4.330) \text{ A}$$

$$\underline{I}_{320}^{(1)} = y_{320} \frac{\underline{U}_3^{(0)}}{\sqrt{3}} = j45 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{20 \cdot 10^3}{\sqrt{3}} = j0.520 \text{ A}$$

$$\underline{I}_{23}^{(1)} = \underline{i}_3^{(1)} + \underline{I}_{320}^{(1)} = (7.217 - j3.810) \text{ A}$$

*Calculul curentului prin latura 2-4*

$$\underline{i}_4^{(1)} = \frac{\underline{s}_4^*}{\sqrt{3} \underline{U}_4^{(0)*}} = \frac{(75 - j50) \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 0.4 \cdot 10^3} = (108.253 - j72.169) \text{ A}$$

$$\underline{I}_{24}^{(1)} = \underline{i}_4^{(1)} = (108.253 - j72.169) \text{ A}$$

$$\underline{I}_{24}^{(1)} = N_{42} \underline{I}_{24}^{(1)} = 0.02(108.253 - j72.169) = (2.165 - j1.443) \text{ A}$$

*Calculul curentului prin latura 1-2*

$$\underline{i}_2^{(1)} = \frac{\underline{s}_2^*}{\sqrt{3}\underline{U}_2^{(0)*}} = 0 \text{ A}$$

$$\underline{I}_{210}^{(1)} = \underline{y}_{210} \frac{\underline{U}_2^{(0)}}{\sqrt{3}} = j30 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{20 \cdot 10^3}{\sqrt{3}} = j0.346 \text{ A}$$

$$\underline{I}_{230}^{(1)} = \underline{y}_{230} \frac{\underline{U}_2^{(0)}}{\sqrt{3}} = j45 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{20 \cdot 10^3}{\sqrt{3}} = j0.520 \text{ A}$$

$$\underline{I}_{240}^{(1)} = \underline{y}_{240} \frac{\underline{U}_2^{(0)}}{\sqrt{3}} = (0.8 - j8.72) \cdot 10^{-6} \cdot \frac{20 \cdot 10^3}{\sqrt{3}} = (0.009 - j0.101) \text{ A}$$

$$\underline{I}_{12}^{(1)} = \underline{i}_2^{(1)} + \underline{I}_{23}^{(1)} + \underline{I}_{230}^{(1)} + \underline{I}_{24}^{(1)} + \underline{I}_{240}^{(1)} + \underline{I}_{210}^{(1)} = (9.391 - j4.488) \text{ A}$$

**Etapa descendent**

*Calculul tensiunii la nodul 2*

$$\Delta \underline{U}_{12}^{(1)} = \sqrt{3} \underline{z}_{12} \underline{I}_{12}^{(1)} = \sqrt{3} (1.4 + j0.1) (9.391 - j4.488) \cdot 10^{-3} = (0.024 - j0.009) \text{ kV}$$

$$\underline{U}_2^{(1)} = \underline{U}_1 - \Delta \underline{U}_{12}^{(1)} = 20 - (0.024 - j0.009) = (19.976 + j0.009) \text{ kV}$$

*Calculul tensiunii la nodul 3*

$$\Delta \underline{U}_{23}^{(1)} = \sqrt{3} \underline{z}_{23} \underline{I}_{23}^{(1)} = \sqrt{3} (2.1 + j0.15) (7.217 - j3.810) \cdot 10^{-3} = (0.027 - j0.012) \text{ kV}$$

$$\underline{U}_3^{(1)} = \underline{U}_2^{(1)} - \Delta \underline{U}_{23}^{(1)} = (19.976 + j0.009) - (0.027 - j0.012) = (19.949 - j0.021) \text{ kV}$$

*Calculul tensiunii la nodul 4*

$$\Delta \underline{U}_{24}^{(1)} = \sqrt{3} \underline{z}_{24} \underline{I}_{24}^{(1)} = \sqrt{3} (0.028 + j0.058) (108.253 - j72.169) \cdot 10^{-3} = (0.013 + j0.007) \text{ kV}$$

$$\underline{U}_4^{(1)} = \underline{U}_3^{(1)} - \Delta \underline{U}_{24}^{(1)} = (19.949 - j0.021) - (0.013 + j0.007) = (0.386 - j0.007) \text{ kV}$$

*Calculul puterii injectate la nodul sursă*

$$\underline{I}_{120}^{(1)} = \underline{y}_{120} \frac{\underline{U}_1}{\sqrt{3}} = j30 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{20 \cdot 10^3}{\sqrt{3}} = j0.346 \text{ A}$$

$$\underline{S}_1^{(1)} = \sqrt{3} \underline{U}_1 (\underline{I}_{12}^{(1)} + \underline{I}_{120}^{(1)})^* = \sqrt{3} \cdot 20 \cdot (9.391 - j4.142) = (325.314 + j143.483) \text{ kVA}$$

$$S_1^{(1)} = 355.551 \text{ kVA}$$

Tabelul 3.1. Rezultate proces iterativ

| Mărimă                                  | UM   | Iterația 1          | Iterația 2          | Iterația 3          |
|---|------|---------------------|---------------------|---------------------|
| $\underline{i}_3$                       | [A]  | $7.217 - j4.330$    | $7.240 - j4.334$    | $7.240 - j4.334$    |
| $\underline{I}_{320}$                   | [A]  | $j0.520$            | $0.001 + j0.518$    | $0.001 + j0.518$    |
| $\underline{I}_{23}$                    | [A]  | $7.217 - j3.810$    | $7.241 - j3.816$    | $7.241 - j3.816$    |
| $\underline{I}'_{24} = \underline{i}_4$ | [A]  | $108.253 - j72.169$ | $113.498 - j72.728$ | $113.681 - j72.430$ |
| $\underline{I}_{24}$                    | [A]  | $2.165 - j1.443$    | $2.270 - j1.455$    | $2.274 - j1.455$    |
| $\underline{i}_2$                       | [A]  | 0                   | 0                   | 0                   |
| $\underline{I}_{210}$                   | [A]  | $j0.346$            | $j0.346$            | $j0.346$            |
| $\underline{I}_{230}$                   | [A]  | $j0.520$            | $j0.519$            | $j0.519$            |
| $\underline{I}_{240}$                   | [A]  | $0.009 - j0.101$    | $0.009 - j0.101$    | $0.009 - j0.101$    |
| $\underline{I}_{12}$                    | [A]  | $9.391 - j4.488$    | $9.520 - j4.507$    | $9.524 - j4.507$    |
| $\Delta \underline{U}_{12}$             | [kV] | $0.024 - j0.009$    | $0.024 - j0.009$    | $0.024 - j0.009$    |

*Calculul electric al rețelelor electrice radiale*

|                             |       |                      |                      |                      |
|-----------------------------|-------|----------------------|----------------------|----------------------|
| $\underline{U}_2$           | [kV]  | $19.976 + j0.009$    | $19.976 + j0.009$    | $19.976 + j0.009$    |
| $\Delta \underline{U}_{23}$ | [kV]  | $0.027 - j0.012$     | $0.027 - j0.012$     | $0.027 - j0.012$     |
| $\underline{U}_3$           | [kV]  | $19.949 - j0.021$    | $19.949 - j0.021$    | $19.949 - j0.021$    |
| $\Delta \underline{U}_{24}$ | [kV]  | $0.013 + j0.007$     | $0.013 + j0.008$     | $0.013 + j0.008$     |
| $\underline{U}_4$           | [kV]  | $0.386 - j0.007$     | $0.386 - j0.008$     | $0.386 - j0.008$     |
| $\underline{S}_1$           | [kVA] | $325.314 + j143.483$ | $329.782 + j144.141$ | $329.921 + j144.141$ |
| $S_1$                       | [kVA] | 355.551              | 359.907              | 360.021              |

*Comentarii:* Rezultatele de regim permanent s-au obținut după efectuarea a trei iterații prin metoda ascendent-descendent. Diferența între tensiuni la iterația a treia față de iterația a doua este mai mică decât 0.001 kV iar diferența puterii aparente la nodul sursă este de 0.1 kVA. Aceleași rezultatele de regim permanent au fost obținute prin metodele Seidel-Gauss (după 12 iterații) și Newton-Raphson (după 3 iterații).



Linia electrică alimentată de la două capete poate fi asimilată cu o linie electrică alimentată de la un singur capăt (de exemplu A), celălalt nod sursă (B) putând fi asimilat cu un nod consumator a cărui curent este considerat cu semn schimbat (fig. 4.2):

$$\dot{i}_{n+1} = -\underline{I}_B \quad (4.2)$$

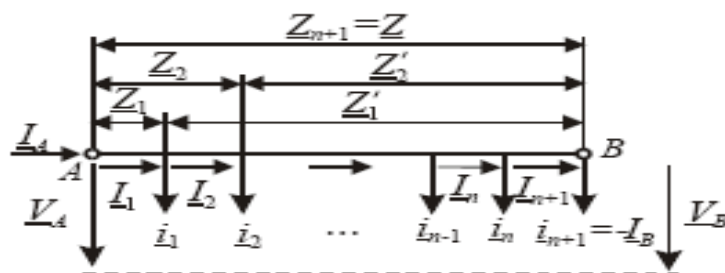


Fig. 4.2. Rețea electrică alimentată de la două capete în care nodul sursă B este asimilat cu nod consumator.

Pentru această rețea se exprimă căderea de tensiune dintre nodurile A și B:

$$\Delta \underline{V}_{AB} = \sum_{k=1}^{n+1} \underline{Z}_k \underline{I}_k = \sum_{k=1}^{n+1} \underline{Z}_k \dot{i}_k \quad (4.3)$$

Din relația anterioară se reține a doua formă:

$$\Delta \underline{V}_{AB} = \sum_{k=1}^{n+1} \underline{Z}_k \dot{i}_k = \sum_{k=1}^n \underline{Z}_k \dot{i}_k + \underline{Z}_{n+1} \dot{i}_{n+1} \quad (4.4)$$

Ținând seama de faptul că:

$$\begin{aligned} \underline{Z}_{n+1} &= \underline{Z}_{AB} \\ \dot{i}_{n+1} &= -\underline{I}_B \end{aligned} \quad (4.5)$$

relația (4.4) devine:

$$\Delta \underline{V}_{AB} = \sum_{k=1}^n \underline{Z}_k \dot{i}_k - \underline{Z}_{AB} \underline{I}_B \Rightarrow \underline{I}_B = \frac{\sum_{k=1}^n \underline{Z}_k \dot{i}_k}{\underline{Z}_{AB}} - \frac{\Delta \underline{V}_{AB}}{\underline{Z}_{AB}} \quad (4.6)$$

Analog se poate deduce expresia curentului la nodul A:

$$\underline{I}_A = \frac{\sum_{k=1}^n \underline{Z}'_k \dot{i}_k}{\underline{Z}_{AB}} + \frac{\Delta \underline{V}_{AB}}{\underline{Z}_{AB}} \quad (4.7)$$

În expresiile anterioare se introduc notațiile:

$$\dot{i}_A = \frac{\sum_{k=1}^n \underline{Z}'_k \dot{i}_k}{\underline{Z}_{AB}}; \quad \dot{i}_B = \frac{\sum_{k=1}^n \underline{Z}_k \dot{i}_k}{\underline{Z}_{AB}}; \quad \underline{I}_{AB} = \frac{\Delta \underline{V}_{AB}}{\underline{Z}_{AB}} = \frac{V_A - V_B}{\underline{Z}_{AB}} \quad (4.8)$$

și se obțin expresiile curenților la cele două noduri de alimentare (fig. 4.3):

$$\begin{cases} \underline{I}_A = \dot{i}_A + \underline{I}_{AB} \\ \underline{I}_B = \dot{i}_B - \underline{I}_{AB} \end{cases} \quad (4.9)$$

Curenții  $\dot{i}_A$  și  $\dot{i}_B$  depind de impedanțele cumulate ale tronsoanelor și de curenții de la consumator. Curentul  $\underline{I}_{AB}$  depinde de impedanța cumulată a rețelei  $\underline{Z}_{AB}$  și de diferențele de

potențial a tensiunilor celor două surse. Acest curent nu depinde de curenții la consumator motiv pentru care se numește curent de mers în gol sau curent de echilibrare și produce încărcarea unei surse în detrimentul celeilalte surse. Curentul  $\underline{I}_{AB}$  produce, în general, pierderi suplimentare de putere și energie. În exploatare se urmărește, de obicei, funcționarea cu tensiuni egale la cele două noduri de alimentare  $\underline{V}_A = \underline{V}_B \Rightarrow \underline{I}_{AB} = 0$ .

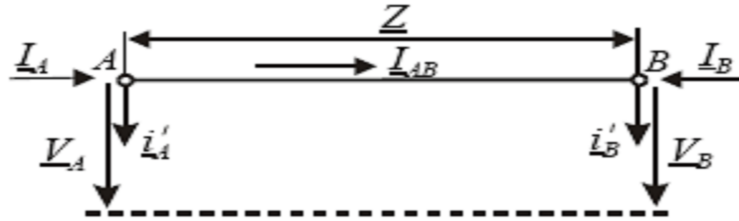


Fig. 4.3. Schema electrică cu sarcinile aruncate la noduri.

În cazul în care consumatorii sunt reprezentați prin puteri constante  $\underline{S}_1, \underline{S}_2, \dots, \underline{S}_k, \dots, \underline{S}_n$ , puterile injectate de cele două surse se determină cu relațiile:

$$\underline{S}_A = \frac{\sum_{k=1}^n \underline{Z}_k \underline{S}_k}{\underline{Z}_{AB}} + \sqrt{3} \underline{U}_A \underline{I}_{AB}^* \quad (4.10)$$

$$\underline{S}_B = \frac{\sum_{k=1}^n \underline{Z}_k \underline{S}_k}{\underline{Z}_{AB}} - \sqrt{3} \underline{U}_B \underline{I}_{AB}^*$$

În relațiile anterioare s-au neglijat pierderile de putere pe tronsoanele liniei.

Din analiza circulației de curenți / puteri prin rețeaua simplu buclată se observă că există un nod (fie nodul  $k$ ) care primește curent / putere de la ambele surse (fig. 4.4).

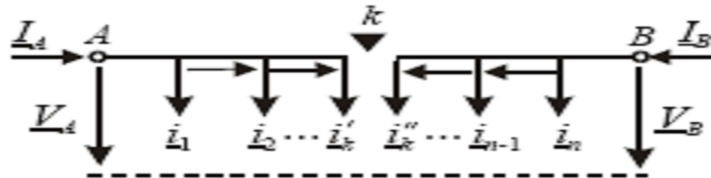


Fig. 4.4. Reprezentarea rețelei alimentată de la ambele capete sub forma a două rețele radiale.

Nodul  $k$  se numește nod de separare a curenților, respectiv a puterilor și are proprietatea ca nivelul de tensiune este cel mai scăzut din întreaga rețea. În nodul de separare a curenților / puterilor rețeaua electrică poate fi separata fictiv în două subrețele radiale. Pentru aceste subrețele, calculul rețelei de tensiune se poate face fără dificultate.

### 4.3. Calculul electric al rețelelor complex buclate

Acest calcul se utilizează în cel puțin două situații:

- 1) La dimensionare, atunci când cunoscând caracteristicile consumatorilor și topologia rețelei se urmărește dimensionarea secțiunii conductoarelor liniilor electrice;
- 2) În exploatare, atunci când se cunosc parametrii rețelei și caracteristicile consumatorilor și se urmărește determinarea circulației de curenți / puteri prin tronsoanele rețelei și a tensiunilor la noduri.

Rezolvarea problemei în exploatare se poate face prin metode de transfigurare sau prin metode globale (matriciale) de calcul.



### 4.3.1. Metode de transfigurare

În principiu există două etape de calcul:

1) Prima etapă constă în simplificarea succesivă a rețelei complex buclată până ce se ajunge la o rețea simplă (de exemplu la o linie alimentată la ambele capete sau numai de la un capăt) pentru care determinarea distribuției curenților sau puterilor nu prezintă dificultăți.

2) O dată cunoscută distribuția în această schemă simplă, în a doua etapă se determină, prin transformări inverse, distribuția curenților / puterilor atât în schemele intermediare cât și în schema inițială.

#### Aruncarea sarcinilor la noduri

Compunerea ramurilor conectate în paralel impune ca sarcinile să fie situate numai la capetele acestora, în noduri. Dacă sarcinile sunt conectate oriunde de-a lungul ramurilor, se procedează mai întâi la aruncarea (mutarea) lor la capete, cu condiția păstrării constante a căderii de tensiune, atât în schema inițială cât și în cea transformată.

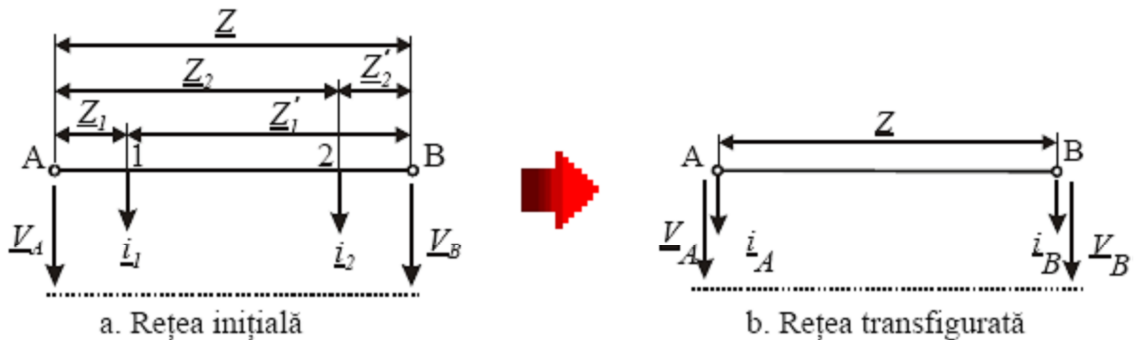


Fig. 4.5. Schemă de rețea electrică pentru aruncarea sarcinilor la noduri.

Pentru aruncarea la capete a celor doi curenți  $i_1$  și  $i_2$  din figura 4.5, a, se determină două sarcini  $i_A$  și  $i_B$  aplicate la extremitățile liniei în rețeaua transformată (fig. 4.5, b), astfel încât să se obțină aceeași cădere de tensiune ca și în rețeaua inițială:

$$\left. \begin{aligned} \Delta V_{AB} &= Z_1 i_1 + Z_2 i_2 = Z i_B \\ \Delta V_{BA} &= Z_1' i_1 + Z_2' i_2 = Z i_A \end{aligned} \right\} \Rightarrow \begin{aligned} i_A &= \frac{Z_1' i_1 + Z_2' i_2}{Z} = \frac{\sum_{k=1}^n Z_k' i_k}{Z} \\ i_B &= \frac{Z_1 i_1 + Z_2 i_2}{Z} = \frac{\sum_{k=1}^n Z_k i_k}{Z} \end{aligned} \quad (4.11)$$

unde  $Z_1, Z_2, \dots, Z_k$  și respectiv  $Z_1', Z_2', \dots, Z_k'$  reprezintă impedențele tronsoanelor de la cele două capete (extremități) până la punctele de conectare a celor  $k$  sarcini.

În cazul particular al mutării unui singur consumator situat la o distanță  $Z_\lambda$  față de capătul A și la  $Z_\lambda'$  față de punctul B (fig. 4.6 a, b), relațiile de calcul sunt:

$$i_A = \frac{Z_\lambda'}{Z} i_\lambda; \quad i_B = \frac{Z_\lambda}{Z} i_\lambda \quad (4.12)$$

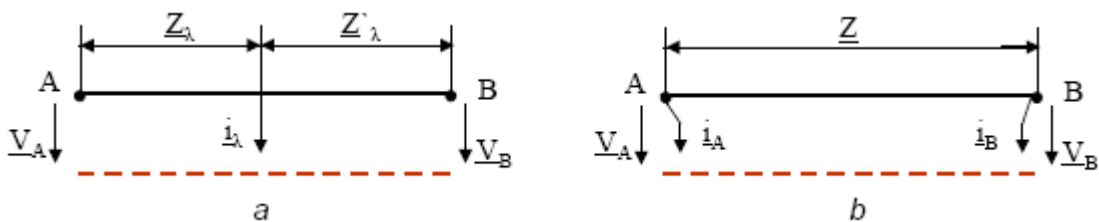


Fig. 4.6. Aruncarea sarcinii la noduri pentru cazul unui singur consumator.

· **Transfigurarea stea-triunghi**

O altă structură, care intervine ca un subansamblu într-o rețea buclată, este cea în formă de stea, în cazul cel mai simplu alimentată de la trei noduri (fig. 4.7).

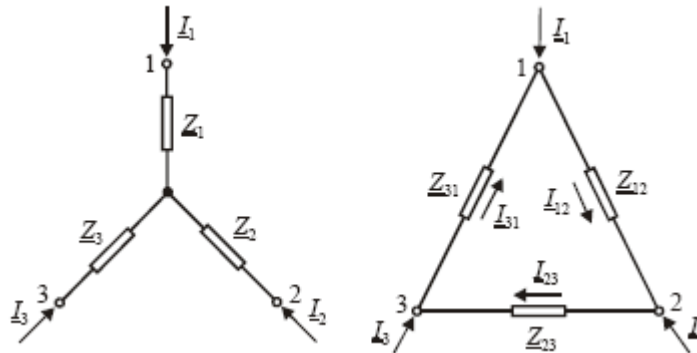


Fig. 4.7. Aruncarea sarcinii la noduri pentru cazul unui singur consumator.

Condiția de echivalență a celor două scheme:

$$\begin{aligned} \underline{Z}_1 + \underline{Z}_2 &= \frac{\underline{Z}_{12}(\underline{Z}_{23} + \underline{Z}_{31})}{\underline{Z}_{12} + \underline{Z}_{23} + \underline{Z}_{31}} \\ \underline{Z}_2 + \underline{Z}_3 &= \frac{\underline{Z}_{23}(\underline{Z}_{31} + \underline{Z}_{12})}{\underline{Z}_{12} + \underline{Z}_{23} + \underline{Z}_{31}} \\ \underline{Z}_3 + \underline{Z}_1 &= \frac{\underline{Z}_{31}(\underline{Z}_{12} + \underline{Z}_{23})}{\underline{Z}_{12} + \underline{Z}_{23} + \underline{Z}_{31}} \end{aligned} \quad (4.13)$$

Prin rezolvarea sistemului (4.13) se obține:

$$\begin{aligned} \underline{Z}_1 &= \frac{\underline{Z}_{12} \cdot \underline{Z}_{31}}{\underline{Z}_{12} + \underline{Z}_{23} + \underline{Z}_{31}} \\ \underline{Z}_2 &= \frac{\underline{Z}_{12} \cdot \underline{Z}_{23}}{\underline{Z}_{12} + \underline{Z}_{23} + \underline{Z}_{31}} \\ \underline{Z}_3 &= \frac{\underline{Z}_{23} \cdot \underline{Z}_{31}}{\underline{Z}_{12} + \underline{Z}_{23} + \underline{Z}_{31}} \end{aligned} \quad (4.14)$$

Relațiile pentru transformarea inversă sunt:

$$\begin{aligned} \underline{Z}_{12} &= \underline{Z}_1 + \underline{Z}_2 + \frac{\underline{Z}_1 \cdot \underline{Z}_2}{\underline{Z}_3} \\ \underline{Z}_{23} &= \underline{Z}_2 + \underline{Z}_3 + \frac{\underline{Z}_2 \cdot \underline{Z}_3}{\underline{Z}_1} \\ \underline{Z}_{31} &= \underline{Z}_3 + \underline{Z}_1 + \frac{\underline{Z}_3 \cdot \underline{Z}_1}{\underline{Z}_2} \end{aligned} \quad (4.15)$$

**4.3.2. Metode matriciale pentru calculul regimului permanent**

Acest calcul urmărește determinarea pe baza unor relații de calcul globale (matriciale), a mărimilor electrice de stare într-o rețea electrică: tensiunile în modul și argument la noduri, circulația de curenți / puteri prin laturi, pierderile de putere din rețeaua electrică.

Rezultatele calculului de regim permanent se pot utiliza în următoarele scopuri:

- verificarea funcționării rețelei:

—  $\underline{I} \leq \underline{I}_{adm}$

$$- DV \leq \Delta V_{adm}$$

- optimizarea funcționării rețelei;
- alegerea și reglajul protecțiilor;
- studii de stabilitate.

Metoda matricială se bazează pe utilizarea matricelor de incidență corespunzătoare topologiei unei rețele electrice. Există două tipuri de matrice de incidență:

- matricea de incidență laturi-noduri independente [**A**];
- matricea de incidență laturi-cicluri independente [**B**].

Regimul permanent este regimul de succesiune pozitivă față de fazele *a*, *b* și *c*. Calculul regimului permanent constă în determinarea mărimilor electrice de stare *P*, *Q*, *U* și  $\theta$  după cum urmează:

- tensiunea în modul și argument (*U* și  $\theta$ ) pentru toate nodurile rețelei electrice;
- circulația de curenți / puteri pentru toate laturile, respectiv pierderile de putere activă și reactivă în elementele rețelei.

Pentru calculul regimului permanent se disting două etape:

1) Formarea celor  $2n$  ecuații corespunzătoare modulelor și argumentelor tensiunilor la cele *n* noduri pe baza metodei tensiunilor nodale și prin utilizarea matricei admitanțelor nodale:

$$[\underline{Y}_{mn}][\underline{V}_n] = [\underline{I}_n] \quad (4.16)$$

unde:  $[\underline{Y}_{mn}]$  este matricea admitanțelor nodale;

$[\underline{V}_n]$  este vectorul tensiunilor nodale;

$[\underline{I}_n]$  este vectorul curenților nodali.

2) Rezolvarea sistemului de ecuații pe baza unei metode numerice de calcul cum ar fi: Seidel-Gauss sau Newton-Raphson.

În practică, pentru studiul funcționării rețelelor electrice complexe se operează cu puteri trifazate și cu tensiuni de linie (între faze). În acest sens, ecuațiile metodei tensiunilor nodale se multiplică cu  $\sqrt{3}$ :

$$[\underline{Y}_{mn}][\sqrt{3}\underline{V}_n] = [\sqrt{3}\underline{I}_n] \Rightarrow [\underline{Y}_{mn}][\underline{U}_n] = [\underline{I}_n] = \begin{bmatrix} \underline{S}_n^* \\ \underline{U}_n \end{bmatrix} \quad (4.17)$$

în care  $\underline{S}_n$  reprezintă puterile complexe aparente nodale.

*Observație:* În relația anterioară curenții calculați sunt cu  $\sqrt{3}$  mai mari decât curenții reali:

$$[\underline{I}_n] \stackrel{Not}{=} [\sqrt{3}\underline{I}_n] \quad (4.18)$$

## Capitolul 5

# PIERDERILE DE PUTERE ȘI ENERGIE ÎN REȚELELE ELECTRICE

### 5.1. Aspecte generale

Transportul și distribuția energiei electrice implică, ca orice proces fizic, un consum de energie aferent unor conversii termodinamice ireversibile. Acest consum, exterior și diferit de cel util, a fost denumit "pierderi în rețele" și se găsește sub această denumire în literatura tehnică de specialitate și în statisticile internaționale.

În procesul de furnizare a energiei la consumatori apar pierderi în etapele de generare, transport și distribuție a energiei electrice. Ca valori medii, orientative, se consideră că, din totalul surselor, în procesul de generare se consumă în medie 8% din energie, iar în procesul de transport și distribuție a energiei electrice aproximativ 10%. În figura 5.1 este prezentată balanța energetică a unui sistem dezvoltat.

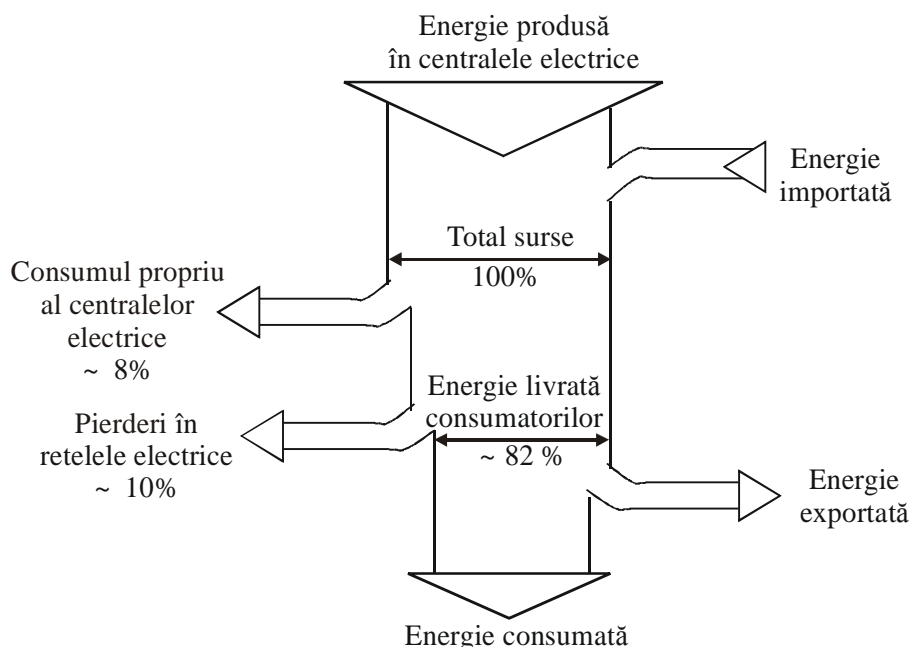


Fig. 5.1. Balanța energiei electrice într-un sistem energetic dezvoltat.

Pentru acoperirea pierderilor de energie din rețeaua electrică, se impun cheltuieli determinate de necesitatea instalării unor grupuri de puteri mai mari în centralele electrice și a asigurării resurselor primare corespunzătoare. De asemenea, trebuie dimensionate corespunzător liniile și transformatoarele electrice.

Cunoașterea nivelului pierderilor de energie în diferitele elemente ale unei rețele electrice (linii, transformatoare) este necesară atât în faza de proiectare, cât și în faza de exploatare și dezvoltare ulterioară pentru stabilirea regimurilor de funcționare și pentru dimensionarea rețelei. Calculul pierderilor permite stabilirea prețului de cost al transportului energiei electrice, întocmirea planurilor de exploatare a rețelelor și a balanțelor energetice, aprecierea măsurilor pentru reducerea pierderilor, trecerea la o altă tensiune, realizarea unor noi circuite etc.

Pierderile din rețelele electrice, raportate statistic, reprezintă diferența dintre energia injectată în rețele de către centralele electrice sau importată și energia vândută consumatorilor, inclusiv cea exportată. În categoria "pierderilor" din rețelele electrice pot fi evidențiate trei componente:

- *consumul propriu tehnologic*, aferent procesului de producere, transport și distribuție a energiei electrice în condițiile prevăzute prin proiectul instalației;
- *pierderile tehnice*, provocate de abaterile față de regimul de funcționare proiectat, fie prin dezvoltarea incompletă a instalațiilor, fie printr-o funcționare necorespunzătoare;
- *pierderile comerciale* (pozitive sau negative), datorate erorilor și consumului propriu a echipamentelor de măsură, precum și a furturilor de energie electrică.

În aceste condiții, studiul pierderilor în rețelele electrice, în vederea reducerii acestora, implică trei direcții:

- 1) Optimizarea procesului de transport și distribuție în faza de proiectare și stabilirea consumului propriu tehnologic teoretic, pentru diferite regimuri de funcționare a instalațiilor;
- 2) Eliminarea pierderilor tehnice în rețele prin încadrarea în regimul optim de funcționare al instalațiilor, prin respectarea programului de investiții și printr-o exploatare optimă a instalațiilor;
- 3) Perfecționarea evidenței energiei astfel încât influența unor erori de determinare sau de nemăsurare să fie minimă asupra valorilor raportate pentru pierderile în rețele.

Din punct de vedere fizic, consumul propriu tehnologic de putere / energie activă în rețelele electrice apare ca fiind suma consumurilor tehnologice localizate în:

- conductoarele liniilor electrice și înfășurările transformatoarelor și autotransformatoarelor, datorită trecerii curentului electric, prin efectul Joule;
- miezul magnetic al transformatoarelor și autotransformatoarelor datorită prezenței câmpului magnetic, prin curenți turbionari și prin fenomenul de histerezis;
- liniile electrice foarte înaltă tensiune datorită prezenței câmpului electric, prin efectul corona;
- dielectricul izolației unor cabluri electrice de medie tensiune, ca urmare a variației câmpului electric.

## **5.2. Determinarea pierderilor de putere și energie**

Pierderile de putere și energie considerate în continuare se referă la consumul propriu tehnologic de putere și energie electrică.

### **5.2.1. Calculul pierderilor de putere**

Pentru fiecare element component al unei rețele electrice, pierderile de putere sunt constituite din două componente:

- *pierderi de putere dependente de sarcină*, care au loc în impedanța longitudinală;
- *pierderi de putere independente de sarcină* (sau pierderi de mers în gol), care au loc în admitanța transversală.

#### **Pierderile de putere în liniile electrice**

În funcție de lungime, liniile electrice pot fi clasificate în:

- "*linii scurte*", a căror lungime este mică în comparație cu sfertul de undă al radiației electromagnetice în vid la frecvență industrială (1500 km);
- "*linii de transport*", a căror lungime este comparabilă cu sfertul de undă al radiației electromagnetice în vid la frecvență industrială; în această categorie se consideră liniile cu lungimi mai mari de 80-250 km.

O *linie electrică scurtă* (fig. 5.2, a) poate fi reprezentată printr-o schemă echivalentă în  $\pi$  cu parametri concentrați (fig. 5.2, b). Impedanța longitudinală  $Z_L$  este formată din rezistența  $R_L$  și reactanța  $X_L$ , iar admitanțele transversale  $Y_L$  sunt formate din conductanța  $G_L$  și susceptanța  $B_L$ .

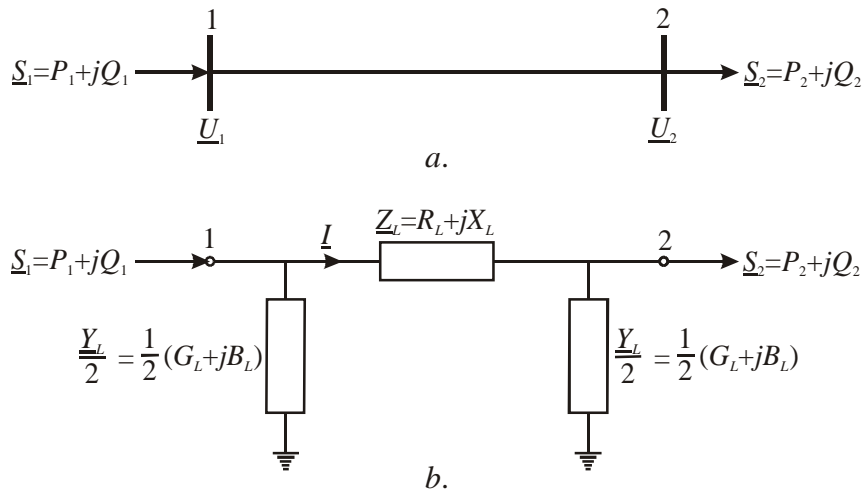


Fig. 5.2. Linie electrică scurtă (a) și schema echivalentă în  $\pi$  (b).

Pentru linia electrică din figura 5.1, bilanțul puterilor este dat de relația:

$$\underline{S}_1 = \underline{S}_2 + \Delta\underline{S}_L \quad (5.1)$$

în care:  $\underline{S}_1$  și  $\underline{S}_2$  sunt puterile complexe la nodul sursă și nodul consumator, iar  $\Delta\underline{S}_L$  sunt pierderile de putere aparentă prin linie

Pierderile de putere prin linie se determină cu relația:

$$\Delta\underline{S}_L = \Delta\underline{S}_{Joule} + \Delta P_{izol} \quad (5.2)$$

în care  $\Delta\underline{S}_{Joule}$  sunt pierderile longitudinale prin efect Joule, iar  $\Delta P_{izol}$  reprezintă pierderile transversale.

Pierderile de putere longitudinale sunt pierderi dependente de sarcină (pierderi Joule) determinate de trecerea curentului  $\underline{I}$  prin impedanța  $\underline{Z}_L = R_L + jX_L$ :

$$\Delta\underline{S}_{Joule} = \Delta P + j\Delta Q = 3 \cdot R_L \cdot I^2 + j3 \cdot X_L \cdot I^2 = R_L \cdot \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_2^2} + jX_L \cdot \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_2^2} \quad (5.3)$$

în care:  $P_2$ ,  $Q_2$  sunt puterile activă, respectiv reactivă la consumator, iar  $U_2$  este tensiunea la consumator.

Pierderile de putere transversale sunt pierderi de putere activă independente de sarcină (sau, mai exact, practic independente de sarcină, deoarece aceasta determină pentru o tensiune  $U_1$  dată o tensiune  $U_2$  diferită) date de:

$$\Delta P_{izol} = \frac{G_L}{2} (U_1^2 + U_2^2) \quad (5.4)$$

în care conductanța  $G_L$  se datorează pierderilor de putere activă în izolație (pierderile prin descărcare corona la liniile electrice aeriene de înaltă și foarte înaltă tensiune, respectiv pierderile prin ionizare în dielectricul cablurilor).

*Liniile electrice lungi* sunt caracterizate de ecuații de funcționare obținute prin considerarea parametrilor uniform distribuiți. Pentru un punct situat la distanța  $x$  de nodul receptor 2, tensiunea și curentul sunt date de relațiile:

$$\begin{bmatrix} \underline{V}_x \\ \underline{I}_x \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cosh \underline{\gamma}x & \underline{Z}_C \sinh \underline{\gamma}x \\ \underline{Y}_C \sinh \underline{\gamma}x & \cosh \underline{\gamma}x \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{V}_2 \\ \underline{I}_2 \end{bmatrix} \quad (5.5)$$

în care  $\underline{\gamma} = \alpha + j\beta$  este constanta complexă de propagare,  $\underline{Z}_C$  este impedanța caracteristică și  $\underline{Y}_C = \frac{1}{\underline{Z}_C}$  este admitanța caracteristică.

Relațiile dintre mărimile la cele două capete ale liniei, se obțin considerând  $x = L$ :

$$\begin{bmatrix} \underline{V}_A \\ \underline{I}_A \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cosh \underline{\gamma}L & \underline{Z}_C \sinh \underline{\gamma}L \\ \underline{Y}_C \sinh \underline{\gamma}L & \cosh \underline{\gamma}L \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{V}_B \\ \underline{I}_B \end{bmatrix} \quad (5.6)$$

în care  $L$  este lungimea liniei.

Pierderile de putere pentru liniile electrice de transport se pot determina în două moduri:

– ca diferența între puterile de la extremitățile liniei:

$$\begin{aligned} \Delta P &= \operatorname{Re} \{ \underline{U}_1 \cdot \underline{I}_1^* - \underline{U}_2 \cdot \underline{I}_2^* \} \\ \Delta Q &= \operatorname{Im} \{ \underline{U}_1 \cdot \underline{I}_1^* - \underline{U}_2 \cdot \underline{I}_2^* \} \end{aligned} \quad (5.7)$$

– utilizând valoarea curentului mediu pătratic pe linie:

$$I^2 = \frac{1}{l} \cdot \int_0^l I_x^2 dx \quad (5.8)$$

în care  $I_x$  se poate determina în funcție de parametrii de la una din extremitățile liniei:

În aceste condiții, pierderile de putere pentru liniile de transport sunt date de relațiile:

$$\begin{aligned} \Delta P_{(2)} &= r_0 \cdot \left[ \frac{P_2^2 + Q_2^2}{2 \cdot U_2^2} \cdot \left( \frac{\sinh 2\alpha \cdot l}{2\alpha} + \frac{\sin 2\beta \cdot l}{2\beta} \right) + \frac{U_2^2}{2 \cdot Z_c^2} \cdot \left( \frac{\sinh 2\alpha \cdot l}{2\alpha} - \frac{\sin 2\beta \cdot l}{2\beta} \right) + \right. \\ &\quad \left. + \frac{P_2}{Z_c} \cdot \frac{\cosh 2\alpha \cdot l - 1}{2\alpha} - \frac{Q_2}{Z_c} \cdot \frac{\cosh 2\beta \cdot l - 1}{2\beta} \right] \\ \Delta Q_{(2)} &= x_0 \cdot \left[ \frac{P_2^2 + Q_2^2}{2 \cdot U_2^2} \cdot \left( \frac{\sinh 2\alpha \cdot l}{2\alpha} + \frac{\sin 2\beta \cdot l}{2\beta} \right) + \frac{U_2^2}{2 \cdot Z_c^2} \cdot \left( \frac{\sinh 2\alpha \cdot l}{2\alpha} - \frac{\sin 2\beta \cdot l}{2\beta} \right) \right. \\ &\quad \left. + \frac{P_2}{Z_c} \cdot \frac{\cosh 2\alpha \cdot l - 1}{2\alpha} - \frac{Q_2}{Z_c} \cdot \frac{\cosh 2\beta \cdot l - 1}{2\beta} \right] \\ \Delta P_{(1)} &= r_0 \cdot \left[ \frac{P_1^2 + Q_1^2}{2 \cdot U_1^2} \cdot \left( \frac{\sinh 2\alpha \cdot l}{2\alpha} + \frac{\sin 2\beta \cdot l}{2\beta} \right) + \frac{U_1^2}{2 \cdot Z_c^2} \cdot \left( \frac{\sinh 2\alpha \cdot l}{2\alpha} - \frac{\sin 2\beta \cdot l}{2\beta} \right) \right. \\ &\quad \left. - \frac{P_1}{Z_c} \cdot \frac{\cosh 2\alpha \cdot l - 1}{2\alpha} + \frac{Q_1}{Z_c} \cdot \frac{\cosh 2\beta \cdot l - 1}{2\beta} \right] \\ \Delta Q_{(1)} &= x_0 \cdot \left[ \frac{P_1^2 + Q_1^2}{2 \cdot U_1^2} \cdot \left( \frac{\sinh 2\alpha \cdot l}{2\alpha} + \frac{\sin 2\beta \cdot l}{2\beta} \right) + \frac{U_1^2}{2 \cdot Z_c^2} \cdot \left( \frac{\sinh 2\alpha \cdot l}{2\alpha} - \frac{\sin 2\beta \cdot l}{2\beta} \right) \right. \\ &\quad \left. - \frac{P_1}{Z_c} \cdot \frac{\cosh 2\alpha \cdot l - 1}{2\alpha} + \frac{Q_1}{Z_c} \cdot \frac{\cosh 2\beta \cdot l - 1}{2\beta} \right] \end{aligned} \quad (5.9)$$

### **Pierderile de putere în transformatoare și autotransformatoare electrice**

Pentru un transformator electric trifazat cu două înfășurări (fig. 5.3, a), considerând schema echivalentă în  $\Gamma$  (fig. 5.3, b), bilanțul puterilor este dat de relația:

$$\underline{S}_1 = \underline{S}_2 + \Delta \underline{S}_T \quad (5.10)$$

în care:  $\underline{S}_1$  și  $\underline{S}_2$  sunt puterile complexe la nodul sursă și nodul consumator, iar  $\Delta\underline{S}_T$  sunt pierderile de putere aparentă prin transformator.

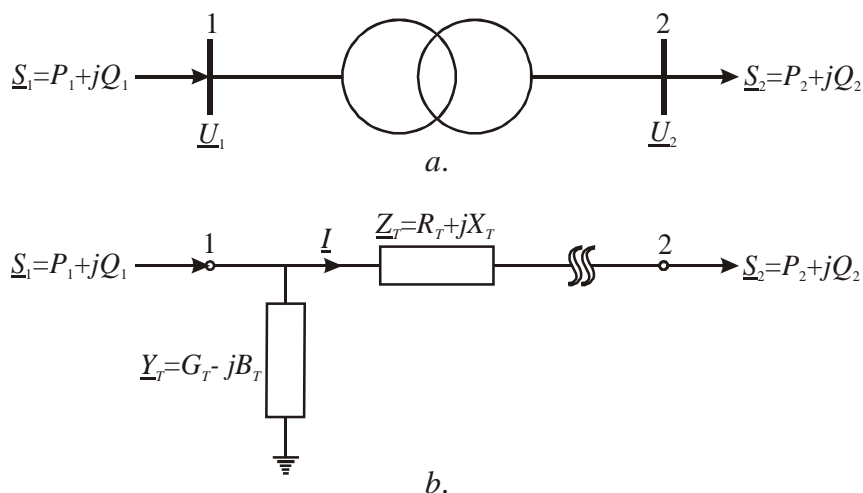


Fig. 5.3. Transformator de putere trifazat cu două înfășurări (a) și schema echivalentă în  $\Gamma$  (b).

Pierderile de putere aparentă în transformator se determină prin aplicarea relației:

$$\Delta\underline{S}_T = \Delta\underline{S}_{gol} + \Delta\underline{S}_{inf} + \Delta P_S$$

în care  $\Delta\underline{S}_{gol}$  reprezintă pierderile de putere la funcționarea în gol, independente de sarcină;

$\Delta\underline{S}_{inf}$  - pierderile de putere în înfășurări, dependente de sarcină;

$\Delta P_S$  - pierderile suplimentare de putere activă, pentru transformatoarele cu răcire forțată.

**Pierderile de putere în transformator sunt date de expresia:**

$$\Delta\underline{S}_T = \Delta P_T + j\Delta Q_T = \underline{Z}_T \left( \frac{\underline{S}_2}{U_2} \right)^2 + \underline{Y}_T U_1^2 + \Delta P_S \quad (5.11)$$

Aproximând  $U_1 \approx U_{1n}$  și  $U_2 \approx U_{2n}$  se obține:

$$\begin{aligned} \Delta P_T &= G_T U_2^2 + R_T \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_2^2} \cong \Delta P_0 + \Delta P_{sc} \left( \frac{S_2}{S_n} \right)^2 + \Delta P_S = \Delta P_{gol} + \Delta P_{inf} + \Delta P_S \\ \Delta Q_T &= B_T U_2^2 + X_T \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_2^2} \cong \frac{i_0}{100} S_n + \frac{u_{sc}}{100} \frac{S_2^2}{S_n} = \Delta Q_{gol} + \Delta Q_{inf} \end{aligned} \quad (5.12)$$

în care  $\Delta P_0$ ,  $\Delta P_{sc}$  reprezintă pierderile de putere activă la funcționarea în gol și respectiv în scurtcircuit,  $i_0$  este curentul de mers în gol, iar  $u_{sc}$  este tensiunea de scurtcircuit.

**Pierderile de putere în instalațiile de reglaj și de compensare din sistemele electrice**

Aceste instalații constau din baterii de condensatoare montate în serie și derivație, în surse reglabile de putere, compensatoare sincrone și bobine de compensare, care au o pondere importantă în cazul unor rețele de transport cu lungimi mari. De aceea prezintă interes metoda de determinare a pierderilor de putere și a consumurilor suplimentare în aceste instalații.

*Bobinele* utilizate pentru compensarea sarcinii capacitive a liniilor de transport se aseamănă mult cu transformatoarele, constructiv și ca principiu de funcționare. De aceea pierderile în aceste instalații se pot calcula cu formulele utilizate pentru transformatoarele cu două înfășurări. Totuși, în practică, este mai răspândită metoda bazată pe indici specifici:

$$\Delta P_b = \Delta p_b \cdot Q_{nb}$$



unde:  $\Delta P_b$  sunt pierderile de putere activă în bobina de compensare,  $\Delta p_b$  sunt pierderile specifice ale bobinei de compensare, iar  $Q_{nb}$  este puterea nominală a bobinei.

Pierderile de putere în *condensatoare* se produce în armăturile și în dielectric și pot fi considerate ca fiind proporționale cu puterea lor nominală:

$$\Delta P_c = \Delta p_c Q_{nc} \quad (5.13)$$

unde:  $\Delta P_c$  sunt pierderile de putere activă în condensatoare;  $\Delta p_c$  sunt pierderile specifice ale condensatorului, iar  $Q_{nc}$  este puterea nominală a bateriei de condensatoare.

Pentru compensatoarele sincrone pierderile de putere la sarcină nominală  $\Delta P_{CSn}$  reprezintă (1÷1,5%)  $Q_n$ .

Consumul tehnologic la sarcini variabile este:

$$\Delta P_{CS} = \Delta P_{nCS} \left[ K_p + (1 - K_p) \left( \frac{Q}{Q_{nCS}} \right)^2 \right] \quad (5.14)$$

unde:  $K_p$  este un coeficient care ține seama de cota independentă de sarcină, de regulă 0,3÷0,5,  $Q$  reprezintă sarcina compensatorului, iar  $Q_{nCS}$  este puterea nominală a compensatorului sincron.

### 5.2.2. Calculul pierderilor de energie

Calculul pierderilor de putere se realizează pe baza unor relații de calcul cunoscute din electrotehnică. Efectuarea unor calcule cu precizie ridicată pentru analiza regimurilor permanente ale rețelelor complexe permit determinarea pierderilor de putere pe ansamblul rețelei și pe elementele componente.

Determinarea pierderilor de energie electrică a unui element de rezistență  $R$  se bazează pe integrarea în timp a pătratului curentului ce străbate elementul:

$$\Delta W = 3 \cdot R \int_0^T I_t^2 dt \quad (5.15)$$

Calculul integralei din relația anterioară este o problemă deosebit de dificilă deoarece este imposibilă cunoașterea exactă a curentului  $I_t$  pe întreaga perioadă analizată. Acest fapt a impus găsirea unor căi simplificate de determinare a pierderilor de energie electrică. În acest sens, se disting două situații:

- pierderi de energie electrică practic independente de sarcină, care corespund produsului dintre pierderile de putere și durata în care elementul respectiv se află sub tensiune (neglijând influența variațiilor de tensiune, fie prin considerarea tensiunii nominale sau a unei tensiunii medii de exploatare);
- pierderi de energie electrică practic dependente de sarcină, care au loc în:
  - elemente serie care alimentează un consumator radial, caz în care regimul de funcționare al elementului este determinat de caracteristicile consumului și de variația lui anuală;
  - elemente ale rețelei de bază a sistemului energetic, al căror regim este influențat de un număr mare de factori (structura rețelei, nivelul și repartiția generării etc.) și deci regimul unui element nu poate fi caracterizat independent de toate celelalte elemente ale rețelei în care este integrat.

Determinarea pierderilor de energie electrică pentru rețelele de bază ale sistemului, pentru rețele buclate cu regimuri variabile, se realizează pe baza calculelor de regim pentru

paliere caracteristice de funcționare (de regulă câte patru paliere pentru zile de lucru iarna și vara și câte două paliere pentru zile de sărbătoare iarna și vara) și atribuirea unui număr de ore de realizarea acestora.

Calculul pierderilor de energie electrică pentru fiecare element al unei rețele electrice se realizează ținând cont de cele două componente: pierderi dependente de sarcină și pierderi independente de sarcină.

• Pentru *liniile electrice* ”scurte”, pierderile totale de energie activă sunt compuse din pierderile de mers în izolație (prin efect corona și pierderi în dielectric) și pierderile Joule:

$$\Delta W_L = \Delta W_{Joule} + \Delta W_{izol} \quad (5.16).$$

în care  $\Delta W_{Joule}$  sunt pierderile longitudinale prin efect Joule, iar  $\Delta W_{izol}$  sunt pierderile în izolație.

Pierderile de energie activă longitudinale prin efect Joule se pot determina cu relația:

$$\Delta W_{Joule} = 3 \cdot R_L \cdot \int_0^T I_t^2 dt \quad (5.17)$$

în care  $R_L$  reprezintă rezistența conductorului unei faze, iar  $I_t$  este curentul constant în lungul întregii linii la momentul  $t$ , care determină pierderea de putere pe linie.

Pierderile de energie activă în izolație se pot determina cu relația:

$$\Delta W_{izol} = \Delta P_{izol} \cdot T \quad (5.18)$$

în care  $T$  reprezintă durata totală de funcționare a liniei.

• Pentru *transformatoarele electrice de putere* pierderile de energie activă se determină prin aplicarea relației:

$$\Delta W_T = \Delta W_{gol} + \Delta W_{inf} + \Delta W_S \quad (5.19)$$

în care  $\Delta W_{gol}$  sunt pierderile de energie activă la mersul în gol,  $\Delta W_{inf}$  reprezintă pierderile de energie activă în înfășurări, iar  $\Delta W_S$  sunt pierderile de energie activă suplimentare.

Pierderile de energie activă la mersul în gol se pot determina cu relația:

$$\Delta W_{gol} = \Delta P_0 \cdot T \quad (5.20)$$

în care  $T$  reprezintă durata totală de funcționare a transformatorului.

Pierderile de energie activă în înfășurări se pot determina cu relația:

$$\Delta W_{inf} = \Delta P_{sc} \int_0^T \left( \frac{S_t}{S_n} \right)^2 dt = \Delta P_{sc} \int_0^T \left( \frac{I_t}{I_n} \right)^2 dt \quad (5.21)$$

Pierderile de energie activă suplimentară se determină cu relația:

$$\Delta E_S = \Delta P_S \cdot T_S \quad (5.22)$$

în care  $T_S$  reprezintă durata funcționare a instalațiilor auxiliare de răcire.

• Pentru *compensatoarele sincrone* având puterea nominală  $Q_n$ , pierderile de putere activă la sarcină nominală  $\Delta P_{nCS}$ , din care  $K_p \cdot \Delta P_{nCS}$  reprezintă pierderile independente de sarcină, pierderile de energie va fi:

$$\Delta W_{CS} = K_p \cdot \Delta P_{nCS} \cdot T + (1 - K_p) \cdot \Delta P_{nCS} \int_0^T \left( \frac{Q}{Q_{nCS}} \right)^2 dt \quad (5.23)$$

• Pentru *instalațiile de condensatoare* folosite pentru compensarea longitudinală a rețelelor electrice, pierderile de energie activă vor fi:

$$\Delta W_c = \Delta p_c \cdot Q_{nc} \int_0^T \left( \frac{I}{I_{nc}} \right)^2 dt \quad (5.24)$$

în care  $\Delta p_c$  reprezintă pierderile de putere la sarcină nominală.

• Pentru *bobinele și condensatoarele derivație*, al căror consum tehnologic nu depinde de sarcină, pierderile de energie sunt date de:

$$\begin{aligned} \Delta W_b &= \Delta p_b \cdot Q_{nb} \cdot T \\ \Delta W_c &= \Delta p_c \cdot Q_{nc} \cdot T \end{aligned} \quad (5.25)$$

în care  $\Delta p_b$  și  $\Delta p_c$  reprezintă pierderile de putere ale bobinei, respectiv ale condensatorului.

În scopul determinării pierderilor de energie dependente de sarcină, prin relațiile prezentate anterior, este necesară cunoașterea legii de variație în timp a curentului prin element. În general, această lege nu poate fi exprimată matematic, motiv pentru care se recurge la diferite metode pentru evaluarea valorii integralei.

### **Metoda integrării grafice**

În această metodă se consideră cunoscută variația în timp a curentului prin elementul de circuit, sub formă grafică (fig. 5.4).

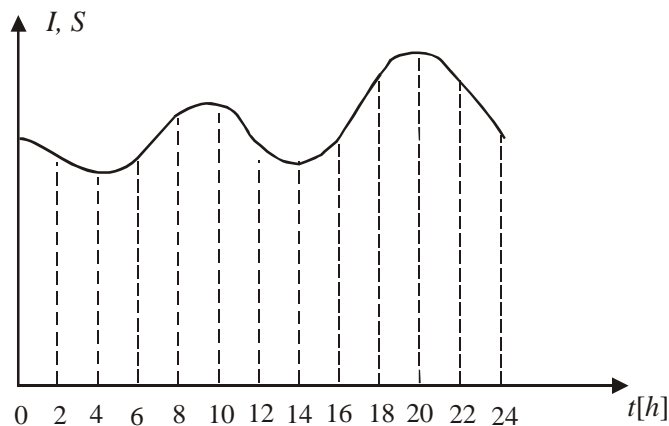


Fig. 5.4. Curba zilnică de sarcină.

În acest caz se poate efectua cu ușurință o integrare grafică. Se împarte intervalul de timp  $T$  în  $n$  intervale egale  $\Delta t$ , iar suprafețele dintre două ordonate vecine pot fi considerate dreptunghiuri sau trapeze. Pentru sarcinile indicate în punctele de intersecție cu curba de sarcină se poate scrie:

– aproximând cu dreptunghiuri:

$$\int_0^T I_t^2 dt = \sum_{t=1}^n I_t^2 \Delta t = \frac{T}{n} \sum_{t=1}^n I_t^2 \quad (5.26)$$

– aproximând cu trapeze:

$$\int_0^T I_t^2 dt = \frac{T}{2n} \left( I_0^2 + I_n^2 + 2 \sum_{t=1}^{n-1} I_t^2 \right) \quad (5.27)$$

Pierderile de energie vor fi egale cu:

– pentru sarcini exprimate sub formă de curenți:

$$\Delta W = 3 \cdot R \cdot \frac{T}{n} \sum_{t=1}^n I_t^2 \quad (5.28)$$

sau

$$\Delta W = 1,5 \cdot R \cdot \frac{T}{n} \left[ I_0^2 + I_n^2 + 2 \sum_{t=1}^{n-1} I_t^2 \right] \quad (5.29)$$

– pentru sarcini exprimate sub formă de puteri:

$$\Delta W = R \cdot \frac{T}{n} \sum_{t=1}^n \left| \frac{S_t}{U_t^*} \right|^2 \quad (5.30)$$

sau

$$\Delta W = R \cdot \frac{T}{n} \left[ \left| \frac{S_0}{U_0^*} \right|^2 + \left| \frac{S_n}{U_n^*} \right|^2 + 2 \sum_{t=1}^{n-1} \left| \frac{S_t}{U_t^*} \right|^2 \right] \quad (5.31)$$

Metoda integrării grafice are o precizie ridicată, dar necesită un volum mare de muncă. Pentru simplificarea calculelor, în practică se utilizează, de regulă, curbe de sarcină caracteristice pentru zilele de lucru și de sărbătoare de iarnă, vară, primăvară și toamnă, care înlocuiesc curba de variație a sarcinii pentru întregul an. Uneori, se limitează calculul numai pentru zilele de lucru de iarnă și vară.

Se presupune că printr-un element de rețea circulă un curent constant ca mărime  $I$ , care, într-un interval  $T$  produce aceleași pierderi de energie ca și la trecerea în intervalul de timp dat a curentului alternativ corespunzător curbei reale de sarcină:

$$3 \cdot R \cdot I^2 \cdot T = 3 \cdot R \cdot \int_0^T I_t^2 dt \quad (5.32)$$

de unde se obține:

$$I = \sqrt{\frac{\int_0^T I_t^2 dt}{T}} \quad (5.33)$$

Din expresia anterioară rezultă că pentru calculul curentului mediu pătratic este necesar să se cunoască curba reală de sarcină.

Considerând cunoscut curentul  $I$ , pierderile de energie în elementul considerat se determină cu formula:

$$\Delta W = 3 \cdot I^2 \cdot R \cdot T \quad (5.34)$$

sau în cazul în care sarcinile sunt date prin puteri:

$$\Delta W = R \cdot T \left| \frac{S_{m.p}}{U_n} \right|^2 \quad (5.35)$$

în care:  $S_{m.p}$  este puterea medie pătratică care circulă prin element;  $U_n$  - tensiunea nominală;  $R$  - rezistența elementului;  $T$  - perioada de calcul.

Această metodă de calcul poate fi considerată ca o altă formă de aplicare a metodei integrării grafice. În această formă de aplicare ea nu oferă avantaje față de metoda integrării grafice.

Se consideră curba clasată anual de puteri active vehiculate printr-un element obținută din curbele zilnice. Suprafața de sub curba  $P_t$  (reprezintă, la o anumită scară, energia  $W$  vehiculată prin element într-un interval de timp  $T$ . Aceeași cantitate de energie ar putea fi vehiculată la puterea constantă  $P_{\max}$  într-un timp  $T_{\max P} < T$  :

$$W = \int_0^T P_t dt = P_{\max} \cdot T_{\max P} \quad (5.36)$$

de unde rezultă:

$$T_{\max P} = \frac{\int_0^T P_t dt}{P_{\max}} \quad (5.37)$$

În figura 5.5 sunt reprezentate expresiile de mai sus, suprafața dreptunghiului determinat de  $P_{\max}$  și  $T_{\max P}$  fiind egală cu suprafața determinată de axe și curba  $P_t$ . Astfel,  $T_{\max P}$  este denumit numărul de ore de utilizare al puterii active maxime.

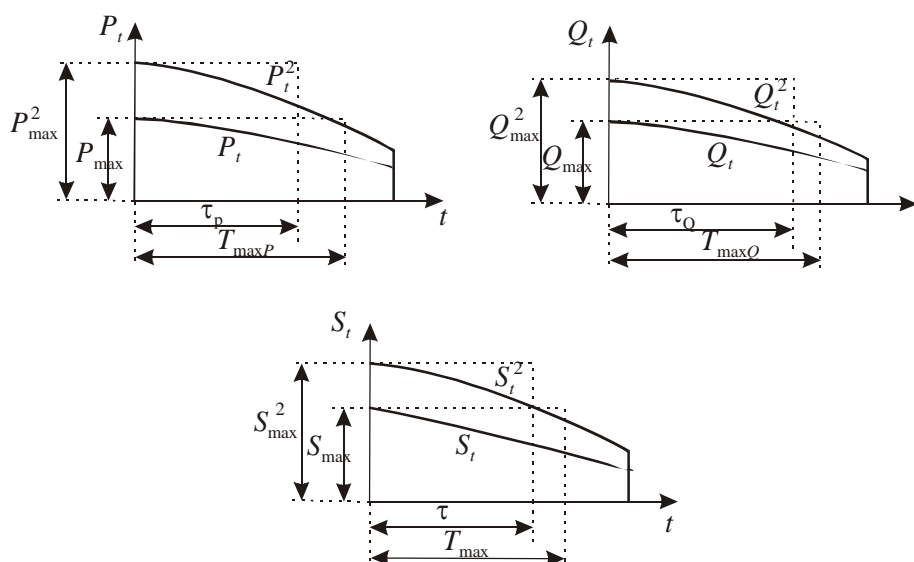


Fig. 5.5. Determinarea valorilor  $T_{\max}$  și  $\tau$  .

Astfel de timp, reprezentând durata convențional adoptată în timpul căreia pe linia funcționând la încărcare maximă se vehiculează o energie egală cu cea reală, se poate determina și pentru puterea reactivă:

$$T_{\max Q} = \frac{\int_0^T Q_t dt}{Q_{\max}} \quad (5.38)$$

și pentru curent (respectiv puterea aparentă):

$$T_{\max} = \frac{\int_0^T I_t dt}{I_{\max}} \approx \frac{\int_0^T S_t dt}{S_{\max}} \quad (5.39)$$

Determinarea pierderilor de energie pe element necesită, evident, calculul pierderilor pentru fiecare punct al curbei  $I_t = f(t)$  și apoi sumarea acestora. Aceeași pierdere de energie se produce în elementul considerat cu o încărcare constantă egală cu sarcina maximă, într-un

interval de timp  $\tau$ , mai mic decât perioada calendaristică de funcționare, având în vedere că, în acest caz, pe toată durata, se produc pierderi de putere maxime. De aici rezultă denumirea pentru  $\tau$  - timp de pierderi maxime sau, cel mai adesea, timp de pierderi.

$$\tau = \frac{\int_0^T I_t^2 dt}{I_{\max}^2} \quad (5.40)$$

Astfel, timpul de pierderi este un timp convențional în cursul căruia în element, funcționând la sarcina maximă, se produc aceleași pierderi de energie ca și în cazul funcționării cu sarcina reală, variabilă, în intervalul  $T$ .

Pierderile de energie vor avea deci expresia:

$$\Delta W = 3 \cdot R \cdot I_{\max}^2 \cdot \tau = R \cdot \left| \frac{S_{\max}}{U} \right|^2 \cdot \tau \quad (5.41)$$

în care:  $I_{\max}$  - curentul de sarcină maxim;  $S_{\max}$  - puterea maximă aparentă;  $U$  - tensiunea la sarcina maximă, cel mai adesea aproximată cu  $U_n$ .

Pentru calculul timpului de pierderi sunt stabilite mai multe formule în funcție cel puțin de valoarea curentului maxim (a puterii aparente, active sau reactive maxime), valoarea medie a curentului (puteri active, reactive sau aparente), durata de calcul a pierderilor. Unii autori au introdus și informații suplimentare, ca valoarea minimă a curentului (puterii), ceea ce mărește precizia de determinare a timpului de pierderi.

În țările occidentale, calculul timpului de pierderi se bazează pe factorul de umplere al curbei de sarcină, cu referire la puterea aparentă ( $k_U$ ) sau la putere activă ( $k_{UP}$ ). Factorul de umplere este definit ca fiind raportul dintre puterea medie și puterea maximă:

$$k_U = \frac{S_{\text{med}}}{S_{\max}} = \frac{I_{\text{med}}}{I_{\max}} \text{ respectiv } k_{UP} = \frac{P_{\text{med}}}{P_{\max}} \quad (5.42)$$

Se introduce și noțiunea de factor de pierderi  $\tau_*$  pentru care se stabilesc relații în funcție de  $k_U$  sau  $k_{UP}$ :

$$\tau_* = \frac{\tau}{T} \quad (5.43)$$

în care  $\tau$  este timpul de pierderi și  $T$  este perioada de funcționare.

Pentru calculul pierderilor de energie activă, în literatura de specialitate sunt precizate numeroase relații pentru determinarea lui  $\tau_{p^*}$ . În tabelul 5.1 sunt prezentate principalele relații utilizate. În [\*\*94], se arată că pentru  $\tau_{p^*}$  relația generală este:

$$\tau_{p^*} = p \cdot k_U + (1 - p) \cdot k_U^2 \quad (5.44)$$

în care  $p = (0,15 \dots 0,3)$  în funcție de tipul de consum.

Tabelul 5.1. Expresii pentru factorii de pierderi în funcție de parametrii  $\alpha_p$  și  $k_{UP}$  [AL97].

| Autorul                    | Formula  | Observații   |
|----------------------------|--|--|
| Wolf<br>[WO31]             | $\tau_{p^*} = k_{UP}$  | Curba limită superioară<br>corespunzătoare unei curbe de sarcină<br>neaplatizată |
| Ileck și<br>Rahn<br>[ZE59] | $\tau_{p^*} = \frac{k_{UP}}{2 - k_{UP}}$   |  |
| Langrehn<br>[ZE59]         | $\tau_{p^*} = k_{UP}^{1,6}$  |  |
| Iansen<br>[ZE59]           | $\tau_{p^*} = \frac{1}{2}(k_{UP} + k_{UP}^2)$  |  |
| Kezevici<br>[KE48]         | $\tau_{p^*} = (0,124 + T_{\max} 10^{-4})^2$  |  |
| Militaru<br>[MI81]         | $\tau_{p^*} = \frac{1}{2}(k_{UP}^2 + \alpha \cdot k_{UP} + k_{UP} - \alpha)$   | Curbă medie  |
| [**77]                     | $\tau_{p^*} = 2T_{\max^*} - 1 +$<br>$+\frac{1 - T_{\max^*}}{1 + T_{\max^*} - 2\frac{P_{\min}}{P_{\max}}} \cdot \left(1 - \frac{P_{\min}}{P_{\max}}\right)^2$ |  |
| Glazunov<br>[GL60]         |  | Indică $\tau$ în funcție de $T_{\max P}$ și $\lambda$                            |
| [MO39]                     | $\tau_{p^*} = k_U (0,66 + 0,34k_U)^2$  | Valabilă pentru diagrame și variabile<br>discontinue                             |
| [MO39]                     | $\tau_{p^*} = k_U \sqrt{k_U}$  | Idem dacă $> 0,25$   |
| VDEW<br>[**68]             | $\tau_{p^*} = 0,17k_U + 0,83k_U^2$   |  |
| [**57]                     | $\tau_{p^*} = 0,7k_U^2 + 0,3k_U$   | Valabilă pentru puteri aparente<br>utilizată în UCTE                             |
| [MU82]                     | $\tau_{p^*} = 0,85k_U^2 + 0,15k_U$   | Utilizată pentru rețele și<br>transformatoare de distribuție                     |
| Wolf<br>[WO31]             | $\tau_{p^*} = k_U^2$   | Curbă limită corespunzător unei curbe<br>de sarcină aplatizată                   |
| [**94]                     | $\tau_{p^*} = 0,8k_U^2 + 0,2k_U$   | Utilizată pentru rețelele de distribuție   |

\*)  $\alpha_p = P_{\min}/P_{\max}$                        $k_{UP} = P_{med}/P_{\max}$

În lucrarea [MU81] se prezintă valori pentru factorul de pierderi în distribuție, obținute ca medie pentru valorile utilizate în multe sisteme energetice, corespunzătoare unei curbe de tip *B* din figura 5.6 cu sarcină variind între 4,2% și 10%. Valorile sunt date în tabelul 5.2 și sunt reprezentate în figura 5.7.

În figura 5.8 sunt prezentate dependențele dintre  $\tau_{*p}$  și  $k_U$  corespunzător expresiilor din tabelul 5.1.

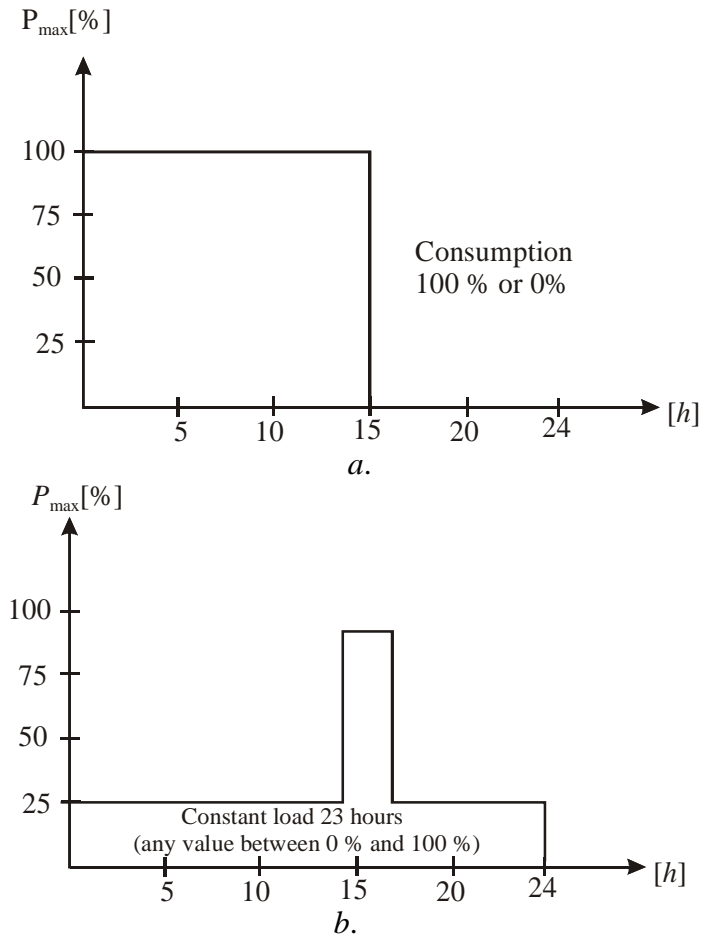


Fig. 5.6. Tipuri extreme de curbe de sarcină: *a* – curbă de tip A; *b* – curbă de tip B.

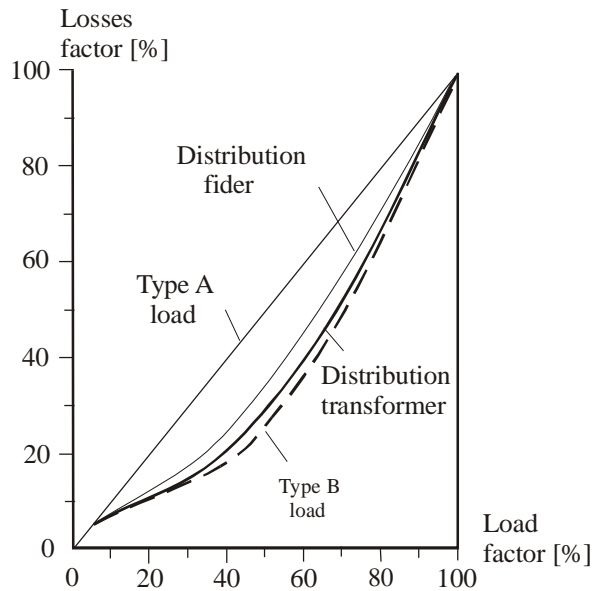


Fig. 5.7. Dependența dintre coeficienții de umplere ai unei curbe de sarcină de tip B (de distribuție) și factorii de pierderi.



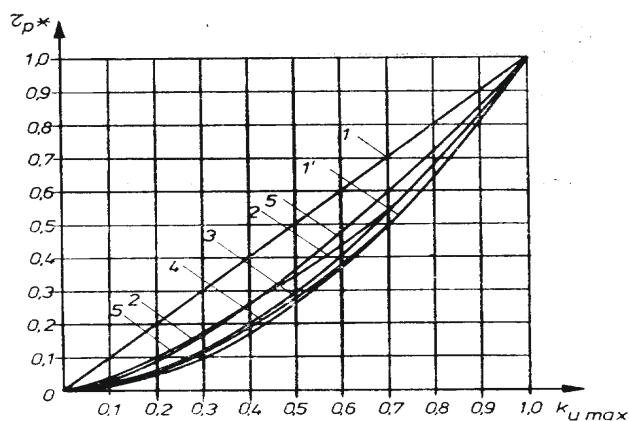


Fig. 5.8. Dependente între factorul de sarcină al unei curbe și factorul de pierderi.

În lucrarea [BU89] se prezintă o metodologie de calcul a pierderilor de energie bazată pe următorii indicatori:

- durata de studiu  $t_{st}$  ;
- intensitatea tranzitului total de sarcină prin intermediul duratei de utilizare a sarcinii maxime  $T_{SM}$  sau prin intermediul factorului de umplere  $k_U$  ;
- forma graficului de sarcină, prin intermediul factorului de formă al curbei de sarcină.

Pentru estimarea factorului de pierderi se parcurg următoarele etape:

- se consideră un grafic de sarcină echivalent, având două paliere de sarcină constante, din care unul la sarcină maximă; funcționarea la sarcină maximă  $S_{max}$  are loc pe o durată echivalentă:

$$t_{Me} = t_M + f \cdot (T_{SM} - t_M) \quad (5.45)$$

în care  $t_M$  este durata de funcționare la sarcină maximă, considerată  $t_M = 0,15 \cdot T_{SM}$ , iar  $f$  este o fracțiune considerată  $f = 25\%$  ;

- durata de calcul al pierderilor de energie pentru perioada de studiu  $t_{st}$  se determină cu relația:

$$\tau = t_{Me} + \frac{(T_{SM} - t_{Me})^2}{t_{st} - t_{Me}} = T_{SM} \cdot \frac{0,3625 \cdot t_{st} + 0,275 \cdot T_{SM}}{t_{st} - 0,3625 \cdot T_{SM}} \quad (5.46)$$

### 5.3. Măsurile de reducere a pierderilor

În prezent este practic unanim recunoscut faptul că reducerea pierderilor (în special în rețelele de distribuție) conduce la obținerea unor puteri și energii cu costuri mult mai reduse decât construirea de noi capacități de producție și de transport (valoarea economisită / valoarea investită = 15/1).

Activitatea legată de reducerea consumului propriu tehnologic și a pierderilor, de optimizare a exploatării și de dezvoltare a rețelelor electrice este o activitate complexă. În acest sens, pot fi întreprinse măsuri organizatorice și tehnice de reducere a consumului propriu tehnologic și a pierderilor în rețele electrice.

### **5.3.1. Măsurile care nu necesită investiții pentru aplicare**

*Optimizarea regimurilor de funcționare a rețelelor electrice și a echipamentelor de bază.*

În această categorie intră:

- repartiția optimă a sarcinii între centralele electrice cu luarea în considerare a pierderilor în rețelele electrice; în condițiile pieței de energie acest obiectiv este foarte dificil de atins;
- determinarea regimului optim de tensiuni și putere reactivă; optimizarea regimurilor de funcționare a instalațiilor de compensare a puterii reactive;
- optimizarea regimurilor de funcționare ale transformatoarelor în stațiile cu două sau mai multe transformatoare funcționând în paralel;
- trecerea unor generatoare în regim de compensator sincron.

*Optimizarea circulațiilor de putere în rețelele buclate neomogene.* În această categorie

intră, spre exemplu:

stabilirea rapoartelor optime de transformare la unitățile fără reglaj sub sarcină;

stabilirea rapoartelor de transformare la autotransformatoarele cu reglaj longotransversal 400/220 kV.

*Optimizarea nivelului tensiunii în rețelele electrice.* În această categorie intră:

- menținerea tensiunii maxime admisibile la orele de vârf de sarcină și a celei nominale în regim de sarcină minimă;
- optimizarea nivelului de tensiune în rețelele de 400 kV corelat cu starea atmosferică, în vederea reducerii pierderilor prin efect corona;
- stabilirea de instrucțiuni privind utilizarea reglajului sub sarcină al transformatoarelor, reglarea puterii reactive pe generatoare și instalații de compensare;
- modificarea periodică (sezonieră) a rapoartelor de transformare la unitățile fără reglaj sub sarcină.

*Ridicarea nivelului exploatarei rețelei.* În această categorie intră:

- creșterea siguranței și economicității funcționării tuturor elementelor rețelei;
- reducerea duratelor și creșterea calității reparațiilor elementelor rețelei electrice;
- introducerea lucrului sub tensiune la repararea liniilor de transport.

*Perfecționarea sistemului de evidență a pierderilor de energie în rețelele electrice.* În această categorie intră:

- organizarea și realizarea unui sistem informațional corespunzător, bazat pe utilizarea sistemelor de calcul numeric;
- organizarea și introducerea unui sistem de determinare a pierderilor tehnice de energie;
- optimizarea și perfecționarea sistemului de evidență a pierderilor de energie;
- perfecționarea personalului.

*Revederea reglementărilor, normelor și normativelor existente.* În această categorie intră spre exemplu:

- stabilirea reglementărilor care să permită realizarea reglării curbei de sarcină;
- stabilirea unui sistem tarifar corect pentru decontarea energiei active pierdute în sistem datorită vehiculării puterii reactive;
- normarea nivelului de nesimetrie și distorsiune.

### **5.3.2. Măsurile care necesită investiții suplimentare pentru aplicare**

*Creșterea tensiunii nominale.*

Unul dintre factorii principali pentru mărirea capacității de transport și reducere a CPT de putere și energie îl constituie creșterea tensiunii nominale a rețelelor electrice.

Măsura de trecere la o tensiune superioară se adoptă atunci când prin alte măsuri nu se poate obține efectul necesar de reducere a consumului propriu tehnologic.

Realizarea acestei măsuri este legată de investiții importante și de un mare volum de lucrări.

Aplicarea ei se face, de regulă, când rețelele existente sunt tehnic și moral depășite.

Evident, trecerea la o tensiune nominală superioară trebuie justificată tehnico-economic, iar durata de recuperare a investițiilor nu trebuie să o depășească pe cea normată.

În această categorie intră următoarele măsuri:

- construirea de racorduri adânci la înaltă tensiune;
- trecerea la tensiunea nominală a liniilor cu funcționare temporară la o tensiune inferioară (de exemplu, liniile de 400 kV funcționând temporar la 220 kV);
- reconstituirea unor linii pentru tensiuni superioare (de exemplu, linii de 220 kV dublu circuit la 400 kV).

*Instalarea de mijloace suplimentare de compensare a puterii reactive și de reglaj a tensiunii.*

De regulă, în sistemele electroenergetice cu deficit de putere reactivă, montarea surselor de putere reactivă se face pentru reglarea nivelului de tensiune. Totuși, factorul de putere are influență directă asupra consumului propriu tehnologic de putere și energie ca și asupra capacității de transport a rețelei. De aceea, chiar și în cazul unor niveluri corespunzătoare de tensiune poate apare rațională compensarea factorului de putere.

În această categorie de măsuri intră:

- montarea de autotransformatoare suplimentare de reglaj în rețea;
- instalarea de mijloace de compensare (baterii de condensatoare, compensatoare sincrone, bobine) și introducerea reglajului acestora;
- instalarea de mijloace de compensare a reactanței liniilor;
- introducerea de transformatoare cu reglaj longotransversal;
- introducerea dispozitivelor FACTS (Flexible A.C. Transmission System).

Compensarea puterii reactive trebuie considerată pe ansamblul unei rețele, deoarece tratarea separată a fiecărui nod poate conduce la rezultate negative.

Compensarea puterii reactive într-o rețea dată ridică două probleme:

- determinarea valorii puterii reactive ce trebuie compensată în condiții economice eficiente;
- repartizarea puterii reactive ce trebuie compensată între nodurile rețelei electrice.

În vederea stabilirii necesităților suplimentare de reglaj a tensiunii, precum și repartizarea pe stațiile de transformare este necesară o analiză prealabilă a regimurilor realizate și stabilirea criteriilor după care să se facă această distribuție.

Pentru stabilirea calității energiei electrice este necesar să se cunoască atât abaterea medie pătratică a tensiunii și durata ei, cât și cantitatea de energie livrată la un nivel calitativ de tensiune. După aceea, pentru aprecierea calității tensiunii se consideră criteriul abaterii medii pătratice a tensiunii în timp și în funcție de energie.

Introducerea unor transformatoare de reglaj longotransversal în diferite puncte ale sistemului electroenergetic are rolul de a influența circulațiile de puteri active și reactive între rețelele electrice de tensiuni diferite. Efectele principale constau în reducerea, pe ansamblul rețelei buclate neomogene, a pierderilor de putere și energie și utilizarea rațională a capacității de transport a rețelei electrice la fiecare nivel de tensiune.

Determinarea caracteristicilor și a locului de montare a transformatoarelor cu reglaj longotransversal necesită parcurgerea mai multor etape:

- determinarea circulațiilor de puteri naturale și a celor economice, cu reglarea prealabilă optimă a ploturilor tuturor transformatoarelor de legătură dintre rețelele analizate;
- determinarea puterilor de echilibrare în toate contururile independente;

- determinarea parametrilor transformatoarelor de reglaj longotransversal în fiecare contur și a duratei de recuperare a investiției.

Problema dirijării fluxurilor de putere nu se pune doar pentru reducere, ci și pentru creșterea capacității de transport și a îmbunătățirii stabilității statice și tranzitorii.

Progresele realizate în ultimii ani în domeniul electronicii de putere au condus la dezvoltarea sistemelor flexibile de transport la tensiune alternativă (*Flexible AC Transmission System FACTS*).

Conceptul *FACTS* are în vedere introducerea în rețelele electrice a unor dispozitive bazate pe electronica de putere în scopul îmbunătățirii performanțelor sistemelor energetice. Prin aceste tehnologii se urmărește realizarea unui control cu modificarea rapidă a tensiunii rețelei, a impedanței și a unghiului tensiunii pe fază. Prin introducerea acestor dispozitive, acțiunile de control au un timp de răspuns foarte scurt.

Principalele dispozitive din această categorie sunt:

- compensatoare statice de putere reactivă (*SVC*);
- capacități sau bobine serie controlate cu tiristoare (*TSC, TCR*);
- dispozitive pentru controlul circulațiilor de putere (*UPFC*).

*Optimizarea parametrilor elementelor rețelei electrice.* În această categorie intră:

- corelarea puterii instalate în stațiile de transformare cu sarcina acestora;
- mărirea secțiunii liniilor electrice aeriene;
- eliminarea dublelor transformări dintre rețelele electrice de transport.

Datorită preciziei relativ reduse de stabilire a evoluției sarcinii în perspectivă nu se ajunge întotdeauna la soluții tehnico-economice optime. Transformatoarele alese astfel, după cum arată analizele efectuate, se încarcă până la sarcina de calcul doar în circa 5% din stațiile de transformare, mai mult de jumătate rămânând la sarcini sub 50% din cele considerate. Din acest motiv, în condiții de exploatare apare necesitatea redistribuirii transformatoarelor corelat cu încărcările lor reale, ținând seama de dinamica cunoscută a consumului de energie electrică.

Menținerea unor transformatoare cu o putere nominală mult peste sarcina reală poate conduce la pierderi suplimentare în transformatoare de până la 40-50%.

Secțiunea conductoarelor liniilor electrice se alege în faza de proiectare pe baza unor criterii economice cu considerarea restricțiilor tehnice (rezerva de stabilitate statică, căderi de tensiune, nivelul pierderilor prin efect corona, rezistența mecanică etc.).

Pentru îmbunătățirea indicilor tehnico-economici ai unor instalații existente, se poate lua în considerare posibilitatea de creștere a secțiunii conductoarelor în timpul exploatării, pe măsura creșterii sarcinii.

Înlocuirea conductoarelor trebuie făcută pe baza unei strategii cu considerarea cheltuielilor legate de lucrările de demontare și de montare. Problema este complexă și pentru faptul că constă doar în simpla înlocuire a unui conductor cu unul de secțiune mai mare, ci în stabilirea unei strategii pentru întreaga perioadă analizată.

Dublele transformări constituie o sursă importantă de pierderi suplimentare în rețelele electrice.

Generarea puterii la o tensiune diferită de cea a rețelei la care se consumă sau se transportă energia conduce la o reducere importantă a randamentului. Astfel de cazuri sunt la centralele care au debitat inițial la tensiunea de 220 kV, iar în prezent majoritatea energiei livrate fiind transportate la tensiunea de 400 kV, după o prealabilă transformarea locală de la 220 kV la 400 kV.

Un alt exemplu îl constituie generarea la 220 kV și transformarea locală, în centrală, la tensiunea de 110 kV prin autotransformatoare de 220/110 kV.

Eliminarea dublelor transformări în rețelele electrice este o măsură deosebit de eficientă și ușor de aplicat.

În stațiile de transformare în care tensiunea de 220 kV a apărut istoric și nu se mai justifică, se poate trece de la o schemă de 4000/220 kV – 220/110 kV a o schemă de transformare directă 400/110 kV.

*Optimizarea dezvoltării și reconstrucției rețelei.* În această grupă de măsuri intră: dezvoltarea rețelelor de bază ale sistemului după criteriile de optimizare stabilite.

*Introducerea generării distribuite a energiei electrice.*

Generarea distribuită a energiei electrice constă în producerea locală, în apropierea zonelor de consum, a unor cantități reduse de energie în raport cu marile centrale clasice (termice, hidraulice sau nucleare). Printre avantajele acestui mod de producere a energiei electrice se numără și cel legat de faptul că se reduc pierderile pentru transport și distribuție.

## 5.4. Aplicații

### 5.1. Calculul pierderilor într-o rețea electrică de distribuție

Se consideră rețeaua electrică de distribuție de joasă tensiune din figura 5.9. Transformatorul din postul de transformare are parametrii nominali:  $S_n = 250$  kVA,  $U_n^{MT}/U_n^{JT} = 20/0,4$  kV/kV,  $\Delta P_{sc}^{nom} = 3,25$  kW,  $\Delta P_0^{nom} = 0,65$  kW,  $i_0 = 1,9\%$  și  $u_{sc} = 6\%$ . Liniile electrice au parametrii specifici:  $r_0 = 0,53$   $\Omega$ /km și  $x_0 = 0,064$   $\Omega$ /km. Toți consumatorii au aceeași durată de utilizare a puterii maxime  $T_{SM} = 2000$  h/an.

Să se determine pierderile de putere și energie activă în elementele rețelei electrice pe durata unui an ( $T_{st} = 8760$  ore) și randamentul transferului de putere și energie activă.

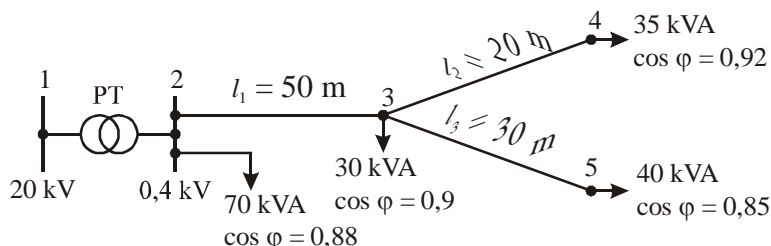


Fig. 5.9. Rețea electrică de distribuție.

*Rezolvare*

1) Calculul rezistențelor și reactanțelor tronsoanelor

$$\begin{aligned}
 R_1 &= r_0 \cdot l_1 = 0,53 \cdot 0,05 = 0,0265 \Omega & X_1 &= x_0 \cdot l_1 = 0,064 \cdot 0,05 = 0,0032 \Omega \\
 R_2 &= r_0 \cdot l_2 = 0,53 \cdot 0,02 = 0,0106 \Omega & X_2 &= x_0 \cdot l_2 = 0,064 \cdot 0,02 = 0,00128 \Omega \\
 R_3 &= r_0 \cdot l_3 = 0,53 \cdot 0,03 = 0,0159 \Omega & X_3 &= x_0 \cdot l_3 = 0,064 \cdot 0,03 = 0,00192 \Omega
 \end{aligned}$$

2) Calculul puterilor consumate

$$P_2 = S_2 \cos \varphi_2 = 70 \cdot 0,88 = 61,6 \text{ kW}$$

$$Q_2 = \sqrt{S_2^2 - P_2^2} = \sqrt{70^2 - 61,6^2} = 33,248 \text{ kVAr}$$

$$P_3 = S_3 \cos \varphi_3 = 30 \cdot 0,9 = 27 \text{ kW}$$

$$Q_3 = \sqrt{S_3^2 - P_3^2} = \sqrt{30^2 - 27^2} = 13,077 \text{ kVAr}$$

$$P_4 = S_4 \cos \varphi_4 = 35 \cdot 0,92 = 32,2 \text{ kW}$$

$$Q_4 = \sqrt{S_4^2 - P_4^2} = \sqrt{35^2 - 32,2^2} = 13,717 \text{ kVAr}$$

$$P_5 = S_5 \cos \varphi_5 = 40 \cdot 0,85 = 34 \text{ kW}$$

$$Q_5 = \sqrt{S_5^2 - P_5^2} = \sqrt{40^2 - 34^2} = 21,071 \text{ kVAr}$$

3) Calculul circulației de puteri prin tronsoanele rețelei (cu considerarea pierderilor de putere)

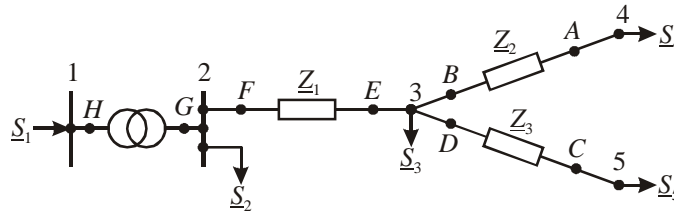


Fig. 5.10. Calculul circulației de puteri în rețeaua electrică de distribuție.

Pentru calculul circulației de puteri prin tronsoanele rețelei se consideră că tensiunile la noduri sunt egale cu tensiunile nominale:

$$U_1 = 20 \text{ kV}$$

$$U_2 = U_3 = U_4 = U_5 = 0,4 \text{ kV}$$

$$\underline{S}_A = \underline{S}_4 = (32,2 + j13,717) \text{ kVA}$$

$$\Delta \underline{S}_2 = (R_2 + jX_2) \frac{P_A^2 + Q_A^2}{U_4^2} = (0,0106 + j0,00128) \frac{32,2^2 + 13,717^2}{0,4^2} 10^{-3} = (0,081 + j0,010) \text{ kVA}$$

$$\underline{S}_B = \underline{S}_A + \Delta \underline{S}_2 = 32,2 + j13,717 + 0,081 + j0,010 = (32,281 + j13,727) \text{ kVA}$$

$$\underline{S}_C = \underline{S}_5 = (34 + j21,071) \text{ kVA}$$

$$\Delta \underline{S}_3 = (R_3 + jX_3) \frac{P_C^2 + Q_C^2}{U_5^2} = (0,0159 + j0,00192) \frac{34^2 + 21,071^2}{0,4^2} 10^{-3} = (0,159 + j0,019) \text{ kVA}$$

$$\underline{S}_D = \underline{S}_C + \Delta \underline{S}_3 = 34 + j21,071 + 0,159 + j0,019 = (34,159 + j21,09) \text{ kVA}$$

$$\underline{S}_E = \underline{S}_3 + \underline{S}_B + \underline{S}_D = 27 + j13,077 + 32,281 + j13,727 + 34,159 + j21,09 = (93,44 + j47,894) \text{ kVA}$$

$$\Delta \underline{S}_1 = (R_1 + jX_1) \frac{P_E^2 + Q_E^2}{U_3^2} = (0,0265 + j0,0032) \frac{93,44^2 + 47,894^2}{0,4^2} 10^{-3} = (1,826 + j0,22) \text{ kVA}$$

$$\underline{S}_F = \underline{S}_E + \Delta \underline{S}_1 = 93,44 + j47,894 + 1,826 + j0,22 = (95,266 + j48,114) \text{ kVA}$$

$$\underline{S}_G = \underline{S}_F + \underline{S}_2 = 95,266 + j48,114 + 61,6 + j33,248 = (156,866 + j81,362) \text{ kVA}$$

$$\frac{S_G}{S_n} = \frac{\sqrt{P_G^2 + Q_G^2}}{S_n} = \frac{\sqrt{156,866^2 + 81,362^2}}{250} = 0,707$$

$$\Delta P_{gol} = \Delta P_0^{nom} = 0,65 \text{ kW}$$

$$\Delta P_{inf} = \Delta P_{sc}^{nom} \left( \frac{S_G}{S_n} \right)^2 = 3,25 \cdot 0,707^2 = 1,625 \text{ kW}$$

$$\Delta P_{PT} = \Delta P_{gol} + \Delta P_{inf} = 0,65 + 1,625 = 2,275 \text{ kW}$$

$$\Delta Q_{gol} = \frac{i_0}{100} S_n = \frac{1,9}{100} 250 = 4,75 \text{ kVAr}$$

$$\Delta Q_{inf} = \frac{u_{sc}}{100} \left( \frac{S_G}{S_n} \right)^2 S_n = \frac{6}{100} \cdot 0,707^2 \cdot 250 = 7,498 \text{ kVAr}$$

$$\Delta Q_{PT} = \Delta Q_{gol} + \Delta Q_{inf} = 4,75 + 7,498 = 12,248 \text{ kVAr}$$

$$\underline{S}_H = \underline{S}_G + \Delta \underline{S}_{PT} = 156,866 + j81,362 + 2,275 + j12,248 = (159,141 + j93,61) \text{ kVA}$$

$$\underline{S}_1 = \underline{S}_H = (159,141 + j93,61) \text{ kVA}$$

4) Calculul pierderilor de putere

$$\Delta P_{lin} = \Delta P_1 + \Delta P_2 + \Delta P_3 = 1,826 + 0,081 + 0,159 = 2,066 \text{ kW}$$

$$\Delta P_{tot} = \Delta P_{lin} + \Delta P_{gol} + \Delta P_{inf} = 2,066 + 0,65 + 1,625 = 4,341 \text{ kW}$$

5) Calculul pierderilor de energie activă

$$t_M = 0,15 \cdot T_{SM} = 0,15 \cdot 2000 = 300 \text{ ore}$$

$$t_{Me} = t_M + 0,25 \cdot (T_{SM} - t_M) = 300 + 0,25 \cdot (2000 - 300) = 725 \text{ ore}$$

$$\tau = t_{Me} + \frac{(T_{SM} - t_{Me})^2}{T_{st} - t_{Me}} = 725 + \frac{(2000 - 725)^2}{8760 - 725} = 927,3 \text{ ore}$$

$$\Delta W_{lin} = \Delta P_{lin} \cdot \tau = 2,066 \cdot 927,3 = 1915,8 \text{ kWh/an}$$

$$\Delta W_{gol} = \Delta P_{gol} \cdot T_{st} = 0,65 \cdot 8760 = 5694 \text{ kWh/an}$$

$$\Delta W_{inf} = \Delta P_{inf} \cdot \tau = 1,625 \cdot 927,3 = 1506,9 \text{ kWh/an}$$

$$\Delta W_{tot} = \Delta W_{lin} + \Delta W_{gol} + \Delta W_{inf} = 1915,8 + 5694 + 1506,9 = 9116,7 \text{ kWh/an}$$

6) Calculul randamentului transferului de putere activă

$$P_{cons} = P_2 + P_3 + P_4 + P_5 = 61,6 + 27 + 32,2 + 34 = 154,8 \text{ kW}$$

$$\eta_P = \frac{P_{cons}}{P_{cons} + \Delta P_{tot}} 100 = \frac{P_{cons}}{P_1} 100 = \frac{154,8}{154,8 + 4,341} 100 = \frac{154,8}{159,141} 100 = 97,27 \%$$

7) Calculul randamentului transferului de energie activă

$$W_{cons} = P_{cons} \cdot T_{SM} = 154,8 \cdot 2000 = 309600 \text{ kW/an}$$

$$\eta_P = \frac{W_{cons}}{W_{cons} + \Delta W_{tot}} 100 = \frac{309600}{309600 + 9116,7} 100 = \frac{309600}{318716,7} 100 = 97,14 \%$$

## 5.2. Reducerea pierderilor de putere activă într-o rețea de distribuție prin reconfigurare

Se consideră o rețea electrică de distribuție de medie tensiune din figura 5.11, având tensiunea nominală  $U_n = 20 \text{ kV}$ . Toate tronsoanele rețelei au aceeași secțiune, pentru care parametrii specifici sunt  $r_0 = 0,6 \Omega/\text{km}$  și fază și  $x_0 = 0,35 \Omega/\text{km}$  și fază.

Să se determine configurația cu pierderi de putere activă minime, prin aplicarea metodei șablonului optimal al curenților.

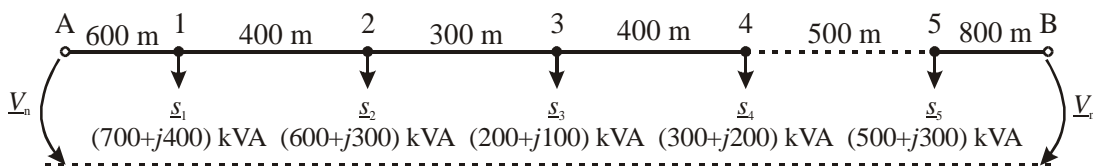


Fig. 5.11. Rețea electrică de distribuție.

*Rezolvare*

1) Calculul rezistențelor și reactanțelor tronsoanelor

$$r_1 = r_0 \cdot l_1 = 0,6 \cdot 0,6 = 0,36 \Omega \quad x_1 = x_0 \cdot l_1 = 0,35 \cdot 0,6 = 0,21 \Omega$$

$$r_2 = r_0 \cdot l_2 = 0,6 \cdot 0,4 = 0,24 \Omega \quad x_2 = x_0 \cdot l_2 = 0,35 \cdot 0,4 = 0,14 \Omega$$

$$r_3 = r_0 \cdot l_3 = 0,6 \cdot 0,3 = 0,18 \Omega \quad x_3 = x_0 \cdot l_3 = 0,35 \cdot 0,3 = 0,105 \Omega$$

$$r_4 = r_0 \cdot l_4 = 0,6 \cdot 0,4 = 0,24 \Omega \quad x_4 = x_0 \cdot l_4 = 0,35 \cdot 0,4 = 0,14 \Omega$$

$$r_5 = r_0 \cdot l_5 = 0,6 \cdot 0,5 = 0,3 \Omega \quad x_5 = x_0 \cdot l_5 = 0,35 \cdot 0,5 = 0,175 \Omega$$

$$r_6 = r_0 \cdot l_6 = 0,6 \cdot 0,8 = 0,48 \Omega \quad x_6 = x_0 \cdot l_6 = 0,35 \cdot 0,8 = 0,28 \Omega$$

2) Calculul curenților la consumatori (tensiunea la consumatori se consideră egală cu tensiunea nominală)



$$\underline{s} = \sqrt{3} \underline{U}_i \underline{i}_i^* \Rightarrow \underline{i}_i = \frac{\underline{s}_i^*}{\sqrt{3} \underline{U}_i^*} \cong \frac{\underline{s}_i^*}{\sqrt{3} U_n} = \frac{p_i - jq_i}{\sqrt{3} U_n}$$

$$\underline{i}_1 = \frac{p_1 - jq_1}{\sqrt{3} U_n} = \frac{700 - j400}{\sqrt{3} \cdot 20} = (20,21 - j11,55) \text{ A}$$

$$\underline{i}_2 = \frac{p_2 - jq_2}{\sqrt{3} U_n} = \frac{600 - j300}{\sqrt{3} \cdot 20} = (17,32 - j8,66) \text{ A}$$

$$\underline{i}_3 = \frac{p_3 - jq_3}{\sqrt{3} U_n} = \frac{200 - j100}{\sqrt{3} \cdot 20} = (5,77 - j2,89) \text{ A}$$

$$\underline{i}_4 = \frac{p_4 - jq_4}{\sqrt{3} U_n} = \frac{300 - j200}{\sqrt{3} \cdot 20} = (8,66 - j5,77) \text{ A}$$

$$\underline{i}_5 = \frac{p_5 - jq_5}{\sqrt{3} U_n} = \frac{500 - j300}{\sqrt{3} \cdot 20} = (14,43 - j8,66) \text{ A}$$

3) Determinarea șablonului optimal al curenților (calculul circulației de curenți prin tronsoanele rețelei buclate funcționând cu tensiuni egale la capete), (fig. 5.12)

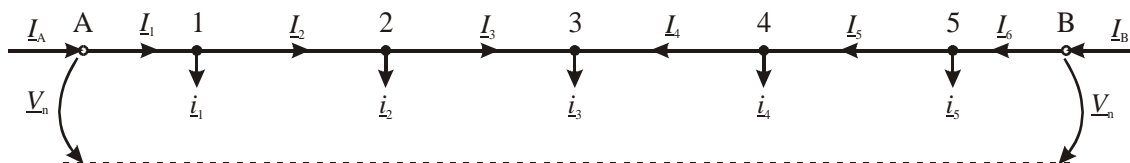


Fig. 5.12. Circulația de curenți prin tronsoanele rețelei buclate.

3.1) Calculul curenților injectați la cele două surse

$$\underline{I}_A = \frac{\sum_{i=1}^5 R_i' \cdot \underline{i}_i}{R_{AB}} = \frac{\sum_{i=1}^5 r_0 \cdot L_i' \cdot \underline{i}_i}{r_0 \cdot L_{AB}} = \frac{\sum_{i=1}^5 L_i' \cdot \underline{i}_i}{L_{AB}} =$$

$$= \frac{2400 \cdot (20,21 - j11,55) + 2000 \cdot (17,32 - j8,66) + 1700 \cdot (5,77 - j2,89)}{3000} +$$

$$+ \frac{1300 \cdot (8,66 - j5,77) + 800 \cdot (14,43 - j8,66)}{3000} =$$

$$= (38,59 - j21,46) \text{ A}$$

$$\underline{I}_B = \frac{\sum_{i=1}^5 R_i \cdot \underline{i}_i}{R_{AB}} = \frac{\sum_{i=1}^5 r_0 \cdot L_i \cdot \underline{i}_i}{r_0 \cdot L_{AB}} = \frac{\sum_{i=1}^5 L_i \cdot \underline{i}_i}{L_{AB}} =$$

$$= \frac{600 \cdot (20,21 - j11,55) + 1000 \cdot (17,32 - j8,66) + 1300 \cdot (5,77 - j2,89)}{3000} +$$

$$+ \frac{1700 \cdot (8,66 - j5,77) + 2200 \cdot (14,43 - j8,66)}{3000} =$$

$$= (27,81 - j16,07) \text{ A}$$

În relațiile de mai sus lungimile cumulate au fost determinate cu expresiile:

$$L_1 = l_1 = 600 \text{ m}$$

$$L_2 = l_1 + l_2 = 600 + 400 = 1000 \text{ m}$$

$$L_3 = l_1 + l_2 + l_3 = 600 + 400 + 300 = 1300 \text{ m}$$

$$L_4 = l_1 + l_2 + l_3 + l_4 = 600 + 400 + 300 + 400 = 1700 \text{ m}$$

$$L_5 = l_1 + l_2 + l_3 + l_4 + l_5 = 600 + 400 + 300 + 400 + 500 = 2200 \text{ m}$$

$$L'_1 = l_2 + l_3 + l_4 + l_5 + l_6 = 400 + 300 + 400 + 500 + 800 = 2400 \text{ m}$$

$$L'_2 = l_3 + l_4 + l_5 + l_6 = 300 + 400 + 500 + 800 = 2000 \text{ m}$$

$$L'_3 = l_4 + l_5 + l_6 = 400 + 500 + 800 = 1700 \text{ m}$$

$$L'_4 = l_5 + l_6 = 500 + 800 = 1300 \text{ m}$$

$$L'_5 = l_6 = 800 \text{ m}$$

$$L_{AB} = l_1 + l_2 + l_3 + l_4 + l_5 + l_6 = 600 + 400 + 300 + 400 + 500 + 800 = 3000 \text{ m}$$

3.2) Calculul curenților prin tronsoanele rețelei

$$\underline{I}_1 = \underline{I}_A = (38,59 - j21,46) \text{ A} \Rightarrow I_1 = 44,15 \text{ A}$$

$$\underline{I}_2 = \underline{I}_1 - \underline{i}_1 = (38,59 - j21,46) - (20,21 - j11,55) = (18,38 - j9,91) \text{ A} \Rightarrow I_2 = 20,88 \text{ A}$$

$$\underline{I}_3 = \underline{I}_2 - \underline{i}_2 = (18,38 - j9,91) - (17,32 - j8,66) = (1,06 - j1,25) \text{ A} \Rightarrow I_3 = 1,64 \text{ A}$$

$$\underline{I}_4 = \underline{i}_3 - \underline{I}_3 = (5,77 - j2,89) - (1,06 - j1,25) = (4,72 - j1,64) \text{ A} \Rightarrow I_4 = 4,99 \text{ A}$$

$$\underline{I}_5 = \underline{I}_4 + \underline{i}_4 = (4,72 - j1,64) + (8,66 - j5,77) = (13,38 - j7,41) \text{ A} \Rightarrow I_5 = 15,29 \text{ A}$$

$$\underline{I}_6 = \underline{I}_5 + \underline{i}_5 = (13,38 - j7,41) + (14,43 - j8,66) = (27,81 - j16,07) \text{ A} \Rightarrow I_6 = 32,12 \text{ A}$$

$$\underline{I}_B = \underline{I}_6 = (27,81 - j16,07) \text{ A}$$

4) Identificarea tronsonului ce trebuie trecut în starea “în rezervă”

Din analiza șablonului optimal al curenților se observă ca prin tronsonul 3 dintre nodurile 2 și 3 circulă curentul cu intensitatea cea mai mică. Prin trecerea acestui tronson în starea “în rezervă” se obține configurația radială cu pierderile de putere activă cele mai reduse (fig. 5.13)

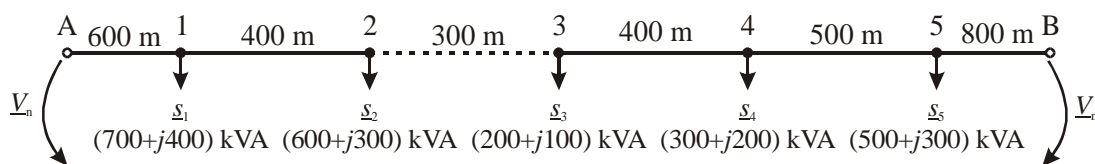


Fig. 5.13. Configurația radială a rețelei electrice de distribuție cu pierderi de putere activă minime.

5) Verificarea rezultatelor

Pentru verificarea rezultatelor obținute anterior, pe baza circulației de puteri se calculează pierderile de putere activă pentru configurația inițială, configurația finală și configurațiile intermediare dintre acestea.

În figura 5.14 este prezentată circulația de curenți pentru configurația inițială, în care tronsonul 5 dintre nodurile 4 și 5 este în starea “în rezervă”

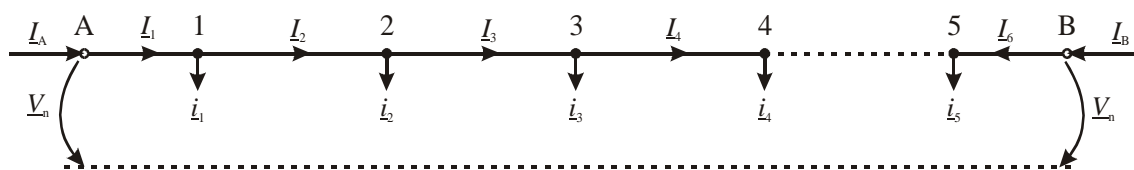


Fig. 5.14. Circulația de curenți prin tronsoane pentru configurația inițială (tronsonul 5 “în rezervă”).

Circulația de curenți pentru configurația inițială este dată de relațiile:

$$\underline{I}_4 = \underline{i}_4 = (8,66 - j5,77) \text{ A} \Rightarrow I_4 = 10,41 \text{ A}$$

$$\underline{I}_3 = \underline{I}_4 + \underline{i}_3 = (8,66 - j5,77) + (5,77 - j2,89) = (14,43 - j8,66) \text{ A} \Rightarrow I_3 = 16,83 \text{ A}$$

$$\underline{I}_2 = \underline{I}_3 + \underline{i}_2 = (14,43 - j8,66) + (17,32 - j8,66) = (31,75 - j17,32) \text{ A} \Rightarrow I_2 = 36,17 \text{ A}$$

$$\underline{I}_1 = \underline{I}_2 + \underline{i}_1 = (31,75 - j17,32) + (20,21 - j11,55) = (51,96 - j28,87) \text{ A} \Rightarrow I_1 = 59,44 \text{ A}$$

$$\underline{I}_6 = \underline{i}_5 = (14,43 - j8,66) \text{ A} \Rightarrow I_6 = 16,83 \text{ A}$$

Rezultă pierderile de putere activă prin tronsoanele rețelei pentru configurația inițială:

$$\begin{aligned} \Delta P &= 3 \cdot \sum_{i=1}^6 r_i \cdot I_i^2 = \\ &= 3 \cdot (0,36 \cdot 59,44^2 + 0,24 \cdot 36,17^2 + 0,18 \cdot 16,83^2 + 0,24 \cdot 10,41^2 + 0,48 \cdot 16,83^2) \cdot 10^{-3} = \\ &= 5,40 \text{ kW} \end{aligned}$$

În figura 5.15 este prezentată circulația de curenți pentru configurația intermediară, în care tronsonul 4 dintre nodurile 3 și 4 este în starea “în rezervă”

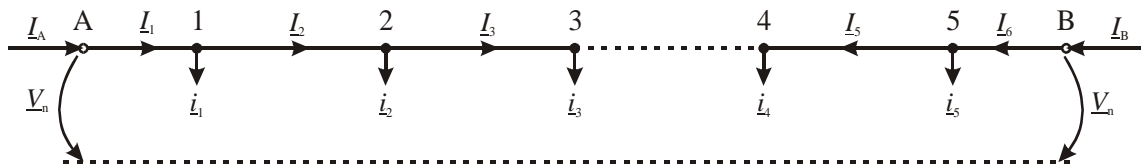


Fig. 5.15. Circulația de curenți prin tronsoane pentru configurația intermediară cu tronsonul 4 “în rezervă”.

Circulația de curenți pentru configurația intermediară din figura 5.15 este dată de relațiile:

$$\underline{I}_3 = \underline{i}_3 = (5,77 - j2,89) \text{ A} \Rightarrow I_3 = 6,45 \text{ A}$$

$$\underline{I}_2 = \underline{I}_3 + \underline{i}_2 = (5,77 - j2,89) + (17,32 - j8,66) = (23,09 - j11,55) \text{ A} \Rightarrow I_2 = 25,82 \text{ A}$$

$$\underline{I}_1 = \underline{I}_2 + \underline{i}_1 = (23,09 - j11,55) + (20,21 - j11,55) = (43,30 - j23,09) \text{ A} \Rightarrow I_1 = 49,07 \text{ A}$$

$$\underline{I}_5 = \underline{i}_4 = (8,66 - j5,77) \text{ A} \Rightarrow I_5 = 10,41 \text{ A}$$

$$\underline{I}_6 = \underline{I}_5 + \underline{i}_5 = (8,66 - j5,77) + (14,43 - j8,66) = (23,09 - j14,43) \text{ A} \Rightarrow I_6 = 27,23 \text{ A}$$

Rezultă pierderile de putere activă prin tronsoanele rețelei pentru configurația inițială:

$$\begin{aligned} \Delta P &= 3 \cdot \sum_{i=1}^6 r_i \cdot I_i^2 = \\ &= 3 \cdot (0,36 \cdot 49,07^2 + 0,24 \cdot 25,82^2 + 0,18 \cdot 6,45^2 + 0,3 \cdot 10,41^2 + 0,48 \cdot 27,23^2) \cdot 10^{-3} = \\ &= 4,27 \text{ kW} \end{aligned}$$

În figura 5.16 este prezentată circulația de curenți pentru configurația finală, în care tronsonul 3 dintre nodurile 2 și 3 este în starea “în rezervă”

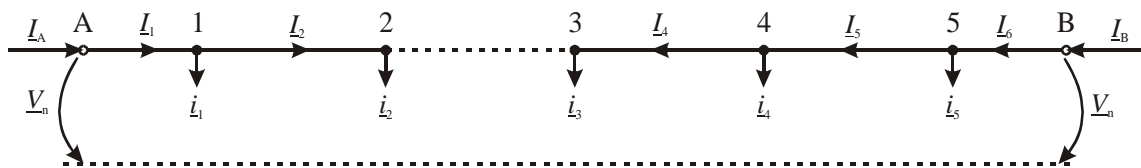


Fig. 5.16. Circulația de curenți prin tronsoane pentru configurația finală (tronsonul 3 “în rezervă”).

Circulația de curenți pentru configurația finală este dată de relațiile:

$$\underline{I}_2 = \underline{i}_2 = (17,32 - j8,66) \text{ A} \Rightarrow I_2 = 19,36 \text{ A}$$

$$\underline{I}_1 = \underline{I}_2 + \underline{i}_1 = (17,32 - j8,66) + (20,21 - j11,55) = (37,35 - j20,21) \text{ A} \Rightarrow I_1 = 42,62 \text{ A}$$

$$\underline{I}_4 = \underline{i}_3 = (5,77 - j2,89) \text{ A} \Rightarrow I_4 = 6,45 \text{ A}$$

$$\underline{I}_5 = \underline{I}_4 + \underline{i}_4 = (5,77 - j2,89) + (8,66 - j5,77) = (14,43 - j8,66) \text{ A} \Rightarrow I_5 = 16,83 \text{ A}$$

$$\underline{I}_6 = \underline{I}_5 + \underline{i}_5 = (14,43 - j8,66) + (14,43 - j8,66) = (28,87 - j17,32) \text{ A} \Rightarrow I_6 = 33,67 \text{ A}$$

Rezultă pierderile de putere activă prin tronsoanele rețelei pentru configurația finală:

$$\begin{aligned} \Delta P &= 3 \cdot \sum_{i=1}^6 r_i \cdot I_i^2 = \\ &= 3 \cdot (0,36 \cdot 42,62^2 + 0,24 \cdot 19,36^2 + 0,24 \cdot 6,45^2 + 0,3 \cdot 19,36^2 + 0,48 \cdot 42,62^2) \cdot 10^{-3} = \\ &= 4,15 \text{ kW} \end{aligned}$$

Pentru a verifica faptul că ultima configurație este cea optimă, se consideră și configurația în care tronsonul 2 dintre nodurile 1 și 2 este în starea “în rezervă”, a cărei circulație de curenți este prezentată în figura 5.17.

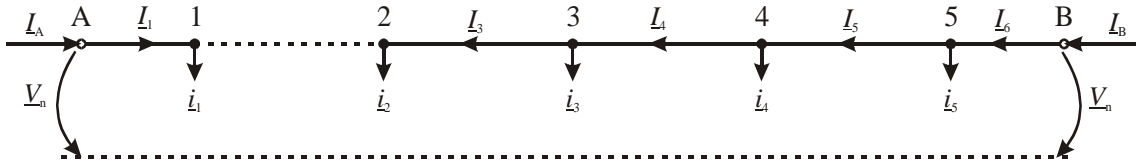


Fig. 5.17. Circulația de curenți prin tronsoane pentru configurația având tronsonul 2 “în rezervă”.

Circulația de curenți pentru configurația intermediară din figura 4.17 este dată de relațiile:

$$\underline{I}_1 = \underline{i}_1 = (20,21 - j11,55) \text{ A} \Rightarrow I_1 = 23,27 \text{ A}$$

$$\underline{I}_3 = \underline{i}_2 = (17,32 - j8,66) \text{ A} \Rightarrow I_3 = 19,36 \text{ A}$$

$$\underline{I}_4 = \underline{I}_3 + \underline{i}_3 = (17,32 - j8,66) + (5,77 - j2,89) = (23,09 - j11,55) \text{ A} \Rightarrow I_4 = 25,82 \text{ A}$$

$$\underline{I}_5 = \underline{I}_4 + \underline{i}_4 = (23,09 - j11,55) + (8,66 - j5,77) = (31,75 - j17,32) \text{ A} \Rightarrow I_5 = 36,17 \text{ A}$$

$$\underline{I}_6 = \underline{I}_5 + \underline{i}_5 = (31,75 - j17,32) + (14,43 - j8,66) = (46,19 - j25,98) \text{ A} \Rightarrow I_6 = 52,99 \text{ A}$$

Rezultă pierderile de putere activă prin tronsoanele rețelei pentru configurația finală:

$$\begin{aligned} \Delta P &= 3 \cdot \sum_{i=1}^6 r_i \cdot I_i^2 = \\ &= 3 \cdot (0,36 \cdot 23,27^2 + 0,18 \cdot 19,36^2 + 0,24 \cdot 25,82^2 + 0,3 \cdot 36,17^2 + 0,48 \cdot 52,99^2) \cdot 10^{-3} = \\ &= 6,49 \text{ kW} \end{aligned}$$

Din rezultatele anterioare se observă că pierderile de putere sunt mai mari decât cele corespunzătoare configurației finale, deci configurația finală este cea optimă.

## BIBLIOGRAFIE

- [AU04] Augugliaro, A., Dusonchet, L., Favuzza, S., Ippolito, M.G., Riva Sanseverino, E. – *A new model of PV nodes in distribution networks backward/forward analysis*, 39<sup>th</sup> International Universities Power Engineering Conference UPEC 2004, 6-8 September 2004, Bristol, England.
- [BA89] Baran, M., Wu, F. – *Network Reconfiguration in Distribution Systems for Loss Reduction and Load Balancing*, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol.4, No.2, April 1989.
- [BA93] Bart, A. – *Reconfiguration des réseaux de distribution en régime critique et défaillant*, Thèse 1176, Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne, 1993.
- [BA03] Bauen, A. – *Fuel Cells*, Cycle d'études postgrades en énergie, Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne, 2003.
- [BE74] Bercovici, M., Arie, A.A., Poată, A. – *Rețele electrice. Calculul electric*, Editura Tehnică, București, 1974.
- [CA00] Canard, J.F. – *Impact de la génération d'énergie dispersée dans les réseaux de distribution*, Thèse de doctorat, Institut National Polytechnique de Grenoble, Décembre 2000.
- [CH90] Chiang, H.D., Baran, M. – *On the Existence and Uniqueness of Load Flow Solution for Radial Distribution Power Network*, IEEE Transactions on Circuits and Systems, Vol. 37, No. 3, March 1990.
- [CH92] Cherkaoui, R. – *Méthodes heuristiques pour la recherche de configurations optimales d'un réseau électrique de distribution*. Thèse 1052, Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne, 1992.
- [CH94] Cherkaoui, R., Germond, A. – *Structure optimale de schéma d'exploitation d'un réseau électrique de distribution*. Revista Energetica, Nr.5 B, 1994.
- [DE02] McDermott, T.E., Dugan, R. – *Distributed Generation Impact on Reliability and Power Quality Indices*, IEEE Conference Papers 2002.
- [DE03] Denis, V. – *Petites centrales hydrauliques*, Cycle d'études postgrades en énergie, Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne, 2003.
- [DR10] Dragomir, D. - *Conectarea surselor de energie regenerabilă la sistemul electroenergetic*, Teză de doctorat, Universitatea POLITEHNICA București, 2010.
- [EN03] Enăchescu, O. – *Modélisation de générateurs éoliens et l'impact sur un réseau électrique de distribution*, Projet de fin d'études, Institut National Polytechnique de Grenoble, 2003.
- [ER00] Eremia, M., Trecat, J., Germond, A. – *Réseaux électriques. Aspects actuels*, Editura Tehnică, București, 2000.
- [ER05] Eremia, M. (coordonator) – *Electric Power Systems, Volume I ELECTRIC NETWORKS*, Editura Academiei Române, 2005.
- [EW07] \* \* \*, Large scale integration of wind energy in the European power supply: analysis, issues and recommendations, European Wind Energy Association - EWEA, December 2007.
- [FL93] Florea, A.M. – *Elemente de Inteligență Artificială. Vol. I – Principii și Modele*. Litografia U.P.B., București, 1993.
- [GO92] Goswami, S.K., Bassu, S.K. – *A new Algorithm for the Reconfiguration of Distribution Feeders for Loss Minimisation*, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol.7, No.3, July 1992.
- [HG90] \* \* \* – *Regulamentul privind racordarea utilizatorilor la rețelele electrice de interes public*, Hotărârea de Guvern nr. 90/2008.

- [IEEE89] \* \* \* – *IEEE Guide for Interfacing Dispersed Storage and Generation Facilities with Electric Utility Systems*, ANSI/IEEE Std 1001-1988, 3 April 1989.
- [IEEE95] \* \* \* – *IEEE recommended practice for monitoring electric power quality*, IEEE Std 1159-1995, 2 Nov.1995.
- [IN02] Infield, D. – *”Wind Energy Conversion Systems”*, Cycle d’études postgrades en Energie, Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne, 2002.
- [IO98] Ionescu, T., Pop, O. – *Ingineria sistemelor de distribuție a energiei electrice*, Editura Tehnică, București, 1998.
- [JE00] Jenkins, N., Allan, R., Crossley, P., Kirschen, D., Strbac, G. – *Embedded Generation*, Institute of Electrical Engineers, London, 2000.
- [JO03B] \* \* \* – *”Arrête du 17 mars 2003 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement à un réseau public de distribution d’une installation de production d’énergie électrique”*, Journal Officiel de la République Française, 11 Février 2000.
- [LU90] Luo, G.X., Semlyen, A. – *Efficient load for large weakly meshed networks*, IEEE Transactions on Power Systems, Vol.5, No.4, May 1990.
- [PE118] \* \* \* - *Regulament general de manevre în instalațiile electrice*. PE118/92, RENEL, ICEMENERG, București, 1992.
- [PE134] \* \* \* – *Normativ privind metodologia de calcul al curenților de scurtcircuit în rețelele electrice cu tensiunea peste 1 kV*, PE134/1995.
- [PO81] Poată, Al., Arie, A., Cișan, O., Eremia, M., Alexandrescu, V., Buta, A. – *Transportul și distribuția energiei electrice*, Editura Didactică și Pedagogică, București 1981.
- [PO88] Potolea, E., Tudose, M. – *Sisteme electroenergetice*. Litografia I.P.B., București, 1988.
- [SC97] Schweer, A. – *Special Report Session 3*, Proc. of CIGRE Symposium on Impact of demand side management, integrated resource planning and distributed generation, Neptun, România, 1997.
- [SC02] Schleiss, A. – *Energie hydraulique*, Cycle d’études postgrades en Energie, Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne, 2002.
- [SH89] Shirmohammadi, D., Hong, H.W. – *Reconfiguration on Electric Distribution Networks for Loss Reduction and Load Balancing*, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol.4, No.2, April 1989.
- [TR98] Triștiu, I. – *Reconfigurarea rețelelor electrice de distribuție de medie tensiune*, Teză de doctorat, Universitatea POLITEHNICA București, 1998.
- [TR03] Trecat, J. – *FACTS and Dispersed generation*, Erasmus Intensive Program ”Advanced technologies in Power Systems: FACTS and A.I.”, University POLITEHNICA of Bucharest, 26 May – 6 June 2003, Volume: 3, Pages: 241 –261.
- [TR03a] Triștiu, I. – *Reconfiguration des réseaux électriques de distribution urbaine dans le contexte de l’ouverture du marché d’électricité*, Travail de diplôme, Cycle d’études postgrades en Energie, Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne, 2001-2003.
- [TR05] Triștiu, I., Eremia, M., Bulac, C., Toma, L. – *L’influence de l’introduction de la production décentralisée sur les pertes de puissance dans les réseaux électriques de distribution*, Conferința Internațională Energie-Mediu, București, 20-22 octombrie 2005.