

Curs 1

PARAMETRII ELEMENTELOR DE SISTEM

1.1 Generatoare

Reprezintă principalele surse de alimentare ale rețelelor electrice, fiind realizate cu ajutorul motoarelor sincrone.

Parametrii și schemele echivalente ale generatoarelor din SEE depind de tipul regimului de funcționare studiat:

- normal;
- tranzitoriu;

Generatorul este modelat cu ajutorul unor conexiuni stea de impedanță pe schemele de secvență + și -. Schema de secvență zero depinde de tipul conexiunii mașinii:

- Y cu neutrul legat direct la pământ;
- Y cu neutrul legat la pământ printr-o impedanță;
- Y;
- Δ ;

Generatoare cu neutrul legat direct la pământ:

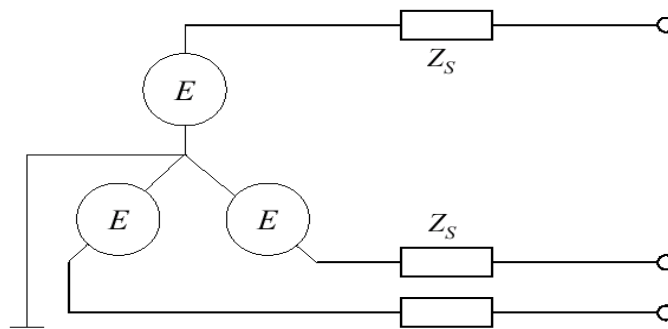


Fig.1.1 Schema electrică echivalentă

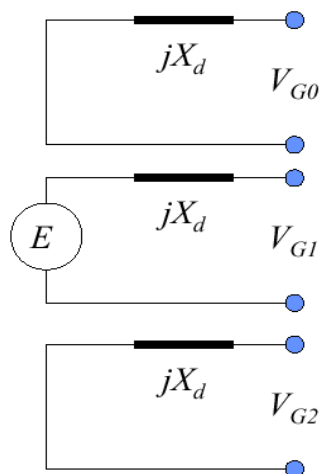


Fig. 1.2 Schemele echivalente de secvență zero, pozitivă și negativă.

$$\mathbf{A} \mathbf{E}_{012} = \mathbf{E}_{abc} \quad (1.1)$$

$$\mathbf{E}_{abc} = \begin{bmatrix} E_a \\ E_b \\ E_c \end{bmatrix} \quad (1.2)$$

$$\mathbf{E}_{012} = \begin{bmatrix} 0 \\ E_a \\ 0 \end{bmatrix} \quad (1.3)$$

$$\mathbf{X}_0 = \mathbf{X}_1 = \mathbf{X}_2 = \mathbf{X}_d \quad (1.4)$$

Generatoare cu neutrul legat prin impedanță:

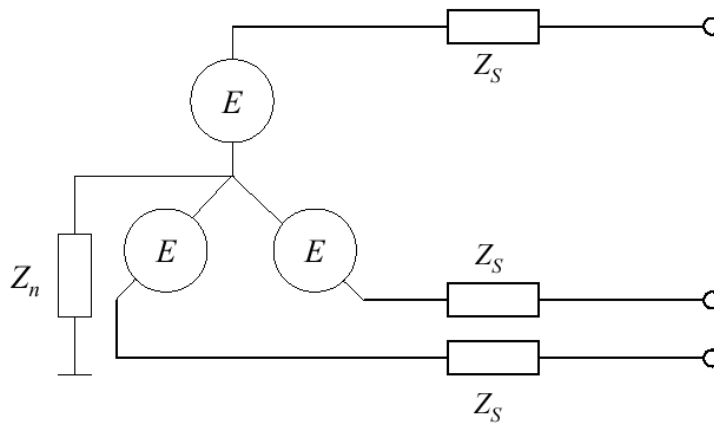


Fig.1.3 Schema electrică echivalentă

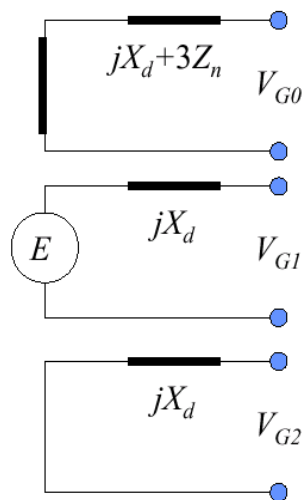


Fig.1.4 Schemele echivalente de secvență zero, pozitivă și negativă.

$$\mathbf{E}_{012} = \begin{bmatrix} 0 \\ E_a \\ 0 \end{bmatrix} \quad (1.5)$$

$$\mathbf{Z}_{012} = \begin{bmatrix} jX_d + 3Z_n & 0 & 0 \\ 0 & X_d & 0 \\ 0 & 0 & X_d \end{bmatrix} \quad (1.6)$$

Generatoare în schemă Y:

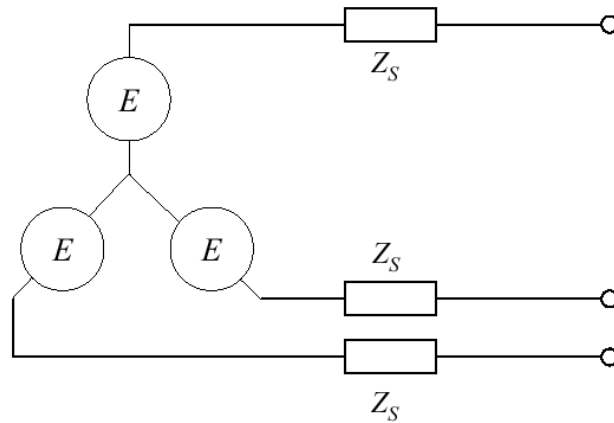


Fig.1.5 Generatoare în schemă Y

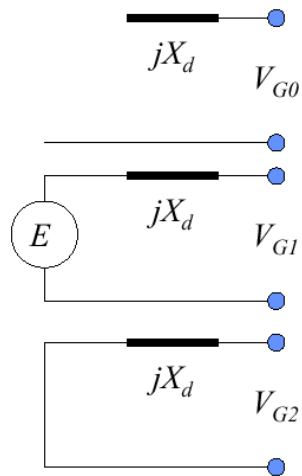


Fig.1.6 Schemele echivalente de secvență zero, pozitivă și negativă.

$$\mathbf{E}_{012} = \begin{bmatrix} 0 \\ E_a \\ 0 \end{bmatrix} \quad (1.7)$$

$$\mathbf{Z}_{012} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & X_d & 0 \\ 0 & 0 & X_d \end{bmatrix} \quad (1.8)$$

Generatoare în schemă Δ :

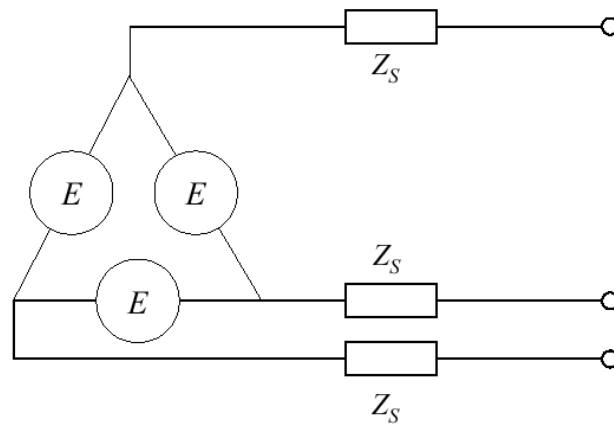


Fig.1.7 Generatoare în schemă Δ

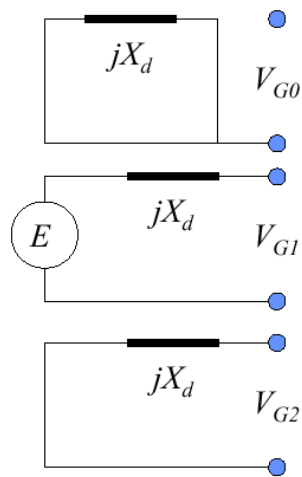


Fig.1.8 Schemele echivalente de secvență zero, pozitivă și negativă.

$$\mathbf{E}_{012} = \begin{bmatrix} 0 \\ E_a \\ 0 \end{bmatrix} \quad (1.9)$$

$$\mathbf{Z}_{012} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & X_d & 0 \\ 0 & 0 & X_d \end{bmatrix} \quad (1.10)$$

Curs 2

Transformatoare

1.1.1 Parametrii și schemele echivalente ale transformatoarelor

Transformatoarele electrice reprezintă aparate electromagnetice statice care transformă prin inducție mutuală mărimile tensiune și curent, caracteristice energiei de curent alternativ, menținând neschimbată frecvența rețelei.

Ele sunt utilizate în punctele în care tensiunea sursei de energie este diferită de cea de transport, distribuție sau consum.

În rețelele electrice se utilizează curent următoarele tipuri de transformatoare:

- *trifazate*, cu două sau trei înfășurări;
- *monofazate*, cu două sau trei înfășurări, montate în grupuri de câte trei, utilizate pentru valori ale puterii mai mari de 60 MVA (pe unitate);
- *autotransformatoare*, folosite pentru interconexiunea rețelelor electrice de înaltă tensiune (110-220 kV, 220-400 kV), care au rapoarte de transformare reduse.

În afară de aceste tipuri, se mai întâlnesc transformatoare de construcții speciale, cum ar fi cele cu faze scindate sau cele utilizate pentru reglajul tensiunii, al modificării circulațiilor de puteri, în circuitele buclate, precum și autotransformatoare cu diverse destinații.

Pentru simplificarea calcului rețelelor electrice este necesar să se reprezinte transformatoarele cu ajutorul unei scheme echivalente, în care circuitele cuplate magnetic sunt reprezentate prin circuite electrice cuplate galvanic, parametrii acestor elemente fiind raportați la o singură tensiune.

Calculul parametrilor electrici ai transformatoarelor se face pe baza unor mărimi caracteristice, determinate prin încercări experimentale în gol și scurtcircuit, cum ar fi:

- pierderile de putere activă în gol sau în fier (ΔP_0);
- curentul de mers în gol sau de magnetizare (i_0), în procente din curentul nominal;
- pierderile de putere activă în scurtcircuit sau nominale în cupru (ΔP_k);
- tensiunea de scurtcircuit (u_k), în procente din tensiunea nominală considerată între fază și nul.

Valorile acestor patru mărimi caracteristice variază după puterea, tensiunea și tipul constructiv al transformatoarelor și sunt indicate în cataloage de către constructor.

Cu ajutorul lor se definesc parametrii longitudinali (rezistența, reactanța) și transversali (conductanța laterală, susceptanța), care vor fi utilizați în calculul rețelelor în regim normal de funcționare.

În cazul regimului tranzitoriu (scurtcircuite, supratensiuni) sunt necesare aceleași date, la care se adaugă o serie de condiții suplimentare.

1.2.2 Transformatorul trifazat cu două înfășurări

Acest tip de transformator este caracterizat de constructor în cataloage printr-o serie de date caracteristice, cum sunt:

- S_n - puterea aparentă nominală, în kVA sau MVA;
- U_{n1} - tensiunea nominală între faze în primar, în V sau kV;
- U_{n2} - tensiunea nominală între faze în secundar, în V sau kV
- ΔP_0^B - pierderile în gol, în kW;
- ΔP_k^P - pierderile în scurtcircuit, în kW;

i_0 - pierderile în gol, în kW;
 u_k - tensiunea de scurtcircuit, în %.

1.2.3 Parametrii transformatorului trifazat cu două înfășurări

Rezistența echivalentă R_T a transformatorului cu două înfășurări se determină scriind expresia pierderilor de putere în înfășurări la sarcina nominală:

$$\Delta P_k = 3 \cdot R_T \cdot I_n^2 = 3R_T \frac{S_n}{\sqrt{3}U_n} = R_T \frac{S_n^2}{U_n^2} \quad (1.11)$$

din care rezultă:

$$R_T = \Delta P_k \frac{U_n^2}{S_n^2} \cdot 10^{-3} [\Omega] \quad (1.12)$$

în care U_n este tensiunea nominală a primarului (U_{n1}) sau secundarului (U_{n2}) considerate respectiv după modul dorit de raportare al parametrilor schemei (la primar sau la secundar).

Pentru a se obține rezistența în ohmi, pierderile în scurtcircuit se consideră în kW, tensiunea în kV și puterea nominală în MVA.

Reactanța echivalentă X_T a transformatorului cu două înfășurări se determină din expresia tensiunii de scurt circuit:

$$u_k \% = \frac{U_k}{\frac{U_n}{\sqrt{3}}} \cdot 100 = \frac{\sqrt{3} \cdot Z_T \cdot I_n}{U_n} = 100 \quad (1.13)$$

din care rezultă:

$$Z_T = \frac{u_k}{100} \cdot \frac{U_n}{\sqrt{3}I_n} = \frac{u_k}{100} \cdot \frac{U_n^2}{S_n} [\Omega] \quad (1.14)$$

unde tensiunea nominală se consideră în kV, iar puterea nominală în MVA.

Cunoscând impedanța Z_T și rezistența R_T se poate calcula reactanța echivalentă:

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2} \quad (1.15)$$

La transformatoarele de puteri mari rezistența echivalentă este mult mai mică de cât impedanța, astfel încât relația (1.15) se mai poate pune sub forma:

$$X_T \approx Z_T - \frac{R_T^2}{2Z_T} \approx Z_T \quad (1.16)$$

din care rezultă că reactanța echivalentă se poate calcula cu relația: (1.14).

Conductanța echivalentă G_T a transformatorului cu două înfășurări se calculează în funcție de pierderile active de putere la mersul în gol și este de forma:

$$\Delta P_0 = G_T U_n^2 \quad (1.17)$$

$$G_T = \frac{\Delta P_0}{U_n^2} \cdot 10^{-3} [S] \quad (1.18)$$

în care: tensiune se exprimă în kV, iar pierderile în fier în kW.

Susceptanța echivalentă B_T a transformatorului se calculează din expresia pierderilor de putere reactivă la mersul în gol:

$$\Delta Q_0 = B_T \cdot U_n^2 \quad (1.19)$$

din care rezultă:

$$B_T = \frac{\Delta Q_0}{U_n^2} \cdot 10^{-3} [S] \quad (1.20)$$

în care: tensiunea se exprimă în kV, iar pierderile de putere reactivă în kvar.

În cataloagele de transformatoare nu se indică însă puterea reactivă la mersul în gol (sau magnetizare), ci curentul de mers în gol (i_0), exprimat în procente din curentul nominal. Ca urmare se poate calcula modulul admitanței totale echivalente Y_T :

$$Y_T = \frac{I_0}{\frac{U_n}{\sqrt{3}}} = \frac{i_0}{100} \cdot \frac{I_n}{\frac{U_n}{\sqrt{3}}} = \frac{i_0}{100} \cdot \frac{S_n}{U_n^2} [S] \quad (1.21)$$

unde puterea nominală se exprimă în: MVA, iar tensiunea în kV.

Susceptanța echivalentă a transformatorului se poate calcula din relația:

$$B_T = \sqrt{Y_T^2 - G_T^2} \quad (1.22)$$

În cazul transformatoarelor uzuale, pentru care $Y_T > G_T$ se poate scrie că:

$$B_T \approx Y_T - \frac{G_T^2}{2Y_T} \approx Y_T \quad (1.23)$$

din care rezultă că susceptanța echivalentă se poate calcula cu relația (1.22) deoarece, practic, se identifică cu admitanța.

1.2.4 Schemele echivalente ale transformatorului cu două înfășurări

Transformatorul trifazat cu două înfășurări se reprezintă de regulă printr-un cuadripol montat în serie cu un transformator ideal. Cuadripolul reprezintă un mod de a lega galvanic cei patru parametri calculați iar transformatorul ideal (considerat fără pierderi) are rolul de a multiplica tensiunea cu raportul de transformare k , egal cu raportul de transformare la mers în gol a transformatorului real.

Deoarece schema este simetrică pe toate cele trei faze, în mod curent se utilizează o reprezentare monofazată, în care tensiunile sunt date între fază și nul. (Fig.1.9)

Dacă cuadripolul este conectat în secundarul transformatorului ideal (1.9.a) toate elementele sale sunt raportate la tensiunea secundarului. Dacă cuadripolul este conectat în primarul transformatorului ideal (1.9.b) elementele sale vor fi raportate la tensiunea primară.

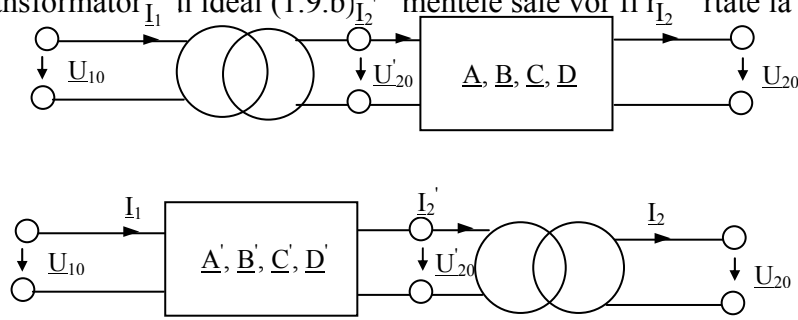


Fig. 1.9 Reprezentarea transformatorului trifazat cu două înfășurări:
a- cu elemente raportate la tensiunea secundară; b- cu elemente raportate la tensiunea primară

Pentru notațiile arătate în figura (1.9) se poate scrie relația:

$$\begin{bmatrix} \underline{U}'_{20} \\ \underline{I}'_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} k & 0 \\ 0 & \frac{1}{k} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{U}_{20} \\ \underline{I}_2 \end{bmatrix} \quad (1.24)$$

Din punct de vedere al valorii algebrice a raportului de transformare, al reglajului acestui raport și al prizei mediane transformatoarele pot fi *ridicătoare* sau *coborătoare* de tensiune. În ambele cazuri, priza mediană este astfel aleasă încât, în gol, secundarul transformatorului să furnizeze o tensiune cu 10% mai mare decât cea nominală.

Astfel, un transformator ridicător va fi definit, de exemplu prin raportul 20/121 kV, iar unul coborător prin raportul 110/22 kV.

Coefficienții $\underline{A}, \underline{B}, \underline{C}, \underline{D}$, respectiv $\underline{A}', \underline{B}', \underline{C}', \underline{D}'$ ai cuadripolului echivalent nu au valori identice în cele două reprezentări.

Reprezentarea cuadripolului se poate face prin mai multe tipuri de scheme echivalente, cum ar fi: schema în Γ sau T și schema în T (fig.1.10)

Coefficienții $\underline{A}, \underline{B}, \underline{C}, \underline{D}$ ai acestor scheme se determină în funcție de parametrii R_T, X_T, G_T și B_T ai transformatorului real și ținând seama de ecuațiile generale ale unui cuadripol, care sunt de forma:

$$\begin{aligned} \underline{U}_1 &= \underline{A}\underline{U}_2 + \underline{B}\underline{I}_2 \\ \underline{I}_2 &= \underline{C}\underline{U}_2 + \underline{D}\underline{I}_2 \end{aligned} \quad (1.25)$$

Particularizând aceste relații pentru schemele arătate în figura se obține:
- pentru schema echivalentă Γ :

$$\underline{U}_{10} = \underline{U}'_{20} + \underline{Z}\underline{I}'_2 \quad (1.26)$$

$$\underline{I}_1 = \underline{I}'_2 + \underline{I}_0 = \underline{Y}\underline{U}'_{20} + \underline{I}'_2(1 + \underline{Z}\underline{Y}) \quad (1.27)$$

din care rezultă:

$$\underline{A} = 1; \quad \underline{B} = \underline{Z}; \quad \underline{C} = \underline{Y}; \quad \underline{D} = 1 + \underline{Z}\underline{Y} \quad (1.28)$$

- pentru schema echivalentă Γ :

$$\underline{U}_{10} = \underline{U}'_{20} + \underline{Z}\underline{I} = \underline{U}'_{20}(1 + \underline{Z}\underline{Y}) + \underline{Z}\underline{I}'_2 \quad (1.29)$$

$$\underline{I}_1 = \underline{I}'_2 + \underline{I}_0 = \underline{Y}\underline{U}'_{20} + \underline{I}'_2 \quad (1.30)$$

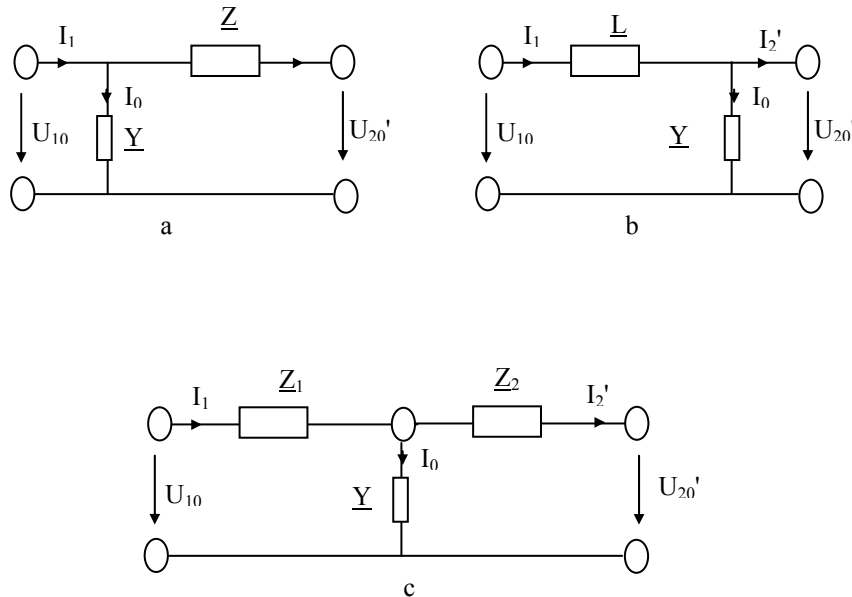


Fig.1.10 Schemele echivalente ale unui transformator:

- a- scheme echivalentă în Γ ;
- b- scheme echivalentă în Γ' ;
- c- scheme echivalentă în T.

din care rezultă:

$$\underline{A} = 1 + \underline{Z}\underline{Y} \ ; \ \underline{B} = \underline{Z} \ ; \ \underline{C} = \underline{Y} \ ; \ \underline{D} = 1 \quad (1.31)$$

- pentru schema echivalentă T :

$$\underline{U}_{10} = (1 + \underline{Z}_1\underline{Y})\underline{U}'_{20} + (\underline{Z}_1 + \underline{Z}_2 + \underline{Z}_1\underline{Z}_2\underline{Y}) \cdot \underline{I}'_2 \quad (1.32)$$

$$\underline{I}_1 = \underline{Y}\underline{U}'_{20} + \underline{I}'_2(1 + \underline{Z}_2\underline{Y}) \quad (1.33)$$

din care rezultă:

$$\underline{A} = 1 + \underline{Z}_1\underline{Y}; \quad \underline{B} = \underline{Z}_1 + \underline{Z}_2 + \underline{Z}_1\underline{Z}_2\underline{Y}; \quad \underline{C} = \underline{Y}; \quad \underline{D} = 1 + \underline{Z}_2\underline{Y} \quad (1.34)$$

Ținând seama de aceste rezultate, precum și de relația (1.31) se pot scrie următoarele ecuații de funcționare:

- pentru transformatorul cu schemă echivalentă Γ :

$$\begin{bmatrix} \underline{U}_{10} \\ \underline{I}_1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & \underline{Z} \\ \underline{Y} & 1 + \underline{ZY} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} k & 0 \\ 0 & \frac{1}{k} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{U}_{20} \\ \underline{I}_2 \end{bmatrix} \quad (1.38)$$

- pentru transformatorul cu schemă echivalentă I:

$$\begin{bmatrix} \underline{U}_{10} \\ \underline{I}_1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 + \underline{ZY} & \underline{Z} \\ \underline{Y} & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} k & 0 \\ 0 & \frac{1}{k} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{U}_{20} \\ \underline{I}_2 \end{bmatrix} \quad (1.39)$$

- pentru transformatorul cu schema echivalentă T:

$$\begin{bmatrix} \underline{U}_{10} \\ \underline{I}_1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 + \underline{Z}_1 \underline{Y} & \underline{Z}_1 + \underline{Z}_2 + \underline{Z}_1 \underline{Z}_2 \underline{Y} \\ \underline{Y} & 1 + \underline{ZY} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} k & 0 \\ 0 & \frac{1}{k} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{U}_{20} \\ \underline{I}_2 \end{bmatrix} \quad (1.40)$$

În cazul schemelor echivalente prezentate s-a ținut seama de toți parametrii transformatorului. Uneori schema echivalentă se poate prezenta și simplificat, sub forma unui dipol. În această reprezentare, valoarea admitanței transformatorului se consideră zero, neglijându-se astfel curentul de magnetizare I_0 .

În acest caz, relația de legătură între solenații este de forma:

$$n_1 \underline{I}_1 - n_2 \underline{I}_2 = 0 \quad (1.41)$$

$$\underline{I}_1 = \underline{I}'_2 \quad (1.42)$$

în care: $\underline{I}'_2 = \frac{n_2}{n_1} \underline{I}_1 = \frac{\underline{I}_1}{k}$ este curentul secundar raportat la primar.

Ținând seama de cele prezentate mai sus, relațiile (1.38) și (1.39) devin:

$$\begin{bmatrix} \underline{U}_{10} \\ \underline{I}_1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & \underline{Z} \\ 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} k & 0 \\ 0 & \frac{1}{k} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{U}_{20} \\ \underline{I}_2 \end{bmatrix} \quad (1.43)$$

1.2.5 Transformatorul cu trei înfășurări

Transformatorul cu trei înfășurări permite interconectarea simultană a trei rețele cu tensiuni diferite. Parametrii acestuia se calculează în mod analog celui cu două înfășurări, fiind necesare însă și unele precizări suplimentare, care privesc modul cum sunt dimensionate înfășurările. Din acest punct de vedere se menționează că, în practică se întâlnesc trei tipuri de transformatoare cu trei înfășurări. *Primul tip* are toate înfășurările dimensionate la puterea nominală a transformatorului, definită totdeauna ca fiind puterea corespunzătoare înfășurării primare. *Cel de-al doilea tip* are una din înfășurări, secundară sau terțiară, dimensionată numai pentru două treimi din puterea nominală, în timp ce tipul al treilea are ambele aceste înfășurări dimensionate pentru două treimi din puterea nominală. Se menționează că ultimele două tipuri constructive sunt mai avantajoase din punct de vedere economic, deoarece costă mai puțin. Ele se utilizează totdeauna în cazurile în care nu este necesară distribuția întregii puteri a înfășurării primare numai pe secundar sau numai pe terțiar.

Această precizare referitoare la tipul de transformator influențează în mod direct calculul rezistențelor echivalente ale înfășurărilor. În acest scop, ea trebuie completată cu următoarele două condiții:

- pierderile maxime în înfășurări au loc când puterea nominală, corespunzătoare înfășurării primare, se repartizează cât mai inegal pe celelalte două înfășurări;
- rezistențele înfășurărilor se consideră invers proporționale cu puterile nominale ale acestora, adică:

$$\frac{R_1}{R_2} = \frac{S_{n2}}{S_{n1}}; \quad \frac{R_1}{R_3} = \frac{S_{n3}}{S_{n1}}; \quad \frac{R_2}{R_3} = \frac{S_{n3}}{S_{n2}} \quad (1.44)$$

Rezistența echivalentă a înfășurărilor, în cazul primului tip de transformator (100/100/100%), conform relațiilor (1.44) este același pentru cele trei înfășurări, iar pierderile maxime de putere corespund situației în care una din înfășurări este în gol și celelalte două încărcate la sarcina nominală. În aceste condiții rezultă că:

$$\Delta P_k = 6R_T I_n^2 \quad (1.45)$$

și:

$$R_T = \Delta P_k - \frac{U_n^2}{2S_n^2} \cdot 10^3 [\Omega] \quad (1.46)$$

în care unitățile de măsură ale mărimilor sunt identice cu cele din relația (1.44):

Pentru transformatorul de tip I al doilea, (100/100/67%) sau (100/67/100%), pierderile maxime se obțin cu înfășurarea a treia în gol, iar legătura dintre rezistențele înfășurărilor, conform relației (1.44) este:

$$R_1 = R_2 = R_T; \quad R_3 = 1,5 R_T \text{ - pentru (100/100/67\%)} \quad (1.47)$$

sau

$$R_1 = R_3 = R_T; \quad R_2 = 1,5 R_T \text{ - pentru (100/67/100\%)} \quad (1.49)$$

În aceste condiții rezistența echivalentă a înfășurărilor acestui tip de transformator este determinată cu relația (1.45).

Transformatorul cu trei înfășurări de tipul al treilea (100/67/67%) are pierderile maxime, când puterea înfășurării primare se repartizează în proporție de două treimi pe secundar și o treime pe terțiar sau invers. Ținând seama de acest fapt și de legătura dintre rezistențele înfășurărilor reieșită din relațiile (1.44):

$$R_1 = R_T = 2/3 R_2 = 2/3 R_3 \quad (1.50)$$

rezultă că:

$$\Delta P_k = 3 \left[R_T I_n^2 + \frac{3}{2} R_T \cdot \frac{4}{9} I_n^2 + \frac{3}{2} R_T \cdot \frac{1}{9} I_n^2 \right] = \frac{11}{2} R_T I_n^2 \quad (1.51)$$

și:

$$R_T = \Delta P_k \frac{U_n^2}{1,83 S_n^2} 10^3 [\Omega] \quad (1.52)$$

dacă se consideră, de exemplu, că pierderile în scurtcircuit sunt date pentru o încărcare egală a ambelor înfășurări, rezultă că:

$$R_2 = R_3 = \frac{3}{2} R_1 = \frac{3}{2} R_T \quad (1.53)$$

$$\Delta P_k 3R_T \left[I_n^2 + 2 \cdot \frac{3}{2} \cdot (0,5I_n)^2 \right] = 5,25R_T I_n^2 \quad (1.54)$$

$$R_T = R_1 = \Delta P_k \frac{U_n^2}{1,75 \cdot S_n^2} 10^3 [\Omega] \quad (1.55)$$

pierderile de putere în scurtcircuit se indică în cataloage, fie ca pierderi totale, fie, în cazul transformatoarelor cu puteri nominale mai mari, pentru fiecare încercare de scurtcircuit, adică $\Delta P_{k12}, \Delta P_{k13}, \Delta P_{k23}$. În acest ultim caz, pierderile totale de scurtcircuit în funcție de care s-au exprimat rezistențele înfășurărilor transformatorului se pot calcula cu relația:

$$\Delta P_k = \frac{\Delta P_{k12} + \Delta P_{k13} + \Delta P_{k23}}{2} \quad (1.56)$$

Dacă este necesar să se calculeze pierderile de scurtcircuit ale celor trei înfășurări, considerate separat, atunci se folosesc relațiile:

$$\Delta P_{k1} = \frac{\Delta P_{k12} + \Delta P_{k13} - \Delta P_{k23}}{2} \quad (1.57)$$

$$\Delta P_{k2} = \frac{\Delta P_{k23} + \Delta P_{k21} - \Delta P_{k13}}{2} \quad (1.58)$$

$$\Delta P_{k3} = \frac{\Delta P_{k31} + \Delta P_{k32} - \Delta P_{k21}}{2} \quad (1.59)$$

care poate fi folosit pentru calculul direct al rezistențelor.

Reactanța echivalentă a înfășurărilor se determină folosind tensiunile de scurtcircuit indicate în cataloagele cu caracteristici ale transformatoarelor, care se consideră aproximativ egale cu căderile de tensiune reactive. Deoarece tensiunile de scurtcircuit sunt date pentru fiecare pereche de înfășurări, cea de-a treia înfășurare fiind totdeauna în gol, se poate scrie prin analogie cu (1.14) și (1.16) că:

$$Z_{12} \approx X_{12} = \frac{u_{k12}}{100} \cdot \frac{U_n^2}{S_n} \quad (1.60)$$

$$Z_{13} \approx X_{13} = \frac{u_{k13}}{100} \cdot \frac{U_n^2}{S_n} \quad (1.61)$$

$$Z_{13} \approx X_{13} = \frac{u_{k13}}{100} \cdot \frac{U_n^2}{S_n} \quad (1.62)$$

în care: $u_{k12} \%$, $u_{k13} \%$, $u_{k23} \%$ reprezintă tensiunile de scurtcircuit procentuale corespunzătoare perechilor de înfășurări, înaltă-medie tensiune (1-2), înaltă-joasă tensiune (1-3) și medie joasă tensiune (2-3).

Cele trei reactanțe X_{12} , X_{13} , X_{23} nu formează însă o schemă echivalentă de calcul care să unească printr-o legătură galvanică unică toate cele trei borne de intrare de pe aceeași fază, care corespund celor trei trepte de tensiune. Ele realizează numai legături galvanice parțiale între perechi de trepte de tensiune, astfel încât se poate scrie următorul sistem de ecuații, care redă condițiile reale de încercare în scurtcircuit:

$$X_{12} = X_1 + X_2; \quad X_{13} = X_1 + X_3; \quad \text{și} \quad X_{23} = X_2 + X_3; \quad (1.63)$$

Prin rezolvarea sistemului se determină reactanța de scăpări a fiecărei înfășurări, după cum urmează:

$$X_1 = \frac{X_{12} + X_{13} - X_{23}}{2} \quad (1.64)$$

$$X_2 = \frac{X_{21} + X_{23} - X_{13}}{2} \quad (1.65)$$

$$X_3 = \frac{X_{31} + X_{32} - X_{12}}{2} \quad (1.66)$$

Aceste trei reactanțe intervin în schema echivalentă a transformatorului.

Conductanța și susceptanța transformatorului cu trei înfășurări se determină cu aceleași relații ca în cazul transformatorului cu două înfășurări.

Schema echivalentă a transformatorului cu trei înfășurări se poate reprezenta printr-o stea cu trei ramuri, fiecare ramură corespunzând unei înfășurări, în care se inserează două transformatoare ideale, cu raport de transformare real sau complex, așa cum se arată în figura 1.11. Admitanța \underline{Y}_T se poate monta fie în nodul 0, fie pe capătul de intrare al înfășurării de înaltă tensiune, așa cum se arată punctat.

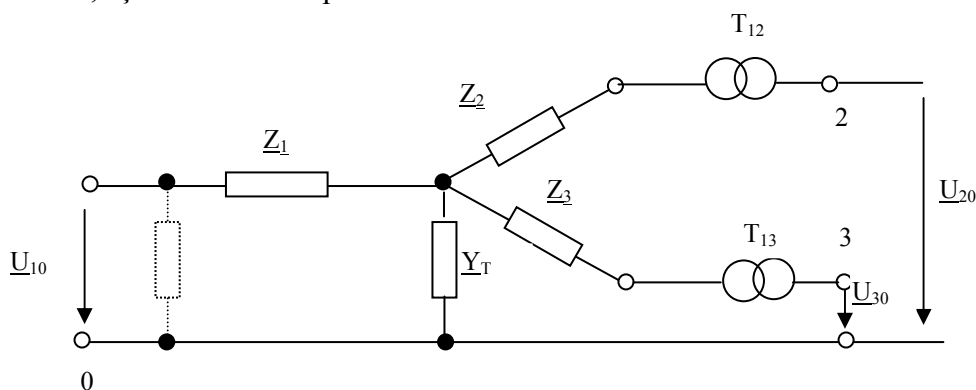


Fig. 1.11 Schema echivalentă a unui transformator cu trei înfășurări, când se ține seama de barele de tensiune diferite.

Curs 3

1.3 Linii electrice

1.3.1 Tipuri de conductoare

La început pentru transmisia energiei erau folosite de obicei conductoarele din cupru, dar conductoarele din aluminiu au înlocuit complet pe cele din cupru pentru liniile supraîncărcate din cauza costului mult mai scăzut și a greutateii mult mai mici a conductoarelor din aluminiu în comparație cu conductoarele din cupru având aceeași rezistență. Faptul că un conductor din aluminiu are un diametru mai mare decât un conductor din cupru având aceeași rezistență este de asemenea un avantaj cu un diametru mai mare fluxul liniile electrice care va lua naștere prin conductoare va fi de departe la suprafața conductoarelor pentru aceeași tensiune. Acesta înseamnă că acolo gradientul tensiunii este mai mic la suprafața conductoarelor și deci tendința de ionizare a aerului din jurul conductoarelor este mai mică. Ionizarea produce nedoritul efect numit corona.

Simbolurile pentru deferitele tipuri de linii electrice sunt următoarele:
OL-AL - LEA cu conductor din OL-AL;

C- cablu cu conductor din Cu (la începutul simbolului) sau izolație de cauciuc (la sfârșitul simbolului);

A- cablu cu conductor din Al (la începutul simbolului) și respectiv armătură (la sfârșitul simbolului);

H- izolație din hârtie;

Y- izolație din PVC;

P- manta de Pb;

Î-înveliș de protecție din iută;

E- ecranat;

B- bandă de protecție din oțel;

CY- cablu cu conductor din Cu izolat cu PVC;

ACY- cablu cu conductor din Al izolat cu PVC;

2Y- polietilenă;

CP- cablu cu conductor din Cu izolat cu cauciuc și manta de plumb;

ACP- cablu cu conductor din Al izolat cu cauciuc și manta de plumb;

X- înveliș rezistent la intemperii;

M- instalații mobil;

U- execuție ușoară;

M- execuție mijlocie;

G- execuție grea;

CC/M/S- cablu de comandă/măsură/semnalizare;

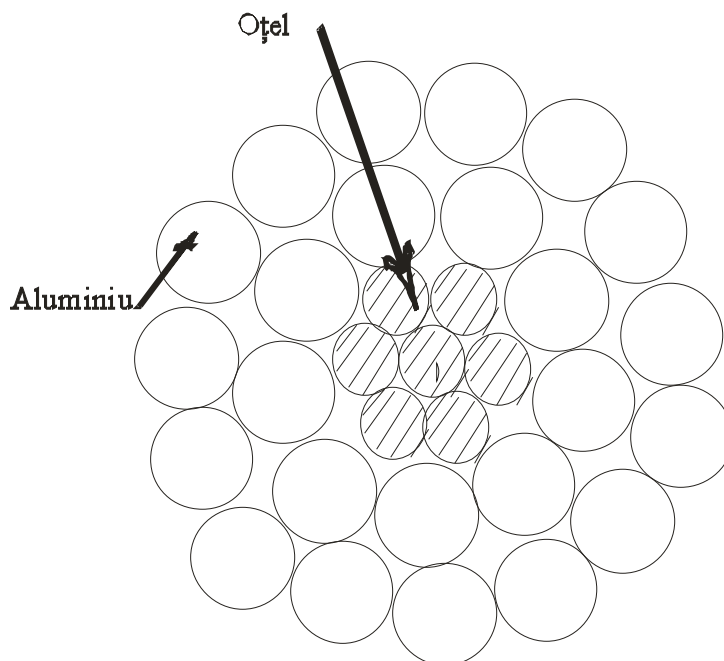


Fig. 1.12 Secțiunea unui conductor

1.3.2 Rezistența conductoarelor liniilor electrice

Rezistența conductoarelor liniilor de transmisie este cauza cea mai importantă a pierderilor de putere în liniile de transmisie. Termenul rezistență fără alte specificații tehnice, înseamnă efectiv rezistență. Rezistența efectivă a conductoarelor este:

$$R = \frac{\Delta P_l}{|I|^2} \quad \Omega, \quad (1.67)$$

unde puterea este în $[W]$ și curentul I $[A]$ din conductoare în amperi. Rezistența efectivă este egală cu rezistența conductorului numai dacă distribuția curentului de-a lungul conductorului este uniformă.

Rezistența directă a curentului este dată de formula:

$$R = \frac{\rho \cdot l}{A} \quad \Omega, \quad (1.68)$$

unde:

ρ = rezistivitatea conductorului;

l = lungimea;

A = aria secțiunii transversale.

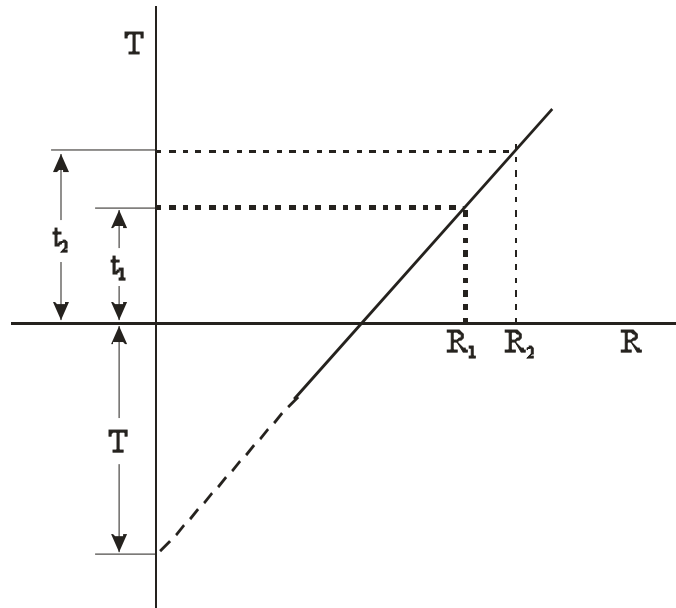


Fig.1.13 Variația rezistenței conductoarelor

Distribuția uniformă a curentului de-a lungul secțiunii transversale a conductorului există numai pentru curentul continuu. Așa cum frecvența curentului alternativ crește, distribuția neuniformă devine mai pronunțată. O creștere a frecvenței cauzează o densitate de curent neuniform. Acest fenomen este denumit efect pelicular. Într-un conductor circular densitatea de curent de obicei scade de la interior spre suprafață. Pentru conductoarele cu un diametru suficient de mare, oscilația densității de curent se face radial respectând distanța de la centru.

1.3.3 Inductivitatea liniilor electrice

Pentru conductoarele cilindrice masive, drepte și paralele, neferomagnetice, situate în medii omogene neferomagnetice, inductivitatea reprezintă o mărime de material, care depinde de natura materialului, de forma și de dimensiunile geometrice al circuitului și de numărul lui de spire. Ea nu depinde însă și de mărimea curentului care străbate conductorul considerat.

În cazul, prezenței mai multor conductoare sau circuite, în același spațiu, se definește o inductivitate proprie și o inductivitate mutuală.

Inductivitatea proprie totală a unui conductor are 2 componente și anume una externă L_e , corespunzătoare fluxului magnetic din exteriorul conductorului și alta internă L_i , legată de fluxul magnetic care străbate materialul conductor.

Pentru un conductor cilindric cu diametru d și lungimea l inductivitatea externă este definită de relația:

$$L_e = \frac{\mu_0 l}{2\pi} \left[\ln \frac{4l}{d} - 1 \right] \quad [\text{H}] \quad (1.69)$$

iar cea internă:

$$L_i = \frac{\mu_0 \cdot l}{2\pi} \mu_r = \frac{\mu_0 \cdot l}{8\pi} \quad [\text{H}] \quad (1.70)$$

unde:

$$\mu_0 = 4 \pi \cdot 10^{-7} \left[\frac{H}{m} \right] \text{ și } \mu_r = 1 \text{ (conductoare neferomagnetice).} \quad (1.71)$$

Inductivitatea proprie totală a conductorului cilindric neferomagnetic are valorare:

$$L_{11} = \frac{\mu_0 l}{2\pi} \left[\ln \frac{4l}{d} - \frac{3}{4} \right] \quad [H] \quad (1.72)$$

sau raportată la unitatea de lungime a conductorului:

$$L_0 = 2 \left[\ln \frac{4l}{d} - \frac{3}{4} \right] \cdot 10^{-4} \quad \left[\frac{H}{km} \right] \quad (1.73)$$

Inductivitatea mutală M dintre două conductoare cilindrice paralele, de lungime l, situate într-un mediu neferomagnetic și cu distanța D între axe este dată de relația:

$$M_{12} = \frac{\mu_0 \cdot l}{2\pi} \left[\ln \frac{2l}{D_{12}} - 1 \right] \quad [H] \quad (1.74)$$

sau raportată la unitatea de lungime a conductoarelor.

$$M_0 = 2 \left[\ln \frac{2l}{D_{12}} - 1 \right] \cdot 10^{-4} \quad \left[\frac{H}{km} \right] \quad (1.75)$$

1.3.3.1 Inductivitatea liniilor electrice aeriene trifazate

În cazul unei linii electrice aeriene cu două conductoare monofilare, inductivitatea unui conductor se determină folosind relațiile anterioare și legea inducției electromagnetice a cărei formă generală este:

$$e_k = - \frac{d\Phi_k}{dt} = -L_k \frac{di_k}{dt} \quad (1.76)$$

unde:

e_k – reprezintă tensiunea electromotoare indusă în conductorul k datorită variației în timp a fluxului magnetic;

Φ_k – fluxul magnetic care înălțuie conductorul k

Pentru linia monofazată cu două conductoare avem :

$$L_1 = \frac{L_{11} \frac{di_1}{dt} + M_{21} \frac{di_2}{dt}}{\frac{di_1}{dt}} = L_{11} - M_{21} \quad (1.78)$$

Pentru un sistem format din n conductoare paralele, inductivitatea conductorului k este dată prin relația:

$$L_k = \frac{M_{1k} \frac{di_1}{dt} + M_{2k} \frac{di_2}{dt} + \dots + L_{kk} \frac{di_k}{dt} + \dots + M_{nk} \frac{di_n}{dt}}{\frac{di_k}{dt}} \quad (1.79)$$

Pentru o linie electrică trifazată avem:

$$\begin{aligned} L_1 &= L_{11} - \frac{M_{12} + M_{13}}{2} - j \frac{\sqrt{3}}{2} (M_{12} - M_{13}) \\ L_2 &= L_{22} - \frac{M_{23} + M_{21}}{2} - j \frac{\sqrt{3}}{2} (M_{23} - M_{21}) \\ L_3 &= L_{33} - \frac{M_{31} + M_{32}}{2} - j \frac{\sqrt{3}}{2} (M_{31} - M_{32}) \end{aligned} \quad (1.80)$$

Dacă dispunerea conductoarelor pe capul stâlpilor nu este simetrică, atunci inductivitățile specifice ale acestora sunt diferite, ceea ce duce la nesimetria tensiunilor la consumator. Pentru a evita acest lucru se utilizează transpunerea fazelor liniilor care constă în modificarea poziției conductoarelor pe distanțe egale ca în (fig. 1).

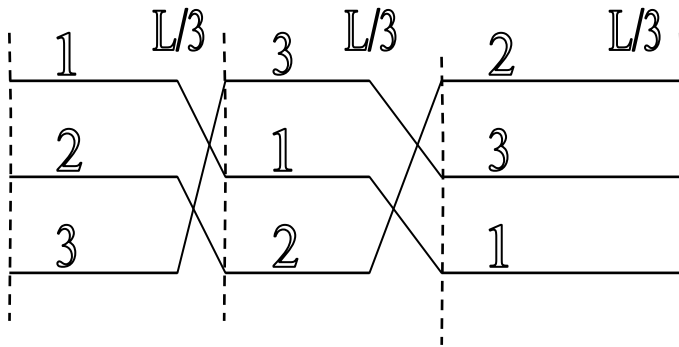


Fig.1.14 Transpunerea fazelor unei linii electrice aeriene

Inductivitatea specifică a fiecărui conductor se poate exprima printr-o valoare medie, egală cu media aritmetică a celor 3 inductivități, determinată cu relațiile (1.81).

$$L_0 = \frac{L_{10} + L_{20} + L_{30}}{3} = \left(2 \ln \frac{D_{med}}{r} + 0.5 \right) \cdot 10^{-4} = \left(4.6 \log \frac{D_{med}}{r} + 0.5 \right) \cdot 10^{-4} \quad \left[\frac{H}{km} \right] \quad (1.81)$$

sau:

$$L_0 = \left(\ln \frac{D_{med}}{r} + \frac{1}{4} \right) \cdot 10^{-4} = 2 \ln \frac{D_{med}}{r_e} \cdot 10^{-4} = 4.6 \log \frac{D_{med}}{r_e} \cdot 10^{-4} \quad \left[\frac{H}{km} \right] \quad (1.82)$$

unde: $r_e = r \cdot e^{-1/4} = 0,779 r$ - raza echivalentă a conductorului.

Pentru liniile electrice aeriene trifazate cu dublu circuit, inductivitatea specifică a conductoarelor se poate scrie astfel pentru conductorul 1:

$$L_{10} = \left(4,6 \log \frac{\sqrt{D_{12} \cdot D_{13}}}{r} + 0,5 + 4,6 \log \frac{\sqrt{D_{15} \cdot D_{16}}}{D_{14}} \right) \cdot 10^{-4} \quad \left[\frac{H}{km} \right] \quad (1.83)$$

1.3.3.2. Influența construcției conductorului asupra valorii inductivității

Inductivitatea conductoarelor funie este puțin mai mare decât cea a conductoarelor masive, ca urmare a influenței răsucirii firelor și a creșterii, într-o oarecare măsură, a inductivității interne. Ea se exprimă prin aceeași relație generală, în care inductivitatea internă legată de permeabilitatea magnetică relativă este în funcție de numărul straturilor și al firelor unui strat și corespunde valorilor indicate în tabela (1.1). Se observă că valoarea cea mai mare a inductivității interne, corespunde conductoarelor funie cu un singur strat.

Numărul firelor N	1	7	19	37	61	91
Numărul straturilor n	-	1	2	3	4	5
$L_i=0,5 \cdot 10^{-4}$	0,5	0,65	0,553	0,524	0,502	0,501

Tabelu 1.1 Variația inductivității interne a conductoarelor funie neferomagnetice.

Inductivitatea conductoarelor fasciculate sau jumelate care se utilizează în construcția liniilor electrice aeriene de foarte înaltă tensiune ($U_n \geq 220$ kv) în scopul creșterii capacității de transport, se calculează cu:

$$L_0 = \left(4,6 \log \frac{D_{med}}{r_e} + \frac{0,5}{n} \right) \quad \left[\frac{H}{km} \right] \quad (1.84)$$

unde: $r_e = \sqrt[2]{r_o \cdot a_m}$

a_m - raza cercului de așezare a conductoarelor în fascicul;

n - numărul de conductoare pe fază;

a - distanța dintre conductoarele unei faze dispuse simetric;

r_o - raza conductoarelor componente ale unei faze.

Inductivitatea conductoarelor tubulare folosite în construcția liniilor electrice aeriene de foarte înaltă tensiune pentru eliminarea efectului corona, depinde de raportul dintre cele două raze, interioară și exterioară. Valoarea ei se poate calcula cu relația (1.81) sau (1.83) în care se introduce o rază echivalentă a conductorului a cărei valoare este:

$$r'_{ech} = r_e \cdot \xi \quad (1.85)$$

unde: ξ - factor numeric;

r_e - raza exterioară a conductorului tubular în mm;

Inductivitatea conductoarelor de oțel se poate calcula în același mod ca cea a conductoarelor neferomagnetice, ținând seama de variația permeabilității magnetice a

materialului în funcție de intensitatea curentului. De menționat însă că este foarte dificilă stabilirea legăturii dintre permeabilitatea magnetică a materialului și intensitatea.

1.3.3.3 Inductivitatea cablurilor electrice

Inductivitatea cablurilor electrice folosite în construcția liniilor subterane se poate calcula cu relația indicată pentru liniile aeriene. În general însă, cablurile nu au elementele geometrice cunoscute și de aceea inductivitățile specifice ale acestora sunt date în tabele de către fabricile conductoare pentru fiecare secțiune nominală a conductoarelor și tip constructiv de cablu.

Valori medii ale reactanțelor specifice pentru cabluri de construcție nominală.

$x_0 = 0,08 \div 0,1 \Omega / \text{km}$ – pentru cabluri trifazate de 6 ÷ 15 kv

$x_0 = 0,1 \div 0,12 \Omega / \text{km}$ – pentru cabluri trifazate de 35 kv.

13.4. Capacitatea liniilor electrice

O linie electrică monofazată sau polifazată formează un sistem de condensatoare, care au ca armături conductoarele metalice și pământul. Astfel, o linie electrică trifazată are un sistem de trei condensatoare față de pământ cu capacitățile parțiale C_{10} , C_{20} , C_{30} și un sistem de trei condensatoare între perechile de conductoare C_{12} , C_{13} , C_{23} .

În calculul regimurilor de funcționare a rețelelor electrice pentru întocmirea schemelor echivalente interesează capacitatea echivalentă corespunzătoare capacităților de mai sus, care poartă denumirea de capacitate de serviciu sau capacitate de lucru. Ea trebuie interpretată ca fiind raportul dintre întreaga cantitate de electricitate, care determină liniile de câmp ce pleacă de la un conductor dat spre celelalte și spre pământ și potențialul aceluși conductor.

Capacitatea unui conductor paralel cu pământul se definește cu relația generală:

$$C = \frac{Q}{V} \quad (1.86)$$

unde:

Q – sarcina electrică cu care este încărcat conductorul;

V – potențialul conductorului în raport cu pământul creat de sarcina electrică și de imaginea acesteia.

Potențialul unui conductor în raport cu pământul este determinat de relația:

$$V = \frac{Q}{2\pi\epsilon l} \ln \frac{h + \sqrt{h^2 - r^2}}{r} = \frac{Q}{2\pi\epsilon l} \ln \frac{2h}{r} = \frac{Q}{2\pi\epsilon l} \ln \frac{d}{r} \quad (1.87)$$

în care:

h – înălțimea conductorului deasupra pământului;

r – raza conductorului;

l – lungimea conductorului;

d – distanța dintre axa conductorului și a imaginii sale situată simetric față de pământ;

ϵ – permitivitatea dielectricului.

Capacitatea unui conductor în prezența pământului:

$$C = \frac{Q}{V} = \frac{2\pi\epsilon l}{\ln \frac{h + \sqrt{h^2 - r^2}}{r}} \approx \frac{2\pi\epsilon l}{\ln \frac{2h}{r}} = \frac{2\pi\epsilon l}{\ln \frac{d}{r}} \quad (1.88)$$

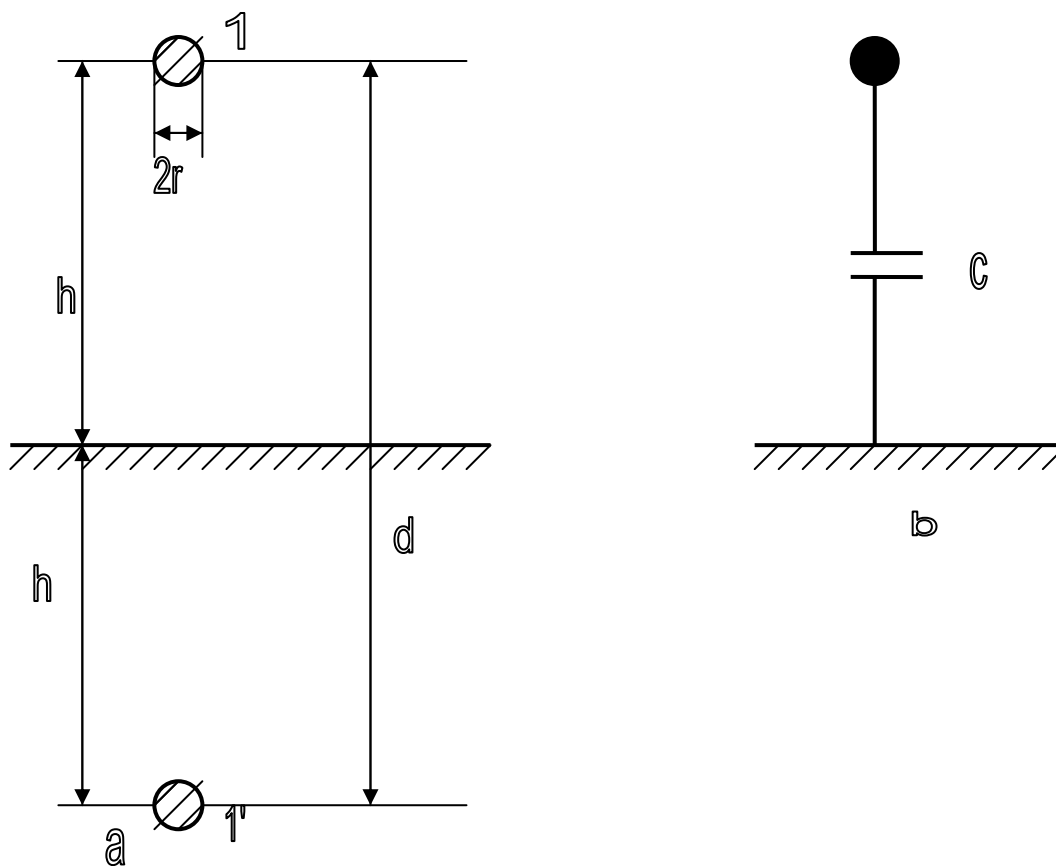


Fig. 1.15 Capacitatea față de pământ a unui conductor electric
a-conductorul și imaginea sa electrică ; b-circuitul capacitiv echivalent

13.4.1 Capacitatea de serviciu a liniilor electrice aeriene simetrice

Calculul capacității de serviciu a unei linii electrice simetrice, aeriană sau în cablu, în prezența pământului este analog cu calculul capacității unui sistem de conductoare cilindrice și paralele. Conductoarele se consideră omogene, izolate, încărcate cu sarcină electrică uniform repartizată și cu același potențial pe toată lungimea lor, între care se găsește un dielectric neîncărcat și liniar, cu permitivitate independentă de intensitatea câmpului electric.

Pentru calculul capacităților de serviciu a liniilor electrice se utilizează relațiile lui Maxwell relative la capacități care se pot prezenta și sub formă prescurtată:

$$[V] = [\alpha] \cdot [Q] \quad (1.89)$$

în care:

[V] – reprezintă matricea coloană a potențialelor celor n conductoare;

[α] - matricea coeficienților de potențial;

[Q] – matricea coloană a sarcinilor electrice a celor n conductoare.

a) *Capacitatea de serviciu a unei linii monofazate cu 2 conductoare.*

Pentru linia electrică monofazată cu două conductoare din fig1.15, în prezenta pământului, prima formă a relației lui Maxwell este:

$$\begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \alpha_{11} & \alpha_{12} \\ \alpha_{21} & \alpha_{22} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} Q_1 \\ Q_2 \end{bmatrix} \quad (1.90)$$

și se utilizează în directă legătură cu metoda imaginilor electrice, care presupune că suprafața pământului reprezintă un plan echipotențial de potențial nul.

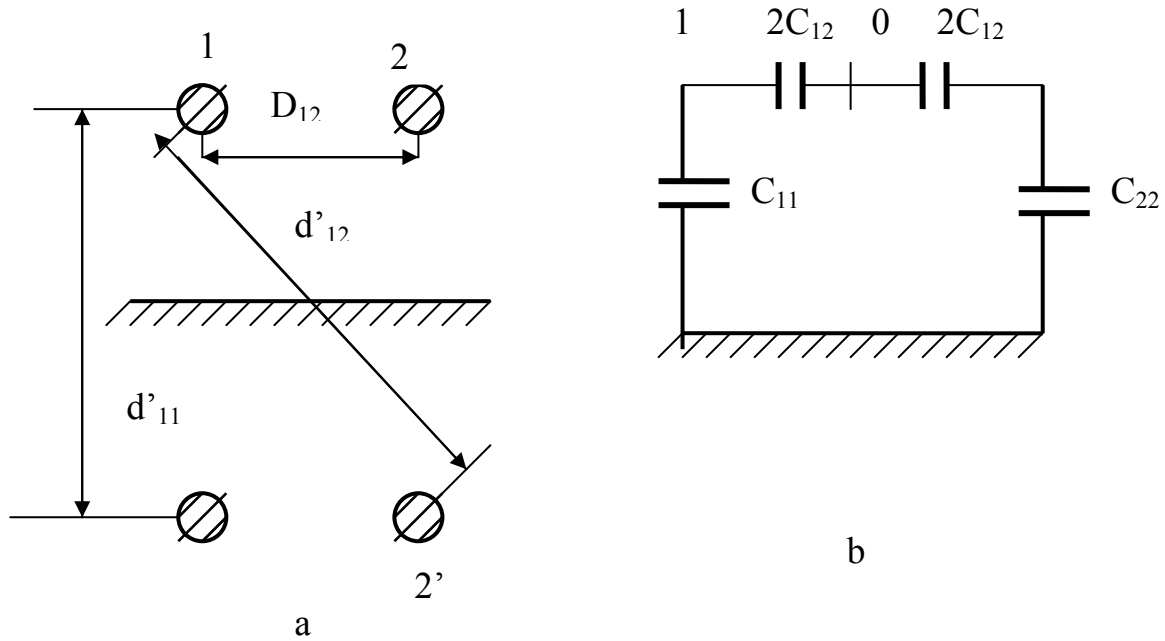


Fig 1.16 Linie monofazată cu două conductoare:
a-conductoarele și imaginile echivalente.

În aceste condiții, câmpul electric de deasupra și de la suprafața pământului creat de sarcina unui conductor, este același cu cel care ar fi produs de sarcina unui conductor, este același cu cel care ar fi produs de sarcina conductorului și de o sarcină egală și de semn contrar a imaginii acestuia, imagine situată simetric sub suprafața pământului.

Capacitatea de serviciu a fiecărui conductor al liniei electrice se determină astfel:

$$C_{1s} = C_{2s} = C_s = \frac{Q}{V_{10}} = -\frac{Q}{V_{20}} = \frac{1}{\alpha_{11} - \alpha_{12}} = \frac{2\pi\epsilon l}{\ln\left(\frac{2h}{r} \cdot \frac{D_{12}}{\sqrt{4h^2 + D_{12}^2}}\right)} \quad (1.91)$$

Capacitatea sistemului format de cele două conductoare paralele este dată de relația:

$$C = \frac{Q}{V_1 - V_2} = \frac{1}{2(\alpha_{11} - \alpha_{12})} = \frac{\pi\epsilon l}{\ln\left(\frac{2h}{r} \cdot \frac{D_{12}}{d_{12}}\right)} \quad (1.92)$$

În cazul condițiilor de funcționare în regim simetric în care $V_1+V_2=0$ și $Q_1+Q_2=0$, potențialul nodului N este egal cu cel al pământului și egal cu zero. În aceste condiții, capacitățile parțiale C_{11} și $2 C_{12}$ din figura 3.5, b se pot pune în paralel, obținând capacitatea de serviciu sub forma:

$$C_s = C_{11} + 2C_{12} = \frac{1}{\alpha_{11} + \alpha_{12}} + \frac{2\alpha_{12}}{\alpha_{11}^2 - \alpha_{12}^2} = \frac{1}{\alpha_{11} - \alpha_{12}} \quad (1.93)$$

b) *Linia aeriană trifazată simplă simetrică*

În acest caz, prima formă a ecuațiilor lui Maxwell este:

$$\begin{bmatrix} V_{11} \\ V_2 \\ V_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \alpha_{11} & \alpha_{12} & \alpha_{13} \\ \alpha_{21} & \alpha_{22} & \alpha_{23} \\ \alpha_{31} & \alpha_{32} & \alpha_{33} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} Q_1 \\ Q_2 \\ Q_3 \end{bmatrix} \quad (1.94)$$

Capacitatea de serviciu a conductoarelor liniei electrice trifazate simetrice are valoarea:

$$C_s = \frac{1}{\alpha - \alpha'} = \frac{2\pi\epsilon l}{\ln\left(\frac{2h_{med}}{r} \cdot \frac{D_{med}}{d_{med}}\right)} \quad (1.95)$$

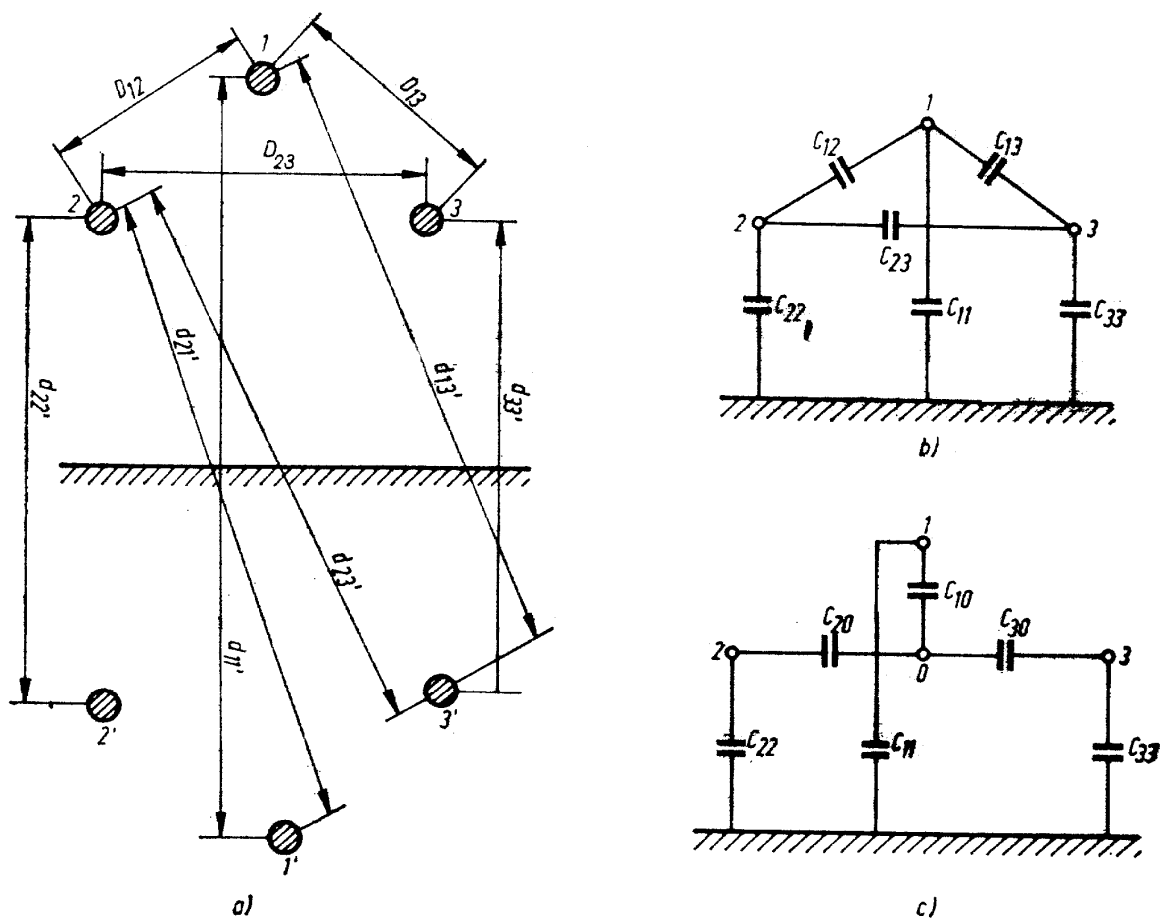


Fig.1.17 Linie electrică trifazată aeriană:

a-distanțele între conductoare și conductoare și imagini ; b-circuitul capacitiv echivalent inițial ; c-circuitul capacitiv echivalent al capacităților de serviciu

În figura 1.17, a sunt notate cele trei conductoare ale liniei cu distanțele între ele și între imaginile lor, care verifică condițiile corespunzătoare capacității totale a fiecărui conductor față de pământ și capacitățile directe între conductoare.

Capacitatea de serviciu a fiecărui conductor rezultă prin transfigurarea triunghiului capacităților C_{12} , C_{13} , C_{23} într-o stea C_{10} , C_{20} , C_{30} , în care, pentru un sistem simetric, centrul stelei are potențialul egal cu cel al pământului.

În aceste condiții:

$$C_s = C_{11} + C_{10} = C_{22} + C_{20} = C_{33} + C_{30} = \frac{1}{\alpha - \alpha'} \quad (1.96)$$

c) Linie electrică aeriană cu dublu circuit

Pentru linia electrică aeriană cu dublu circuit, cu dispoziție simetrică a fazelor, capacitatea de serviciu are o valoare diferită de cea a liniei simple, ca urmare a influenței reciproce dintre circuite.

În calculul liniilor electrice aeriene se indică orientativ următoarele valori medii ale capacităților de serviciu:

- $(8 \div 10) \cdot 10^{-3} \left[\frac{\mu F}{km} \right]$ pentru liniile cu tensiuni nominale de $(35 \div 220)$ kv;

- $(5 \div 7) \cdot 10^{-3} \left[\frac{\mu F}{km} \right]$ pentru liniile cu tensiuni nominale de $(220 \div 400)$ kv construite cu conductoare fasciculare.

1.3.4.2. Capacitatea de serviciu a liniilor electrice în cablu.

Calculul capacităților de serviciu ale cablurilor se poate face cu aceeași metodă folosită la liniile electrice aeriene.

Pentru cabluri monofazate sau trifazate cu câmp radial capacitatea de serviciu este:

$$C_s = \frac{2\pi\epsilon l}{\ln \frac{R}{r}} \quad (1.97)$$

în care:

ϵ – constanta dielectrică a izolației cablului;

r – raza conductorului;

R - raza cablului.

În lipsa unor date se pot prelucra următoarele valori medii ale capacităților de serviciu ale cablurilor:

- pentru cabluri de 10 kv și secțiunea de $70 \div 95$ mm² :

$$C_s = 0,33 \left[\frac{\mu F}{km} \right]; \quad (1.98)$$

- pentru cabluri de 20 ÷ 30 kv și secțiunea de 150 mm²:

$$\cos = 0,28 \left[\frac{\mu F}{km} \right]; \quad (1.99)$$

1.3.4.3 Efectul de compensare al liniilor electrice de înaltă tensiune.

Capacitatea provoacă circulația de curenți capacitivi și din această cauză, liniile electrice pot fi considerate ca generatoare de putere reactivă.

Puterea reactivă de compensare a liniilor electrice are valoarea dată de relația:

$$Q = \sqrt{3} U I_c = C \omega U^2 \quad (1.100)$$

unde:

U – reprezintă tensiunea nominală

I_c – curentul capacitiv al liniei

ω – pulsația curentului la frecvență industrială.

În cazul liniilor electrice în cabluri, puterea reactivă generală este mult mai mare. Rețelele subterane de medie tensiune produc puteri reactive de valori ridicată mai ales când lungimea lor este mare. Acest lucru are consecințe nefavorabile în cazul puterii la pământ a fazelor ca urmare a curenților de punere la pământ de valori ridicată.

1.3.5 Schemele echivalente de calcul ale unei linii electrice lungi

Schemele echivalente de calcul ale unei linii lungi sunt scheme electrice cu parametri concentrați. Ele echivalează schemele electrice de calcul ale unei linii lungi cu parametri uniform distribuiți. Noțiunea de „echivalență“ se referă la faptul că schema cu parametri concentrați conservă mărimile electrice (curenți și tensiuni) de la bornele extreme (de la intrare și de la ieșire) ale schemei electrice cu parametri uniform distribuiți pe care o echivalează. În mod evident, schema electrică punctuală cu parametri concentrați nu poate da informații asupra mărimilor electrice din alte secțiuni decât cele de la barele liniei electrice lungi. Necesitatea reducerii unei scheme electrice cu parametri uniform distribuiți la o schemă electrică cu parametri concentrați apare din aceea că o linie electrică lungă funcționează într-un sistem electric care prezintă și parametri concentrați.

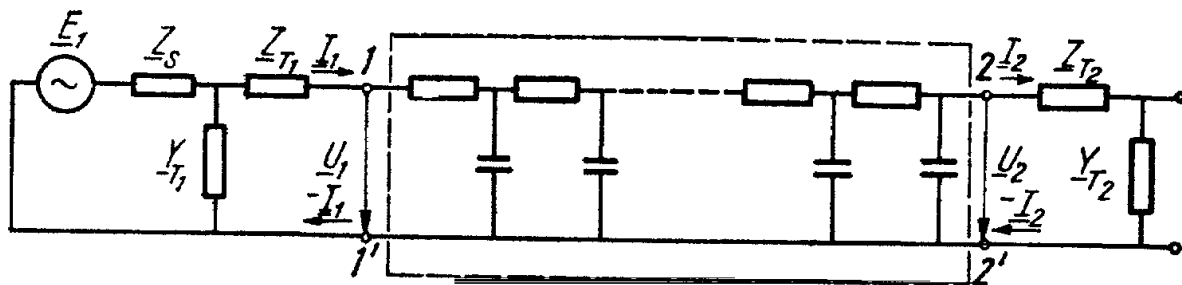


Fig .1.18. Schema electrică eterogenă (cu parametri uniform distribuiți și parametri concentrați)

Astfel, în fig. 1.18 este redată o structură electrică conținând schema electrică cu parametrii uniform distribuiți care reprezintă linia electrică lungă și schemele electrice ale transformatoarelor din stațiile ridicătoare și din cele coborâtoare (care mărginesc linia electrică lungă) și care sunt reprezentate prin parametri concentrați.

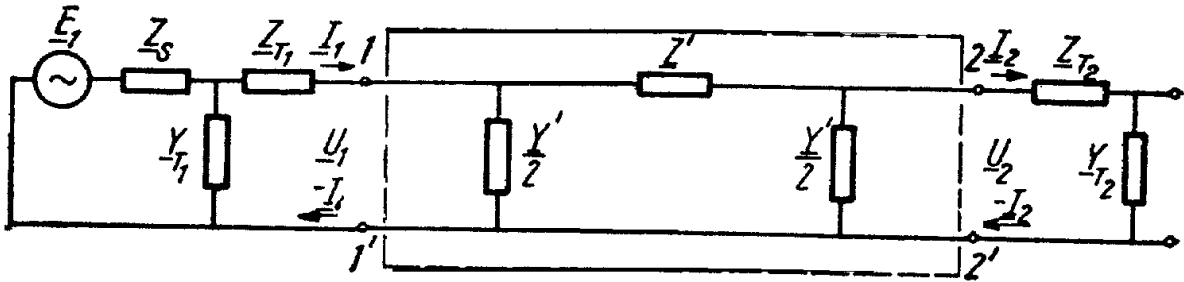


Fig. 1.19. Schema electrică echivalentă omogenă cu parametri concentrați

În fig. 1.19 este redată schema electrică echivalentă numai cu parametri concentrați (omogenă), schema electrică care conservă mărimile electrice la borne.

Odată stabilită schema electrică echivalentă, prin introducerea ei într-o structură electrică cu parametri concentrați, se obține o rețea electrică cu parametri concentrați, care poate fi studiată ca atare.

Pentru liniile electrice prezentând simetrie (atât geometrică, cât electrică), schemele electrice echivalente folosite, schema în π sau T, vor fi scheme simetrice (fig. 1.20 și 1.21).

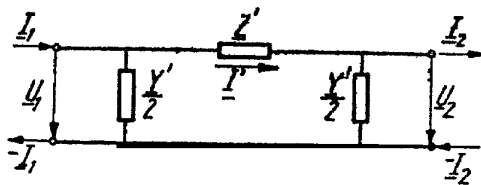


Fig.1.20. Schema electrică echivalentă în π

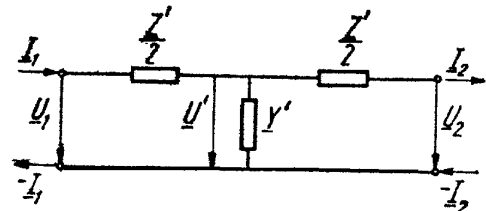


Fig.1.21. Schema electrică echivalentă în T

Determinarea impedanței longitudinale Z' și a admitanței transversale Y' a schemelor echivalente, se face punându-se condiția de conservare a mărimilor electrice de la bornele de intrare (I_1 și U_1) și de la bornele de ieșire (I_2 și U_2) ale liniei electrice lungi. Aceasta se realizează prin identificarea coeficienților A, B, C și D din ecuațiile liniei electrice lungi cu coeficienții A' , B' , C' și D' ai schemei echivalente.

Întrucât linia electrică se consideră simetrică (fără transformatoare la extremități): $A=D$ și la fel $D'=A'$.

În cazul determinării unei scheme electrice echivalente pentru un ansamblu real, format din linia electrică lungă și transformatoarele din stațiile ce o încadrează în sistem, relația $D'=A'$ nu mai este în general valabilă, datorită pierderii simetriei schemei, ceea ce atrage după sine imposibilitatea reprezentării din cuadripoli simetrici. Numai dacă se consideră că transformatoarele extreme sunt identice (ceea ce este puțin probabil), schema de ansamblu își conservă simetria.

Pentru determinarea impedanței Z' și a admitanței Y' se calculează coeficienții A' π , B' π și C' π , respectiv coeficienții A' T, B' T și C' T, și se identifică cu coeficienții A, B și C ai lungi, cât și a schemei electrice echivalente ($A^2 - BC = 1$ și $A'^2 - B'C' = 1$), pentru determinarea mărimilor Z' și Y' este suficientă stabilirea a numai două relații de identificare între coeficienții A, B și C și A' , B' și C' .

13.5.1 Schema echivalentă în π

Folosindu-se notațiile din fig 1.20, se stabilesc următoarele relații:

$$\underline{I}' = \underline{I}_2 + \frac{\underline{Y}'}{2} \cdot \underline{U}_2$$

$$\underline{U}_1 = \underline{U}_2 + \underline{Z}' \underline{I}' \quad (1.101)$$

$$\underline{I}_1 = \frac{\underline{Y}'}{2} \underline{U}_1 + \underline{I}'$$

sau:

$$\underline{Z}' = \underline{Z}_c \operatorname{sh} \frac{\sqrt{zy}}{\sqrt{zy}} \quad (1.102)$$

$$\frac{\underline{Y}'}{2} = \frac{y}{2} \operatorname{th} \frac{\sqrt{zy}}{2}$$

1.3.5.2 Schema echivalentă în T

Utilizând notațiile din fig. 1.21. se scriu relațiile:

$$\begin{aligned} \underline{U}' &= \underline{U}_2 + \frac{\underline{Z}'}{2} \underline{I}_2 \\ \underline{I}_1 &= \underline{I}_2 + \underline{Y}' \underline{U}' \\ \underline{U}_1 &= \underline{U}' + \frac{\underline{Z}'}{2} \underline{I}_1 \end{aligned} \quad (1.103)$$

Din condițiile:

$$\begin{aligned} \underline{A}'_T &= \underline{A} = \operatorname{ch} \gamma L \\ \underline{C}'_T &= \underline{C} = \underline{Z}_c \operatorname{sh} \gamma L \end{aligned} \quad (1.104)$$

se obține:

$$\begin{aligned} 1 + \frac{\underline{Z}' \underline{y}'}{2} &= \operatorname{ch} \gamma L \\ \underline{Y}' &= \underline{Z}_c \operatorname{sh} \gamma L \end{aligned} \quad (1.105)$$

de unde:

$$\frac{\underline{Z}'}{2} = \frac{\operatorname{ch} \gamma L - 1}{\underline{Z}_c \operatorname{sh} \gamma L} = \frac{1}{\underline{Z}_c} \operatorname{th} \frac{\gamma L}{2} \quad (1.106)$$

Exprimând pe \underline{Z}_c și γL în funcție de impedanța \underline{z} și de admitanța \underline{y} ale liniei lungi, rezultă:

$$\frac{\underline{Z}'}{2} = \frac{\underline{z}}{2} \frac{th \sqrt{zy}}{\frac{2}{\sqrt{zy}}};$$

$$\underline{Y}' = \underline{y} \frac{sh \sqrt{zy}}{\sqrt{zy}}.$$
(1.107)

1.3.6 Linii de lungime medie

Sunt linii cu lungime sub 250 km ($l < \lambda/25$). În acest caz parametri transversali nu se mai pot neglija. Linia trebuie reprezentată printr-o schemă echivalentă cu parametri concentrați, în T, Π sau Γ. Sunt preferate schemele în Π sau T datorită simetriei (care permite identificare unui cuadripol echivalent).

Așadar, de această dată, parametri transversali sunt localizați la mijlocul liniei (pentru schema în T reprezentată în fig. 3.11) sau la cele două capete (pentru schema în Π reprezentată în fig. 3.12).

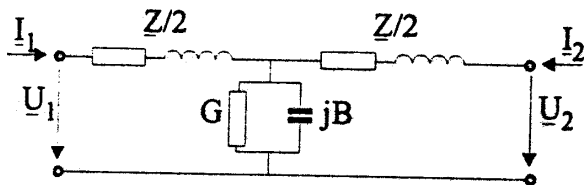


Fig. 1.22. Schema echivalentă în T

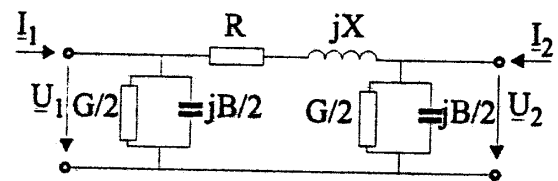


Fig. 1.22. Schema echivalentă în Π

Parametri cuadripolului echivalent sunt:

- pentru schema în T:

$$\underline{A}_T = 1 + \underline{Z} \underline{Y}/2; \underline{B}_T = \underline{Z} (1 + \underline{Z} \underline{Y}/4); \underline{C}_T = \underline{Y}; \underline{D}_T = 1 + \underline{Z} \cdot \underline{Y}/2 \quad (1.117)$$

- pentru schema în Π

$$\underline{A}_\Pi = 1 + \underline{Z} \underline{Y}/2; \underline{B}_\Pi = \underline{Z}; \underline{C}_\Pi = \underline{Y} (1 + \underline{Z} \cdot \underline{Y}/4); \underline{D}_\Pi = 1 + \underline{Z} \cdot \underline{Y}/2 \quad (1.118)$$

Rezultate mai precise se obțin dacă linia este împărțită în mai multe tronsoane și fiecare se reprezintă printr-un echivalent T sau Π. La funcționarea în regim nesinusoidal sau asimetric acest demers devine obligatoriu.

1.3.7.2. Modelarea liniilor electrice

Modul de calcul al parametrilor liniilor electrice este prezentat în 1.2. În acest context interesează matricile nodale aferente (de fază și de secvență) și modul de constituire a schemelor de secvență (pentru calculul scalar al curenților de scurtcircuit).

1.3.7.2.1 Linii cu conductoare netranspuse

Matricea impedanțelor nodale de fază pentru asemenea linii se prezintă sub forma:

$$\text{cu } [\underline{Z}_{abc}] = \begin{bmatrix} \underline{Z}_{aa} & \underline{Z}_{ab} & \underline{Z}_{ac} \\ \underline{Z}_{ba} & \underline{Z}_{bb} & \underline{Z}_{bc} \\ \underline{Z}_{ca} & \underline{Z}_{cb} & \underline{Z}_{cc} \end{bmatrix} \quad (1.121)$$

unde impedanțele proprii și mutuale nu sunt în mod obligatoriu egale:

$$\begin{aligned} \underline{Z}_{aa} &\neq \underline{Z}_{bb} \neq \underline{Z}_{cc} \\ \underline{Z}_{ab} &\neq \underline{Z}_{ba} \neq \underline{Z}_{ca} \neq \underline{Z}_{bc} \end{aligned} \quad (1.122)$$

Corespunzător se obține matricea impedanțelor nodale de secvență:

$$[\underline{Z}_{012}] = \begin{bmatrix} \underline{Z}_{p0} + 2\underline{Z}_{m0} & \underline{Z}_{p2} - \underline{Z}_{m2} & \underline{Z}_{p1} - \underline{Z}_{m1} \\ \underline{Z}_{p1} - \underline{Z}_{m1} & \underline{Z}_{p0} - \underline{Z}_{m0} & \underline{Z}_{p2} + 2\underline{Z}_{m2} \\ \underline{Z}_{p2} - \underline{Z}_{m2} & \underline{Z}_{p1} + 2\underline{Z}_{m1} & \underline{Z}_{p0} - \underline{Z}_{m0} \end{bmatrix} \quad (1.123)$$

$$\underline{Z}_{p0} = \frac{1}{3} (\underline{Z}_{aa} + \underline{Z}_{bb} + \underline{Z}_{cc})$$

$$\underline{Z}_{p1} = \frac{1}{3} (\underline{Z}_{aa} + \underline{a} \cdot \underline{Z}_{bb} + \underline{a}^2 \cdot \underline{Z}_{cc}) \quad (1.124)$$

$$\underline{Z}_{p2} = \frac{1}{3} (\underline{Z}_{aa} + \underline{a}^2 \cdot \underline{Z}_{bb} + \underline{a} \cdot \underline{Z}_{cc})$$

$$\underline{Z}_{m0} = \frac{1}{3} (\underline{Z}_{bc} + \underline{Z}_{ca} + \underline{Z}_{ab})$$

$$\underline{Z}_{m1} = \frac{1}{3} (\underline{Z}_{bc} + \underline{a} \cdot \underline{Z}_{ca} + \underline{a}^2 \cdot \underline{Z}_{ab}) \quad (1.125)$$

$$\underline{Z}_{m2} = \frac{1}{3} (\underline{Z}_{bc} + \underline{a}^2 \cdot \underline{Z}_{ca} + \underline{a} \cdot \underline{Z}_{ab})$$

13.7.2.2. Linii cu conductoare incomplet transpuse

Sunt caracterizate de o matrice a impedanței de fază de forma:

$$[\underline{Z}_{abc}] = \begin{bmatrix} \underline{Z}_{p1} & \underline{Z}_{m1} & \underline{Z}_{m2} \\ \underline{Z}_{m2} & \underline{Z}_{p2} & \underline{Z}_{m1} \\ \underline{Z}_{m1} & \underline{Z}_{m2} & \underline{Z}_{p3} \end{bmatrix} \quad (1.126)$$

Ceea ce conduce la o matrice a impedanțelor de secvență:

$$[\underline{Z}_{012}] = \begin{bmatrix} \underline{Z}_{00} & \underline{Z}_{01} & \underline{Z}_{02} \\ \underline{Z}_{10} & \underline{Z}_{11} & \underline{Z}_{12} \\ \underline{Z}_{20} & \underline{Z}_{21} & \underline{Z}_{22} \end{bmatrix} \quad (1.127)$$

$$\underline{Z}_{00} = \frac{2\underline{Z}_{p1} + \underline{Z}_{p2}}{2} + \frac{4\underline{Z}_{m1} + \underline{Z}_{m2}}{3}$$

$$\underline{Z}_{11} = \frac{2\underline{Z}_{p1} + \underline{Z}_{p2}}{2} - \frac{2\underline{Z}_{m1} + \underline{Z}_{m2}}{3} = \underline{Z}_{22} \quad (1.128)$$

$$\underline{Z}_{01} = \frac{a^2}{3} (\underline{Z}_{p2} - \underline{Z}_{p1} + \underline{Z}_{m1} - \underline{Z}_{m2}) = \underline{Z}_{20} = \underline{Z}_{12} \quad (1.129)$$

$$\underline{Z}_{02} = \frac{a}{3} (\underline{Z}_{p2} - \underline{Z}_{p1} + \underline{Z}_{m1} - \underline{Z}_{m2}) = \underline{Z}_{10} = \underline{Z}_{21}$$

Deși mai simplă decât cea a liniilor cu conductoare netranspuse, forma anterioară trădează și în acest caz prezența unui cuplaj între schemele de secvență.

1.3.7.2.3. Linii cu conductoare complet transpuse

Simetrizarea fazelor pentru decuplarea schemelor de secvență este posibilă prin:

- transpunerea completă a conductoarelor fazelor;
- plasarea conductoarelor de fază în vârfurile unui triunghi echilateral, demers care poate egala impedanțele mutuale.

Dacă se obțin impedanțe proprii egale și impedanțe mutuale de asemenea egale, matricea impedanțelor nodale de fază devine:

$$[\underline{Z}_{abc}] = \begin{bmatrix} \underline{Z}_p & \underline{Z}_m & \underline{Z}_m \\ \underline{Z}_m & \underline{Z}_p & \underline{Z}_m \\ \underline{Z}_m & \underline{Z}_m & \underline{Z}_p \end{bmatrix} \quad (1.130)$$

iar cea de secvență se scrie:

$$[\underline{Z}_{012}] = \begin{bmatrix} \underline{Z}_0 & 0 & 0 \\ 0 & \underline{Z}_1 & 0 \\ 0 & 0 & \underline{Z}_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{Z}_p + 2\underline{Z}_m & 0 & 0 \\ 0 & \underline{Z}_p - \underline{Z}_m & 0 \\ 0 & 0 & \underline{Z}_p - \underline{Z}_m \end{bmatrix} \quad (1.131)$$

$$\text{cu } \underline{Z}_0 = \underline{Z}_p + 2 \cdot \underline{Z}_m$$

$$\underline{Z}_1 = \underline{Z}_p - \underline{Z}_m \quad (1.132)$$

$$\underline{Z}_2 = \underline{Z}_p - \underline{Z}_m$$

Așadar impedanțele de secvență directă și inversă sunt egale. În aprecieri aproximative, cea de secvență homopolară se poate considera:

- pentru LEA linii simplu circuit fără conductor de protecție $Z_0 / Z_1 = 3,5$

linii simplu circuit cu conductor de protecție $Z_0 / Z_1 = 2$

dublu circuit $Z_0 / Z_1 = 5,5$

- pentru LEC cu cabluri monofazate $Z_0 / Z_1 = 1 \dots 1,25$

cu cabluri trifazate $Z_0 / Z_1 = 3 \dots 5$

1.3.7.2.4. Influența conductoarelor de protecție

Pentru protecția împotriva supratensiunilor atmosferice, LEA pot fi prevăzute cu conductor de protecție, care va fi indicat prin folosirea indicelui u. În aceste condiții ecuația tensiunilor nodale devine:

$$[\underline{U}_{abcu}] = [\underline{Z}_{abcu}] \cdot [\underline{I}_{abcu}] \quad (1.133)$$

Deoarece potențialul conductorului de protecție este nul $\underline{U}_u = 0$, se poate scrie:

$$(1.134)$$

$$\begin{bmatrix} \underline{U}_{abc} \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{Z}_1 & \underline{Z}_2 \\ \underline{Z}_3 & \underline{Z}_4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{I}_{abc} \\ \underline{I}_u \end{bmatrix}$$

$$[\underline{Z}_1] = [\underline{Z}_{abc}]$$

$$\text{cu } [\underline{Z}_2] = \begin{bmatrix} \underline{Z}_{au} \\ \underline{Z}_{bu} \\ \underline{Z}_{cu} \end{bmatrix} \quad (1.135)$$

$$[Z_3] = [Z_{ua} \ Z_{ub} \ Z_{uc}]$$

$$[Z_4] = [Z_{uu}]$$

Matricea $[Z_{abcu}]$ din ecuație poate fi redusă la $[Z_{abc}]$ folosind metoda Kron, conform căreia ecuația amintită se poate pune în forma clasică:

$$[U_{abc}] = [Z_{abc}] [I_{abc}]$$

$$\text{cu } [Z_{abc}] = [Z_1] - [Z_2] \cdot [Z_4]^{-1} \cdot [Z_3]$$

(1.136)

Curs 4

ANALIZA REȚELELOR ELECTRICE ÎN REGIM NORMAL DE FUNCȚIONARE

2.1 Probleme generale

Regimul normal de funcționare a SEE este regimul staționar simetric. Aceasta reprezintă regimul de bază pentru faza de proiectare și exploatare a SEE.

Ecuatiile de funcționare ale SEE exprimate prin puteri sunt neliniare și din acest motiv rezolvarea lor este mai dificilă. Ea corespunde însă modulului de raționare și experienței electroenergeticienilor.

Metodele de determinare a circulației de puteri au la bază metodele de determinare a circulației de curenți. Având în vedere preocuparea continuă de reducere a volumului și timpului de calcul s-au elaborat un număr mare de metode de bază și variante ale acestora pentru calculul circulației de putere, dintre acestea, metodele nodale sunt cel mai larg utilizate, prezentând avantaje nete față de alte metode.

2.2 Noduri caracteristice în sistem

Starea electrică a unui nod este caracterizată prin patru mărimi: puterea activă P , puterea reactivă Q , valoarea tensiunii U și faza tensiunii δ față de o axă de referință, aleasă arbitrar.

Având în vedere interdependența dintre mărimile electrice ale diverselor noduri, într-un nod nu se pot impune simultan toate cele patru mărimi. Se pot impune doar două mărimi urmând ca în urma calculării regimului să rezulte celelalte două. În funcție de felul celor două mărimi impuse în nod, nodurile se împart în noduri consumatoare, noduri generatoare și noduri de echilibrare.

- în nodurile consumatoare (sau noduri P , Q) se impune puterea activă și reactivă, în urma calculului rezultă valoarea și faza tensiunii;
- puterile în nod se pot da fie sub formă de valori constante ($P=\text{const.}$, $U=\text{const.}$) fie sub formă de caracteristici statice, grafice sau analitice;
- în nodurile generatoare (sau noduri P , U) se impune puterea activă și valoarea tensiunii urmând ca în urma calculului să rezulte puterea reactivă și faza tensiunii;
- în nodul de echilibrare (relaxare, balansare, sau nod U , δ) se impune tensiunea ca modul și fază, urmând ca în urma calculului să se determine puterea activă și reactivă; Introducerea nodului de echilibrare este impusă de necesitatea de a satisface echilibrul puterilor în sistem. Astfel, nu se pot impune puterile în toate nodurile deoarece consumurile pe elementele de rețea sunt în această fază necunoscute și nu ar putea fi satisfăcut bilanțul puterilor. Nodul de echilibrare are rolul de a prelua diferența de putere dintre noduri și pierderile în rețea. Acest nod corespunde funcțional cu un generator (centrală) ce-și menține tensiunea la borne, modificându-și încărcarea după necesități (generator adaptabil).

Având în vedere caracteristicile sale, dintre nodurile sistemului, nodul de echilibrare se alege astfel:

- nodul în care tensiunea se păstrează într-adevăr constantă;
- un nod important de la care pleacă multe linii sau cel cu cea mai mare putere de scurtcircuit;
- un nod de graniță al sistemului, de exemplu barele unei rețele de interconexiune;

- un nod generator care injectează o putere mare în sistem;
- la o rețea radială, nodul de alimentare;

Se menționează că alegerea nodului de echilibru nu trebuie să fie întâmplătoare. Pe lângă considerentele tehnice trebuie avute în vedere și considerentele matematice, alegerea nodului de echilibru având mare influență, mai ales la unele metode, asupra convergenței calculului circulației de putere.

2.3 Metode generale de calcul a regimurilor

Pentru determinarea regimurilor de funcționare ale SEE se utilizează în principiu două categorii mari de metode:

- metode directe;
- metode iterative;

Metodele directe utilizează ecuații de regim sub formă liniară, deci scrise pentru curenți. De exemplu la metoda nodală:

$$\begin{aligned} \underline{Y}_{11}\underline{U}_1 + \underline{Y}_{12}\underline{U}_2 + \dots + \underline{Y}_{1n}\underline{U}_n &= \underline{I}_1 \\ \underline{Y}_{21}\underline{U}_1 + \underline{Y}_{22}\underline{U}_2 + \dots + \underline{Y}_{2n}\underline{U}_n &= \underline{I}_2 \\ \vdots & \end{aligned} \quad (2.1)$$

necunoscute sunt tensiunile în noduri. Sistemul se rezolvă cu metodele obișnuite de rezolvare a ecuațiilor algebrice liniare (de exemplu metoda Crammer, inversarea prin triunghiularizare etc.)

Metodele directe prezintă avantajul că soluția se obține într-un număr finit de pași (operații) și ea are valoarea corectă (cu eroarea de calcul acceptată). Prezintă însă marele dezavantaj că necesită inversări de matrice care ocupă un volum mare de muncă, timp și memorie în calculator. Din aceste motive pentru sistemele mari ele nu pot fi aplicate. De asemenea prezintă dezavantajul că nu pot utiliza ecuațiile de regim sub formă de puteri, cu toate că acestea corespund mai bine problemelor specifice SEE. Se reține că de fapt și la metodele directe se utilizează un procedeu iterativ de rezolvare.

Metodele iterative presupun obținerea rezultatului prin pași succesivi care apropie rezultatul de valoarea finală.

Aceste metode prezintă următoarele avantaje:

- permit utilizarea ecuațiilor de regim sub formă de puteri;
- nu necesită inversări de matrice;
- se pretează bine pentru utilizarea calculatorului ca mijloc de rezolvare
- memoria ocupată în calculator este mică fiind proporțională cu dimensiunile problemei;

Prezintă însă și următoarele dezavantaje:

- soluția se obține într-un număr nedefinit de pași, dacă numărul de pași nu este exagerat de mare, acest dezavantaj nu deranjează prea mult, având în vedere viteza mare de calcul prin utilizarea calculatoarelor pentru calculul regimului;
- este necesar să se stabilească valorile inițiale ale tuturor mărimilor necunoscute, alegerea nepotrivită a acestor valori ar putea conduce la neconvergența soluției;
- chiar dacă sistemul real are soluție, sistemul de calcul s-ar putea să nu atingă soluția, dacă nu se alege în mod corespunzător metodele de rezolvare;
- soluția se obține cu o anumită abatere admisă, procesul iterativ se oprește când între doi pași succesivi valorile diferă cu o cantitate mai mică decât abaterea admisă.

Deoarece această abatere se poate alege oricât de mică, acest dezavantaj nu este jenant. Trebuie însă să se rețină că micșorarea benzii în interiorul căreia trebuie să se găsească

rezultatul, crește rapid numărul de iterații și timpul de calcul. Este necesar să se impună abateri care să fie raționale din punct de vedere practic și al scopului urmărit.

2.4 Metode iterative de calcul a circulației de puteri

2.4.1 Probleme ale calcului iterativ

Așa cum s-a amintit, datorită avantajelor ce le prezintă, metodele iterative sunt preferate față de metodele directe. Având în vedere frecvența mare cu care în cadrul SEE se pune problema circulației de puteri, complexitatea ridicată a configurațiilor de SEE, aspectele particulare care se pun în funcție de natura problemei etc., s-au elaborat un număr mare de metode iterative de rezolvare cu intenția de a reduce continuu timpul de calcul și volumul blocat în memoria calculatorului.

Dintre multitudinea de metode practicate în acest scop se evidențiază metodele nodale ce utilizează matricea de admitanță nodală de scurtcircuit, respectiv metoda Gauss, cu variantele ei.

S-au amintit ca problemele dificile ale calculului iterativ problema convergenței și a numărului mare de pași pentru obținerea soluției.

În cazurile obișnuite convergența nu constituie o problemă dacă și în sistemul real există o soluție finită pentru regimul de funcționare. Pentru a avea garantată convergența este necesar să se impună în mod potrivit valorile inițiale ale necunoscutelor și anume cât mai apropiate de valorile reale probabile.

De exemplu, în problemele de regim normal ale SEE, la utilizarea metodei nodale, este rațional să se adopte pentru tensiunile inițiale în noduri, valorile tensiunilor nominale (egale cu 1 în unități relative) știind că valorile reale ale acestor tensiuni se vor găsi în jurul valorilor nominale.

Pentru a reduce numărul de pași parcurși până la obținerea soluției și implicit timpul de calcul, se recomandă la metodele iterative să se practice "accelerarea convergenței".

- o cale este de a utiliza în cadrul unui pas, mărimile deja calculate la acel pas. Astfel, dacă se presupune că s-au determinat toate mărimile la pasul p-1.

$$X_1^{p-1}, X_2^{p-2}, \dots, X_n^{p-1} \quad (2.2)$$

și s-a început calculul pentru pasul următor p, în cadrul căruia s-au calculat deja mărimile 1,2,...i:

$$X_1^p, X_2^p, \dots, X_i^p \quad (2.3)$$

când se calculează mărimea i+1, se vor utiliza valorile obținute pentru variabilele 1,2,...i la pasul p. variabila i+1, va rezulta:

$$X_{i+1}^p = f \cdot (X_1^p, X_2^p, \dots, X_i^p, X_{i+1}^{p-1}, X_{i+2}^{p-1}, \dots, X_n^{p-1}) \quad (2.4)$$

Aceasta presupune că variabilele X_i^p sunt mai aproape de valoarea finală decât variabilele X_i^{p-1} , și deci vor determina ca și variabila X_{i+1}^p să se apropie mai repede de valoarea finală.

- o altă soluție pentru accelerarea convergenței este să se introducă în pașii următori valori ale variabilelor estimate pe baza tendinței de modificare constantă pentru variabilele în pașii anteriori.

De exemplu, dacă la două iterații succesive p-1 și p, s-au obținut pentru o variabilă valorile: X_i^{p-1} , X_i^p și presupunând că valoarea următoare se obține după o alură liniară, pentru pasul următor p+1, variabila X_i se va considera că are valoarea:

$$X_i^{p+1} = X_i^p + (X_i^p - X_i^{p-1}) \quad (2.5)$$

care este de fapt valoarea așteptată a se obține la pasul următor.
- pentru a apropia și mai repede rezultatul de valoarea finală se poate introduce și un coeficient de accelerare:

$$X_i^{p+1} = X_i^p + \alpha(X_i^p - X_i^{p-1}) \quad (2.6)$$

Utilizarea metodelor de accelerare a convergenței și a coeficienților de accelerare a convergenței trebuie efectuată cu atenție, deoarece există riscul ca valorile "accelerate" să se îndepărteze prea mult de soluția reală și astfel să se producă în mod forțat o divergență a soluției.

Natura problemei ce se rezolvă și experiența acumulată în acest sens de mare importanță pentru a soluționa corect această operație.

2.4.2 Metoda iterativă Gauss

2.4.2.1 Relațiile de bază.

Metoda iterativă Gauss, utilizează relațiile nodale exprimate prin intermediul elementelor admitanțelor nodale de scurtcircuit:

$$[\underline{I}]_n = [\underline{Y}]_n [\underline{U}]_n \quad (2.7)$$

Așa cum s-a mai amintit această relație este valabilă în cazul în care nodul pământului fictiv, respectiv nodul de referință al grafului este diferit de un nod al rețelei longitudinale.

$$\underline{I}_i = \sum_{k=1}^n \underline{Y}_{ik} \underline{U}_k = \underline{Y}_{i1} \underline{U}_1 + \underline{Y}_{i2} \underline{U}_2 + \dots + \underline{Y}_{ii} \underline{U}_i + \dots + \underline{Y}_{in} \underline{U}_n \quad (2.8)$$

Din această relație rezultă tensiunea în nodul i:

$$\underline{U}_i = \frac{1}{\underline{Y}_{ii}} \cdot \left(\underline{I}_i - \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n \underline{Y}_{ik} \underline{U}_k \right) \quad (2.9)$$

Dar curentul injectat în nod se poate exprima în funcție de puterea injectată în nod din relația:

$$\underline{S}_i = P_i + jQ_i = \underline{U}_i \cdot \underline{I}_i^*, \text{ de unde: } \underline{I}_i = \frac{\underline{S}_i^*}{\underline{U}_i} = \frac{P_i - jQ_i}{\underline{U}_i^*}$$

Dacă se înlocuiește relația (2.9) în relația (2.10) se obține:

$$\underline{U}_i = \frac{1}{\underline{Y}_{ii}} \cdot \left(\frac{P_i - jQ_i}{\underline{U}_i^*} - \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n \underline{Y}_{ik} \cdot \underline{U}_k \right) \quad (2.9')$$

Relația (2.9') reprezintă relația de bază a metodei Gauss de rezolvare a circulației de puteri. În cadrul procesului iterativ se calculează tensiunea într-un nod i cu ajutorul relației (2.9'), pornind de la un set de valori inițiale ale tensiunilor în noduri. Pentru nodul de echilibrare la care tensiunea este impusă ca modul și fază, calculul de forma (2.9') nu se efectuează. Pentru un pas oarecare p de iterație, ce urmează pasului $p-1$, relația (2.9') devine:

$$\underline{U}_i^{(p)} = \frac{1}{\underline{Y}_{ii}} \cdot \left(\frac{P_i - jQ_i}{\underline{U}_i^{(p-1)*}} - \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n \underline{Y}_{ik} \cdot \underline{U}_k^{(p-1)} \right), \quad k=1,2,\dots,n \quad (2.9'')$$

$i=1,2,\dots,n$
 $i \neq b$

unde b reprezintă indicele nodului de echilibrare.

2.4.2.2 Varianta Gauss-Seidel

La varianta îmbunătățită Gauss-Seidel, se grăbește obținerea soluției, utilizându-se relația de tipul (2.1), care utilizează în cadrul pasului de iterație p , valorile tuturor tensiunilor nodale, calculate deja în cadrul acestui pas iterativ. Astfel relația (2.9'') devine:

$$\underline{U}_i^{(p)} = \frac{1}{\underline{Y}_{ii}} \cdot \left(\frac{P_i - jQ_i}{\underline{U}_i^{(p-1)*}} - \sum_{k=i+1}^n \underline{Y}_{ik} \cdot \underline{U}_k^{(p-1)} \right), \quad k=1,2,\dots,n \quad (2.9''')$$

$i=1,2,\dots,n$
 $i \neq b$

2.4.2.3 Utilizarea factorului de accelerare a convergenței

Pentru accelerarea convergenței la metoda Gauss-Seidel și reducerea în acest mod a timpului de calcul, se utilizează relații de accelerare de forma (2.11). Factorul de accelerare, se poate adopta în general diferit pentru partea reală respectiv imaginară a tensiunii nodale.

Astfel, dacă s-a calculat tensiunea $U_i^{(p)}$, înainte de a se continua calculul ea se modifică cu o relație de tip (2.11), fiind utilizată în continuare valoarea modificată. Dacă se notează cu α și β factorii de amplificare pentru partea reală respectiv imaginară, valorile "accelerate" ale tensiunilor nodale devin:

$$\begin{aligned} U_{iR,acc}^{(p)} &= U_{iR}^{(p)} + \alpha \cdot (U_{iR}^{(p)} - U_{iR}^{(p-1)}) \\ U_{iR,acc}^{(p)} &= U_{iR}^{(p)} + \beta \cdot (U_{iR}^{(p)} - U_{iR}^{(p-1)}) \end{aligned} \quad (2.11)$$

Factorul de amplificare are valori cuprinse între 1 și 2. Calculele de regim efectuate la noi în țară au arătat ca valoare optimă pentru factorii de amplificare, atât pentru partea reală cât și pentru cea imaginară, 1,6-1,75.

De asemenea se recomandă ca la primele iterații coeficientul de accelerare să se ia egal cu 1, până valorile tensiunilor intră în zona normală; apoi se adoptă diferit de 1 ca în momentul în care se constată stabilizarea tensiunii să se aleagă din nou egal cu 1.

Valoarea optimă a coeficientului de amplificare depinde de caracteristicile rețelei, de alegerea nodului de echilibrare, de raportul R/X pentru elementele de rețea etc.

2.4.2.4 Etapele de calcul pentru metoda Gauss-Seidel

Înainte de începerea procesului iterativ, este necesar să se pregătească datele de intrare. În acest scop:

- se precizează natura nodurilor independente și se alege nodul de echilibrare;
- se precizează mărimile în noduri în conformitate cu tipul de nod și situația reală din sistem;
- se calculează admitanțele nodale pe baza caracteristicilor sistemului și a proprietăților de obținere a acestora;
- se alege valoarea factorilor de accelerare α și β a erorii ε ce trebuie atinsă;
- se aleg valorile inițiale $\underline{U}_i^{(0)}$ pentru tensiunile nodale;

Cu aceste date cunoscute, se poate începe procesul iterativ.

În continuare se parcurg pașii de iterații.

Pentru o tensiune oarecare i se obține:

La pasul $p=1$:

$$\underline{U}_i^{(1)} = \frac{1}{\underline{Y}_{ii}} \cdot \left(\frac{P_i - jQ_i}{\underline{U}_i^{(0)*}} - \sum_{k=1}^{i-1} \underline{Y}_{ik} \cdot \underline{U}_k^{(1)} - \sum_{k=i+1}^n \underline{Y}_{ik} \cdot \underline{U}_k^0 \right) \quad (2.12)$$

- se verifică dacă tensiunea U_i , a atins valoarea finală cu eroarea impusă: $\underline{U}_i^{(1)} - \underline{U}_i^0 \leq \varepsilon$.

Dacă această condiție este satisfăcută, în continuare se fixează: $\underline{U}_i = \underline{U}_i^{(1)}$ și se continuă calculul.

Dacă condiția amintită nu este satisfăcută se calculează valoarea accelerată a tensiunii U_i .

$$\underline{U}_{iacc}^{(1)} = \underline{U}_i^{(1)} + \alpha \cdot (\beta) \cdot (\underline{U}_i^{(1)} - \underline{U}_i^{(0)}) \quad (2.13)$$

Cu această valoare se continuă calculul pentru celelalte tensiuni nodale, ocolind nodul de echilibrare și verificându-se de fiecare dată relația (2.13).

La pasul $p=2$:

Dacă nu toate tensiunile au satisfăcut condiția (2.13) se trece la pasul 2, parcurgând aceleași etape:

$$\underline{U}_i^{(2)} = \frac{1}{\underline{Y}_{ii}} \cdot \left(\frac{P_i - jQ_i}{\underline{U}_i^{(1)*}} - \sum_{k=1}^{i-1} \underline{Y}_{ik} \cdot \underline{U}_{kacc}^{(2)} - \sum_{k=i+1}^n \underline{Y}_{ik} \cdot \underline{U}_{kacc}^{(1)} \right) \text{ etc.} \quad (2.14)$$

Procesul iterativ se încheie în momentul când toate tensiunile nodale satisfac condiția (2.13). Se menționează că în general relația de forma 2.13 se poate impune separat pentru partea reală și partea imaginară a tensiunilor nodale. De asemenea trebuie reținut că bilanțul puterilor în noduri este foarte sensibil față de gradul de corectitudine a valorilor tensiunilor. Din acest motiv ε trebuie adoptat foarte mic (de ordinul 10^{-3} - 10^{-6}); în caz contrar se constată

că puterile nu se verifică chiar în nodurile în care acestea au fost impuse ca valoare, în timpul procesului iterativ.

După obținerea tensiunilor nodale (cu eroarea impusă) se poate calcula circulația de putere pe laturile sistemului. Pentru o latură l având admitanța \underline{Y}_{ll} cuprinsă între două noduri q și r, rezultă de la q la r.

$$\underline{I}_{ll} = \underline{Y}_{ll} \cdot (\underline{U}_q - \underline{U}_r) \quad (2.15)$$

de unde, puterea la începutul laturii, în dreptul nodului q, orientată de la q la r:

$$\underline{S}_q = \underline{U}_q \cdot \underline{I}_{ll}^* = P_{iq} + jQ_{iq} = \underline{U}_q \underline{Y}_{ll}^* \cdot (\underline{U}_q^* - \underline{U}_r^*) \quad (2.16')$$

și puterea la sfârșitul laturii, în dreptul nodului r, orientată înspre nodul r:

$$\underline{S}'_r = \underline{U}_r \cdot \underline{I}_{ll}^* = P'_{ir} + jQ'_{ir} = \underline{U}_r \cdot \underline{Y}_{ll}^* \cdot (\underline{U}_q^* - \underline{U}_r^*) \quad (2.16'')$$

respectiv puterea în nodul r, orientată dinspre nodul r spre nodul q:

$$S_r = -\underline{U}_r \cdot \underline{I}_{ll}^* = P_{ir} + jQ_{ir} = -P'_{ir} - jQ'_{ir} = \underline{U}_r \underline{Y}_{ll}^* \cdot (\underline{U}_r^* - \underline{U}_q^*) \quad (2.17)$$

Efectuând aceste calcule pentru toate laturile din sistem, calculul circulației de puteri este încheiat.

Efectuând suma puterilor active și reactive pe elementele de rețea:

$$\begin{aligned} \sum P_i &= \sum P_g - \sum P_c = p \\ \sum Q_i &= \sum Q_g - \sum Q_c = q \end{aligned} \quad (2.19)$$

Este recomandabil de asemenea să se verifice în fiecare nod, bilanțul puterilor cu valorile tensiunilor obținute din calcul iterativ.

2.5 Metoda Newton

Calculul circulației de sarcina (CCS) reprezintă unul dintre cele mai utilizate instrumente în ingineria electroenergetică. Din prezentarea anterioară se constată ca aceasta este utilă atât pentru planificare cât și în exploatare.

CCS își propune să identifice tensiunile nodale și repartitia sarcinilor pe linii, într-un sistem cuprinzând o rețea complet definită (ca topologie și parametri) alimentată de surse cu încărcări precizate și alimentând consumatori de putere cunoscută.

Într-o primă fază rezolvarea a recurs la simulatoare fizice de rețea de c.c sau c.a. cunoscute și sub numele de simulatoare analogice. Programele CCS propuse au evoluat extrem de rapid pe două direcții: tratarea rețelelor extinse și luarea în considerare a automatizării de sistem. Programele uzuale pot rezolva problema pentru rețelele cu peste 2000 de noduri, 3000 de linii și 500 de transformatoare. Programele de vârf specializate în rețele foarte mari, pot trata și rețele cu câteva zeci de mii de noduri.

Dezvoltarea CCS a permis evoluții semnificative ale tehnicilor de analiza a altor fenomene, pentru care cunoașterea circulației de sarcina este indispensabilă :

- stabilirea tranzitorie ;

- controlul tensiunii și previzionarea prăbușirii acesteia ;
- repartizarea optima a puterii pe centrale, s.a.m.d.

Rezultatele CCS nu sunt importante doar în sine sau pentru a fi preluate în prelucrări necesare în alte scopuri. Tendința recentă de demonopolizare a piețelor energetice a relevat limitele metodei : datele de ieșire ale CCS nu permit identificarea traseelor de circulație a energiei. Într-un asemenea context interesează din ce surse și pe ce trasee este eliminat fiecare consumator. Ori CCS nu permite analiza decât într-o formă închisă, identificând mărimile de stare pentru întreaga rețea. Aceasta lipsă de „transparentă,, este o consecință a caracterului neliniar al modelului folosit și a faptului că variabilele de stare sunt tensiunile nodale și nu tranzițiile pe laturi. Pentru rezolvarea acestor probleme se dezvoltă un nou domeniu, denumit trasabilitatea energiei.

Metoda iterativă Newton se bazează pe relația nodală exprimată prin intermediul admitanțelor nodale de scurtcircuit. Ea utilizează în procesul iterativ creșterile variabilelor obținându-se astfel o liniarizare a ecuațiilor de regim.

Pentru a obține modelul matematic detaliat al metodei Newton, se consideră că tensiunile, curenții și corespunzător puterile în nod se modifică cu o cantitate finală:

$$\begin{aligned}\underline{I}_{i1} &= \underline{I}_i + \Delta \underline{I}_i \\ \underline{U}_{k1} &= \underline{U}_k + \Delta \underline{U}_k \\ \underline{S}_{i1} &= \underline{S}_i + \Delta \underline{S}_i\end{aligned}\quad (2.20)$$

Noul curent injectat în nod, la bornele i, devine:

$$\underline{I}_{i1} = \underline{I}_i + \Delta \underline{I}_i = \sum_{k=1}^n \underline{Y}_{ik} \cdot \underline{U}_{k1} = \sum_{k=1}^n \underline{Y}_{ik} \cdot (\underline{U}_k + \Delta \underline{U}_k) \quad (2.21)$$

Noua putere injectată în nod la bornele i devine:

$$\underline{S}_{i1} = \underline{U}_{i1} \cdot \underline{I}_{i1}^* = (\underline{U}_i + \Delta \underline{U}_i) \sum_{k=1}^n \underline{Y}_{ik}^* \cdot (\underline{U}_k^* + \Delta \underline{U}_k^*) \quad (2.22)$$

Respectiv creșterea de putere față de valoarea inițială:

$$\Delta \underline{S}_i = \underline{S}_{i1} - \underline{S}_i = (\underline{U}_i + \Delta \underline{U}_i) \sum_{k=1}^n \underline{Y}_{ik}^* (\underline{U}_k^* + \Delta \underline{U}_k^*) - \underline{U}_i \sum_{k=1}^n \underline{Y}_{ik}^* \underline{U}_k^* \quad (2.23)$$

Dacă se neglijează termenul de ordin inferior:

$$\Delta \underline{U}_i \sum_{k=1}^n \underline{Y}_{ik} \cdot \Delta \underline{U}_k^* \quad (2.24)$$

se obține:

$$\Delta \underline{S}_i = \Delta \underline{U}_i \sum_{k=1}^n \underline{Y}_{ik}^* \cdot \underline{U}_k^* + \underline{U}_i \sum_{k=1}^n \underline{Y}_{ik}^* \cdot \Delta \underline{U}_k^* \quad (2.24')$$

Dacă în continuare se exprimă tensiunile nodale în forma exponențială:

$$\underline{U} = U \cdot e^{j\delta}; \underline{U}^* = U e^{-j\delta}, \text{ creșterile acestora devin:}$$

$$\Delta \underline{U} = \frac{\partial(\Delta \underline{U})}{\partial U} \cdot \Delta U + \frac{\partial(\Delta \underline{U})}{\partial \delta} \cdot \Delta \delta = \Delta U \cdot e^{j\delta} + jU \cdot \Delta \delta \cdot e^{j\delta} \quad (2.25)$$

respectiv:

$$\Delta \underline{U}^* = \Delta U \cdot e^{j\delta} - jU \cdot \Delta \delta \cdot e^{-j\delta} \quad (2.26)$$

Dacă se înlocuiesc aceste valori în relația (2.24') se obține:

$$\begin{aligned} \Delta \underline{S}_i &= (\Delta U_i \cdot e^{j\delta_i} + jU_i \cdot \Delta \delta_i \cdot e^{j\delta_i}) \sum_{k=1}^n \underline{Y}_{ik}^* \cdot \underline{U}_k^* + \underline{U}_i \sum_{k=1}^n \underline{Y}_{ik}^* (\Delta \underline{U}_k \cdot e^{-j\delta_k} - jU_k \cdot \Delta \delta_k \cdot e^{-j\delta_k}) \\ &= \frac{1}{U_i} \sum_{k=1}^n \underline{Y}_{ik}^* \cdot \underline{U}_k^* \cdot \underline{U}_i \cdot \Delta U_i + \frac{1}{U_k} \sum_{k=1}^n \underline{Y}_{ik}^* \underline{U}_k^* \cdot \underline{U}_i \cdot \Delta U_k + j \sum_{k=1}^n \underline{Y}_{ik}^* \underline{U}_k \cdot \underline{U}_i \Delta \delta_i - j \sum_{k=1}^n \underline{Y}_{ik}^* \cdot \underline{U}_k^* \cdot \underline{U}_i \cdot \Delta \delta_k \end{aligned}$$

Dacă se introduc coeficienții:

$$\begin{aligned} \underline{A}_{ii} &= \frac{S_i + \underline{Y}_{ii}^* U_i^2}{U_i} & \underline{A}_{ik} &= \frac{\underline{Y}_{ik}^* \cdot \underline{U}_k \cdot \underline{U}_i}{U_k} \\ \underline{B}_{ii} &= j(S_i - \underline{Y}_{ii}^* \cdot U_i^2) & \underline{B}_{ik} &= -j \underline{Y}_{ik}^* \cdot \underline{U}_k^* \cdot \underline{U}_i \end{aligned}$$

Relația (2.24) se exprimă sub forma generală:

$$\Delta \underline{S}_i = \sum_{k=1}^n \underline{A}_{ik} \Delta U_k + \sum_{k=1}^n \underline{B}_{ik} \cdot \Delta \delta_k \quad (2.27)$$

În cazurile practice, relația (2.11) se separă pentru partea reală și partea imaginară. În acest caz relația (2.11) devine:

$$\begin{aligned} \Delta P_i &= \sum_{k=1}^n A'_{ik} \cdot \Delta U_k + \sum_{k=1}^n B'_{ik} \cdot \Delta \delta_k \\ \Delta Q_i &= \sum_{k=1}^n A''_{ik} \cdot \Delta U_k + \sum_{k=1}^n B''_{ik} \cdot \Delta \delta_k \end{aligned} \quad (2.28)$$

Relațiile (2.12) formează modelul matematic al metodei Newton.

Pentru nodurile consumatoare, inclusiv nodurile pasive cu putere injectată zero, la care se dă P și Q, se vor utiliza ecuațiile de forma 2.12.

La nodurile generatoare, la care se impune P și U, sa va utiliza numai prima relație din 2.28, rezultând ca necunoscută δ . După terminarea procesului iterativ se poate calcula S respectiv Q in aceste noduri.

2.6 Alte metode de determinare a circulației de putere. Comparație între diversele metode

Din cauza numărului mare de metode și mai ales de variante ale acestora, utilizate pentru determinarea circulației de putere este dificil să se prezinte o clasificare a acestora. Se pot totuși separa câteva grupuri distincte de metode:

- metode directe, ce utilizează matricea de impedanță nodală Z , (sau metode ale impedanței nodale);
- metode iterative, ce utilizează matricea de admitanță nodală Y , (sau metode ale admitanței nodale);
- metode hibride, ce utilizează alternativ ambele procedee;
- metode de gradient, (sau metode ale matricelor variaționale)
- alte metode.

Metodele directe utilizează relația liniară între tensiunile și curenții nodali de forma:

$$U = ZI.$$

Curenții nodali se exprimă și aici în funcție de puterile și tensiunile din noduri iar tensiunile vor rezulta dintr-un proces iterativ. Deoarece matricea de impedanță nodală leagă practic toate nodurile din sistem, metoda directă este foarte rapidă și sigură, obținându-se rezultatul în 8-20 iterații chiar pentru sistemele medii sau mari. Metoda directă nu este prea sensibilă la alegerea nodului de echilibrare. Pentru ușurarea rezolvării se recomandă la această metodă să se introducă consumatorii prin impedanță constantă. Marele dezavantaj al acestei metode este că ea necesită obținerea, memorarea și utilizarea în procesul iterativ a matricei Z care este o matrice "plină". Astfel pentru memorare sunt necesare cel puțin n^2 cuvinte reale în memorie; pentru construirea matricei este necesar un timp de calcul proporțional cu n^2 sau n^3 iar pentru un ciclu de iterație se cer peste $4n^2$ operații reale. Din aceste motive metoda nu este competitivă cu metoda de admitanță nodală decât pentru configurații foarte simple de sistem.

Metodele iterative utilizează matricea de admitanță nodală. Dintre acestea se amintesc metoda relaxației, Gauss-Seidel, Ward și Hale, Glimm și Stagg etc. metoda prezintă avantajul că este foarte simplă, nu necesită memorarea datelor anterioare și dă rezultate satisfăcătoare. Din cauză că un nod este conectat direct doar cu număr mic de alte noduri, o modificare a tensiunii într-un nod are o mică influență asupra tensiunilor din alte noduri și astfel soluția converge lent. Pentru a reduce acest dezavantaj se utilizează factorul de accelerație α sau alte metode. Pentru ca soluția să fie convergentă trebuie ca elementele diagonalei principale să fie mult mai mari decât elementele din afara diagonalei. În mod obișnuit elementele din diagonală sunt mai mari decât celelalte elemente dar nu cu mult mai mari, motiv pentru care soluția converge lent. Pentru a îmbunătăți convergența se recomandă ca nodul de echilibrare, a cărui tensiune nu este supusă iterației să se aleagă acela pentru care elementul diagonal este de valoarea cea mai mică. Pentru cazurile în care se conectează într-un nod impedanțe foarte mari cu impedanțe foarte mici, când se conectează rețele lungi în cablu, linii lungi de foarte înaltă tensiune, capacități de compensare serie sau paralel, diferențele între elementele din diagonală principală și celelalte elemente sunt mici ceea ce dăunează mult convergenței soluției.

De asemenea metodele iterative nu sunt aplicabile pentru rețelele cu transformatoarele reprezentate distinct.

Diferitele variante ale metodei iterative au fost introduse pentru scopul de a reduce dezavantajele menționate. La metodele iterative se utilizează matricea Y , memoria ocupată atât pentru reținerea datelor cât și pentru procesul iterativ este mică, aproximativ proporțională cu n . Numărul de iterații este aproximativ egal cu n și deci timpul total de calcul este egal cu n^2 . pe măsură ce dimensiunile sistemului cresc, din cauza convergenței lente, metodele iterative, sunt concurate de alte metode cum ar fi metodele de gradient.

Metodele hibride utilizează alternativ pași din procedura directă și iterativă. Ele sunt potrivite de exemplu pentru rețelele simple cu configurație predominant radială, la care metodele iterative pun probleme de convergență.

Metodele de gradient (dintre care metoda de bază este metoda Newton) aproximează soluția pe baza tangentei la superplanul format în punctul de la ultima iterație. Matricea Jacobianului este cu multe goluri și poate fi inversată utilizând de exemplu procedeul triunghiularizării. Convergența la această metodă este cea mai rapidă dintre toate metodele. Ea este cu atât mai rapidă cu cât Jacobianul este format din termeni mai apropiați. Metoda Newton este puțin sensibilă la alegerea nodului de echilibrare sau prezenta capacităților serie. Timpul de calcul crește aproximativ liniar cu dimensiunile problemei. Nu necesită alegerea unui factor de accelerare optim. Dezavantajul la metode Newton constă în formarea Jacobianului care ocupă un volum mare de memorie. Cu prezentele calculatoare de mare capacitate acest dezavantaj nu este grav. În schimb timpul total de calcul este mult mai redus. Pentru o iterație la un sistem de dimensiuni mari timpul la metoda Gauss-Seidel este aproximativ de șapte ori mai mic decât la metoda Newton, la un sistem cu 500 noduri ce necesită 500 iterații prin metoda Gauss-Seidel, necesită doar patru iterații la metoda Newton și astfel avantajul de timp de iterație la metoda Newton este aproximativ 15/1. la sistemele foarte mari aceasta este un considerent esențial.

Curs 5

METODA DIRECTĂ DE ANALIZĂ A REȚELELOR ELECTRICE

În studiile SEN rețelele reprezentate sunt din punct de vedere geografic extinse, incluzând sute de stații, unități de generare sau punct consumatoare. Acestor rețele cu mii de noduri li se asociază matrici $[Y]$ de dimensiuni foarte mari a căror inversare necesită metode numerice implementate în calculator, care reduc efortul de calcul și memoria alocată.

3.1 Metoda eliminărilor Gauss

Se consideră un sistem cu n noduri:

$$\begin{cases} \underline{Y}_{11}\underline{V}_1 + \underline{Y}_{12}\underline{V}_2 + \dots + \underline{Y}_{1n}\underline{V}_n = \underline{I}_1 & (3.1.1) \\ \vdots & \vdots \\ \underline{Y}_{n1}\underline{V}_1 + \underline{Y}_{n2}\underline{V}_2 + \dots + \underline{Y}_{nn}\underline{V}_n = \underline{I}_n & (3.1.n) \end{cases}$$

Eliminarea Gauss constă în reducerea sistemului de n ecuații cu n necunoscute, la un sistem cu $n-1$ ecuații cu $n-1$ necunoscute ș.a.m.d. Din ecuația finală rezultă o valoare pentru necunoscuta corespunzătoare, care este înlocuită înapoi în setul de ecuații redus pentru determinarea celorlalte necunoscute (eliminare inversă).

Eliminarea directă începe cu selectarea unei ecuații și eliminarea unei necunoscute al cărei coeficient se numește pivot.

Pas 1:

- ec. (3.1); pivot $\underline{Y}_{11} \Rightarrow$

$$\underline{V}_1 + \frac{\underline{Y}_{12}}{\underline{Y}_{11}}\underline{V}_2 + \dots + \frac{\underline{Y}_{1n}}{\underline{Y}_{11}}\underline{V}_n = \frac{1}{\underline{Y}_{11}}\underline{I}_1 \quad (3.2)$$

- (3.2) $\times \underline{Y}_{21}, \underline{Y}_{31}, \dots, \underline{Y}_{n1}$ și se scade rezultatul respectiv din (3.1.2), ..., (3.1.n); \Rightarrow

$$\begin{cases} \left(\underline{Y}_{22} - \frac{\underline{Y}_{21} \cdot \underline{Y}_{12}}{\underline{Y}_{11}} \right) \cdot \underline{V}_2 + \left(\underline{Y}_{23} - \frac{\underline{Y}_{21} \cdot \underline{Y}_{13}}{\underline{Y}_{11}} \right) \cdot \underline{V}_3 + \dots + \left(\underline{Y}_{2n} - \frac{\underline{Y}_{21} \cdot \underline{Y}_{1n}}{\underline{Y}_{11}} \right) \cdot \underline{V}_n = \underline{I}_2 - \frac{\underline{Y}_{21}}{\underline{Y}_{11}} \cdot \underline{I}_1 \\ \vdots \\ \left(\underline{Y}_{n2} - \frac{\underline{Y}_{n1} \cdot \underline{Y}_{12}}{\underline{Y}_{11}} \right) \cdot \underline{V}_2 + \left(\underline{Y}_{n3} - \frac{\underline{Y}_{n1} \cdot \underline{Y}_{13}}{\underline{Y}_{11}} \right) \cdot \underline{V}_3 + \dots + \left(\underline{Y}_{nn} - \frac{\underline{Y}_{n1} \cdot \underline{Y}_{1n}}{\underline{Y}_{11}} \right) \cdot \underline{V}_n = \underline{I}_n - \frac{\underline{Y}_{n1}}{\underline{Y}_{11}} \cdot \underline{I}_1 \end{cases} \quad (3.3)$$

sau:

$$\begin{cases} \underline{V}_1 + \frac{\underline{Y}_{12}}{\underline{Y}_{11}}\underline{V}_2 + \dots + \frac{\underline{Y}_{1n}}{\underline{Y}_{11}}\underline{V}_n = \frac{1}{\underline{Y}_{11}}\underline{I}_1 & (3.4.1) \\ \vdots & \vdots \\ \underline{Y}_{n2}^{(1)}\underline{V}_2 + \dots + \underline{Y}_{nn}^{(1)}\underline{V}_n = \underline{I}_n^{(1)} & (3.4.n) \end{cases}$$

unde:

$$\begin{cases} \underline{Y}_{jk}^{(1)} = \underline{Y}_{jk} - \frac{\underline{Y}_{j1} \cdot \underline{Y}_{1k}}{\underline{Y}_{11}} & j, k \neq 1 \\ \underline{I}_j^{(1)} = \underline{I}_j - \frac{\underline{Y}_{j1}}{\underline{Y}_{11}} \cdot \underline{I}_1 & j \neq 1 \end{cases}$$

Ecuțiile (3.4.2)...(3.4.n) pot fi rezolvate pentru $\underline{V}_2 \dots \underline{V}_n$. Coeficienții formează o matrice redusă $(n-1) \times (n-1)$ care poate fi interpretată ca reprezentând o rețea echivalentă cu nodul 1 absent. $\underline{V}_2 \dots \underline{V}_n$ au aceleași valori ca în sistemul inițial, iar injecția de sarcină în nodul 1 este luată în considerare prin $\underline{I}_j^{(1)}$.

Pas 2:

- se elimină variabila \underline{V}_2 .
- se divide ecuația (3.4.2) prin pivotul $\underline{Y}_{22}^{(1)} \Rightarrow$

$$\underline{V}_2 + \frac{\underline{Y}_{23}^{(1)}}{\underline{Y}_{22}^{(1)}} \underline{V}_3 + \dots + \frac{\underline{Y}_{2n}^{(1)}}{\underline{Y}_{22}^{(1)}} \underline{V}_n = \frac{1}{\underline{Y}_{22}^{(1)}} \underline{I}_2^{(1)} \quad (3.5)$$

- se multiplică ecuația (3.5) cu $\underline{Y}_{32}^{(1)}, \dots, \underline{Y}_{n2}^{(1)}$ și se scad din ecuațiile (3.4.3)...(3.4.n).

$$\Rightarrow \begin{cases} \underline{V}_2 + \frac{\underline{Y}_{23}^{(1)}}{\underline{Y}_{22}^{(1)}} \underline{V}_3 + \dots + \frac{\underline{Y}_{2n}^{(1)}}{\underline{Y}_{22}^{(1)}} \underline{V}_n = \frac{1}{\underline{Y}_{22}^{(1)}} \underline{I}_2^{(1)} & (3.6.1) \\ \vdots & \vdots \\ \underline{Y}_{n3}^{(2)} \underline{V}_3 + \dots + \underline{Y}_{nn}^{(2)} \underline{V}_n = \underline{I}_n^{(2)} & (3.6.n) \end{cases}$$

unde:

$$\begin{cases} \underline{Y}_{jk}^{(2)} = \underline{Y}_{jk}^{(1)} - \frac{\underline{Y}_{j2}^{(1)} \cdot \underline{Y}_{2k}^{(1)}}{\underline{Y}_{22}^{(1)}} & j, k = 3 \dots n \\ \underline{I}_j^{(2)} = \underline{I}_j^{(1)} - \frac{\underline{Y}_{j2}^{(1)}}{\underline{Y}_{22}^{(1)}} \cdot \underline{I}_2^{(1)} & j = 3 \dots n \end{cases}$$

Pas n:

- determinarea lui \underline{V}_n .

$$\underline{V}_n = \frac{1}{\underline{Y}_{nn}^{(n-1)}} \underline{I}_n^{(n-1)} \quad (3.7)$$

Valoarea lui \underline{V}_n se înlocuiește în ecuația eliminării anterioare $\Rightarrow \underline{V}_{n-1}$ ș.a.m.d.

3.2 Metoda eliminării nodurilor (reducerea Kron)

Reducerea ordinului sistemului devine foarte importantă în analiza sistemului de mari dimensiuni interconectate, când numai pentru anumite noduri prezintă interes determinarea mărimilor de stare. Printr-o numerotare selectivă a nodurilor sistemului, se poate aplica eliminarea Gauss pentru a reduce ecuațiile nodale la un set ce conține doar mărimile de stare nodale de interes. Celelalte noduri sunt eliminate în sens matematic. Reducerea mărește eficiența calculului și direcționează atenția către porțiunea de rețea de interes major.

În această reprezentare se vor elimina nodurile în care nu apare nici o injecție de sarcină (nu sunt conectate sarcini sau surse de putere).

Exemplu: se elimină nodul 1:

$$\begin{bmatrix} \underline{Y}_{11} & \underline{Y}_{12} & \underline{Y}_{13} & \underline{Y}_{12} \\ \underline{Y}_{21} & \underline{Y}_{22} & \underline{Y}_{23} & \underline{Y}_{24} \\ \underline{Y}_{31} & \underline{Y}_{32} & \underline{Y}_{33} & \underline{Y}_{34} \\ \underline{Y}_{41} & \underline{Y}_{42} & \underline{Y}_{43} & \underline{Y}_{44} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{V}_1 \\ \underline{V}_2 \\ \underline{V}_3 \\ \underline{V}_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ \underline{I}_1 \\ \underline{I}_2 \\ \underline{I}_3 \end{bmatrix} \quad (3.8)$$

$$\Rightarrow \begin{bmatrix} \underline{Y}_{22}^{(1)} & \underline{Y}_{23}^{(1)} & \underline{Y}_{24}^{(1)} \\ \underline{Y}_{32}^{(1)} & \underline{Y}_{33}^{(1)} & \underline{Y}_{34}^{(1)} \\ \underline{Y}_{42}^{(1)} & \underline{Y}_{43}^{(1)} & \underline{Y}_{44}^{(1)} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{V}_2 \\ \underline{V}_3 \\ \underline{V}_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{I}_2 \\ \underline{I}_3 \\ \underline{I}_4 \end{bmatrix} \quad (3.9)$$

$$\underline{Y}_{jknou} = \underline{Y}_{jk} - \frac{\underline{Y}_{jp} \cdot \underline{Y}_{pk}}{\underline{Y}_{pp}} \quad \text{p-eliminat} \quad (3.10)$$

3.3 Factorizarea matricilor

Factorizarea unei matrici presupune descompunerea sa într-un număr de matrici lacunare (cu un număr mare de elemente nedigonale nule).

Matricea de origine va putea fi scrisă ca un produs de matrici lacunare a căror formă permite simplificarea calculului și a volumului de memorie alocat. Operația de factorizare se efectuează în cazul rezolvării sistemelor de ecuații sau se poate adopta chiar în cazul inversării matricilor de mari dimensiuni.

În practică ecuațiile cu admitanțe nodale ale unui sistem de dimensiuni mari sunt rezolvate pentru diferite condiții de funcționare. Deseori în aceste studii configurația și parametrii rețelei rămân neschimbate în timp ce condițiile de funcționare diferă de la un moment la altul datorită schimbării stării surselor de alimentare (modificarea injecțiilor de putere) sau a consumatorilor (modificarea consumatorilor de putere). În aceste cazuri matricea admitanțelor nodale rămâne neschimbată, problema rămânând determinarea repetată a variabilelor de stare (tensiuni în noduri) pentru diferite seturi de injecții de sarcină.

Efortul de calcul poate fi semnificativ diminuat dacă nu se repetă pentru fiecare stare a sistemului calculele din cadrul procedurii de eliminare Gauss.

Rezolvarea ecuațiilor unei rețele electrice poate fi efectuată utilizând metoda de factorizare a matricilor, aplicată matricii admitanțelor nodale a rețelelor electrice.

Aceasta poate fi astfel descompusă:

$$[Y_n] = [L] \cdot [U] \quad (3.11)$$

L- matricea triunghiulară inferioară și este caracterizată de elemente nenule în dreptul și sub diagonala principală;

$$L = \begin{bmatrix} \underline{Y}_{11} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \underline{Y}_{21} & \underline{Y}_{22}^1 & 0 & 0 & \dots & \dots & 0 \\ \underline{Y}_{31} & \underline{Y}_{32}^1 & \underline{Y}_{32}^2 & 0 & \dots & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \underline{Y}_{n-1,1} & \underline{Y}_{n-1,2}^1 & \underline{Y}_{n-1,3}^2 & \dots & \dots & \underline{Y}_{n-1,n-1}^{n-2} & \underline{Y}_{n-1,n}^{n-1} \\ \underline{Y}_{n,1} & \underline{Y}_{n,2}^1 & \underline{Y}_{n,3}^2 & \dots & \dots & \underline{Y}_{n,n-1}^{n-2} & \underline{Y}_{n,n}^{n-1} \end{bmatrix} \quad (3.12)$$

U- matricea triunghiulară superioară, pătratică de același ordin ca și Yn care include elemente nenule în dreptul și deasupra diagonalei principale;

$$U = \begin{bmatrix} 1 & \frac{\underline{Y}_{12}}{\underline{Y}_{11}} & \frac{\underline{Y}_{13}}{\underline{Y}_{11}} & \dots & \dots & \dots & \frac{\underline{Y}_{1n}}{\underline{Y}_{11}} \\ 0 & 1 & \frac{\underline{Y}_{23}}{\underline{Y}_{22}^1} & \dots & \dots & \dots & \frac{\underline{Y}_{2n}}{\underline{Y}_{22}^1} \\ 0 & 0 & 1 & \dots & \dots & \dots & \frac{\underline{Y}_{3n}}{\underline{Y}_{22}^2} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ 0 & 0 & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ 0 & 0 & \dots & \dots & \dots & \dots & 1 \end{bmatrix} \quad (3.13)$$

pas 1:

- Se elimină toți coeficienții primei variabile din ecuațiile caracteristice ale sistemului (coeficienții tensiunilor nodale din prima coloană a matricei Yn): $\underline{Y}_{11}, \underline{Y}_{21}, \underline{Y}_{31}, \underline{Y}_{41}$;
- Ulterior sunt generați noii coeficienți ai primei ecuații din sistemul caracteristic (se raportează la coeficientul de pe diagonala principală): $1, \frac{\underline{Y}_{12}}{\underline{Y}_{11}}, \frac{\underline{Y}_{13}}{\underline{Y}_{11}}, \frac{\underline{Y}_{14}}{\underline{Y}_{11}}; ;$

Coeficienții de pe celelalte linii și coloane rămân la acest pas nemodificați, înregistrându-se separat de cei înregistrați anterior. Coeficienții de la pasul 1 se trec în prima coloană, respectiv prima linie din matricea L, respectiv matricea U.

$$L = \begin{bmatrix} \underline{Y}_{11} & 0 & 0 & 0 \\ \underline{Y}_{21} & \underline{Y}_{22}^1 & 0 & 0 \\ \underline{Y}_{31} & \underline{Y}_{32}^1 & \underline{Y}_{32}^2 & 0 \\ \underline{Y}_{41} & \underline{Y}_{42}^1 & \underline{Y}_{43}^2 & \underline{Y}_{44}^3 \end{bmatrix} \quad U = \begin{bmatrix} 1 & \frac{\underline{Y}_{12}}{\underline{Y}_{11}} & \frac{\underline{Y}_{13}}{\underline{Y}_{11}} & \frac{\underline{Y}_{14}}{\underline{Y}_{11}} \\ 0 & 1 & \frac{\underline{Y}_{23}}{\underline{Y}_{22}^1} & \frac{\underline{Y}_{24}}{\underline{Y}_{22}^1} \\ 0 & 0 & 1 & \frac{\underline{Y}_{34}}{\underline{Y}_{22}^2} \\ 0 & 0 & 0 & \frac{\underline{Y}_{33}}{\underline{Y}_{22}^2} \end{bmatrix}$$

pas 2:

- Se elimina coeficienții modificați de pe a doua coloană a matricei admitanțelor nodale (coeficienții modificați ai tensiunilor nodale din nodul 2): $\underline{Y}_{22}^1, \underline{Y}_{32}^1, \underline{Y}_{42}^1$;
- Se generează noii coeficienți de pe linia a doua a sistemului prin raportarea valorilor modificate la coeficienții de pe diagonala principală: $1, \frac{\underline{Y}_{23}^1}{\underline{Y}_{22}^1}, \frac{\underline{Y}_{24}^1}{\underline{Y}_{22}^1}$;

Cele două seturi de coeficienți se înregistrează în coloana a doua a matricei L, respectiv pe linia a doua a matricei U. Ei nu vor fi utilizați în etapele următoare de calcul. Continuând procedura se vor completa coloanele 3 și 4 ale lui L, respectiv liniile 3 și 4 ale lui U. L se construiește astfel prin înregistrarea succesivă a coloanelor eliminate din sistem, iar U rezultă din înregistrarea liniilor generate la fiecare pas al eliminării directe Gauss.

Procesul de determinare a matricelor triunghiulare L și U se numește **factorizare triunghiulară**. Odată $[\mathbf{Yn}]$ factorizată nu mai este necesară efectuarea calculelor din eliminarea Gauss directă.

Demonstrație: Sistem de 4 noduri.

Termenii matricelor L și U sunt generați prin înregistrarea sistematică a rezultatelor calculelor la fiecare pas al eliminării directe Gauss.

$$[\mathbf{Yn}] = \begin{bmatrix} \underline{Y}_{11} & \underline{Y}_{12} & \underline{Y}_{13} & \underline{Y}_{14} \\ \underline{Y}_{21} & \underline{Y}_{22} & \underline{Y}_{23} & \underline{Y}_{24} \\ \underline{Y}_{31} & \underline{Y}_{32} & \underline{Y}_{33} & \underline{Y}_{34} \\ \underline{Y}_{41} & \underline{Y}_{42} & \underline{Y}_{43} & \underline{Y}_{44} \end{bmatrix}$$

$$[Y] \cdot [V] = [I] \quad (3.14)$$

$$[L] \cdot [U] \cdot [V] = [I] \quad (3.15)$$

$$[U] \cdot [V] = [V'] \quad (3.16)$$

Rezolvarea sistemului:

$$[L] \cdot [V'] = [I] \quad (3.17)$$

$$[U] \cdot [V] = [V'] \quad (3.18)$$

În cazul sistemelor cu matrici ale admitanțelor nodale simetrice procedura este mult simplificată.

$$\underline{Y}_{ij} = \underline{Y}_{ji}$$

D – matricea diagonală generală cu termenii de pe diagonala principală a matricei L.

$$D = \begin{bmatrix} \underline{Y}_{11} & 0 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & \underline{Y}_{22}^1 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & 0 & \underline{Y}_{33}^2 & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ 0 & 0 & 0 & \dots & \underline{Y}_{mm}^{n-1} \end{bmatrix} \quad (3.19)$$

$$(3.20) \quad [L] \cdot [D]^{-1} = [U] \Rightarrow [L] = [U] \cdot [D] \quad (3.20')$$

$$\left. \begin{array}{l} (3.20') \\ (3.15) \end{array} \right\} \Rightarrow [U] \cdot [D] \cdot [U] \cdot [V] = [I] \quad (3.21)$$

$$[D] \cdot [U] \cdot [V] \equiv [V'']$$

Rezolvarea sistemului presupune:

I. determinarea variabilelor intermediare $[V'']$;

$$[U] \cdot [V''] = [I] \Rightarrow V'' \text{ (eliminare directă)}$$

II. determinarea variabilelor intermediare $[V']$;

$$[D] \cdot [V'] = [V''] \Rightarrow V'$$

III. determinarea mărimilor de ieșire;

$$[U] \cdot [V] = [V'] \Rightarrow V \text{ (eliminare inversă)}$$

3.4 Factorizarea matricilor lacunare

Se spune că o matrice M este **lacunară** dacă există termeni nediagonali nuli și **plină** dacă toți termenii sunt diferiți de zero. Matricele $[Y_n]$ ale SEN complexe sunt întotdeauna lacunare, dacă există doar un număr mic de linii electrice conectate la fiecare stație. În graficele rețelelor acestor sisteme raportul număr laturi/număr noduri $\cong 1,5$ iar $[Y_n]$ are numeroase elemente nule.

Din motive de viteză de calcul, precizie și spațiu se dorește doar stocarea și prelucrarea elementelor nenule.

Lacunitatea matricei $[Y_n]$ se transmite matricelor L și U dacă se aranjează liniile și coloanele într-o anumită ordine, triunghiularizarea matricelor determină ordinea în care sunt eliminate variabilele de stare, care la rândul său influențează acumularea elementelor nenule în L și U . Minimizarea acestor cumulări se desfășoară de asemenea după o schemă impusă.

Curs 6

Utilizarea echivalenților de rețea în analiza rețelelor electrice

3.5.1 Considerații generale

Odată cu dezvoltarea SED din marile orașe, devine dificil un calcul direct al infinității de cazuri ce ar trebui simulate pentru o analiză detaliată a comportării rețelei, precum și identificarea defectelor de structură ale acesteia.

Din acest considerent putem analiza rețelele electrice de mari dimensiuni. Se aplică metoda echivalenților de rețea, cu ajutorul căreia se pot obține reduceri importante ale duratei de calcul și soluții optimizate.

Echivalentul de rețea (topologic) este o rețea ai cărei parametri și topologie (de dimensiuni mai reduse de obicei) diferă de ale sistemului studiat, cu proprietatea că injecțiile de putere în nodurile sale conduc la aceleași tensiuni în noduri ca și în rețeaua extinsă. Deci reproduce condițiile nodale în nodurile reținute și conservă proprietățile energetice globale ale rețelei (exemplu pierderile în rețea).

Aspecte considerate în construirea unui echivalent.

- a) echivalentul trebuie să fie o reprezentare de ordin minim a rețelei;
- b) trebuie menționat impactul asupra rețelelor externe interconectate;
- c) identificarea echivalenților trebuie să se bazeze pe un volum minim de informații;
- d) obținerea echivalentului trebuie să fie rapidă;
- e) nodurile și laturile esențiale trebuie reținute în echivalent cu identitatea lor d origine;

Neliniaritatea consumatorilor constituie principala dificultate în construirea unui echivalent dar poate fi depășită prin liniarizare. Liniarizarea presupune însă aproximări în calcule, deci obținerea unui echivalent ideal nu este posibilă.

Primul care a abordat problema echivalenților de rețea sub o formă nouă și generală a fost G. Kron, care a elaborat o metodologie de transformare a unei rețele inițiale în diverse tipuri de rețele echivalente, primitive, interconectate. Dintre aceste rețele poate fi menționată cea cu sarcină unică sau cea conținând doar generatoare utilizate ulterior în cercetările altor autori.

Printre alte soluții aplicate trebuie menționată cea a lui P. Dimeo care a propus echivalentul REI de sistem.

3.5.2 Metoda de analiză cu echivalenți REI (Radial Equivalent Independent)

Determinarea echivalenților REI se bazează pe liniarizarea sarcinilor și pe eliminarea Gauss a nodurilor din ecuația matriceală a rețelei.

Proprietăți:

- a) structură radială;
- b) echivalență cu sistemul văzut dinspre nodul în studiu;
- c) independența fenomenelor care au loc dincolo de frontiere;

Rezultate:

- a) oferă informații în privința structurii unei rețele electrice, în sensul amplasării corecte surselor de injecție în rețea;

- b) permite localizarea diferitelor defecte de structură ale rețelei prin aprecierea circulației reale a curenților în jurul nodurilor generatoare și în laturile echivalentului;
- c) oferă informații asupra reglajului tensiunilor, putându-se modifica diferite reglaje în domeniul plajelor transformatoarelor cu reglaj, etc.

Tehnica de construcție:

- a) se pleacă de la rețeaua reală, caracterizată de $[Y_n]$ obținută în urma inspecției geometriei rețelei;
- b) se păstrează întotdeauna nodul neutru;
- c) se elimină nodurile neinteresante în raport cu problema urmărită, considerând o anumită lege de variație a injecțiilor de sarcină în noduri;
- d) se formează „noduri fictive” ca înlocuiesc o serie de noduri prin câte unul echivalent (exemplu – nodul de sarcină unică sau nodul cu generator mic care echivalează un număr de sarcini sau generatoare), prin adăugarea și apoi reducerea unei rețele cu balanța energetică nulă;

Etapele procedurii de formare a echivalențelor:

- a) se determină circulația de sarcină a cazului de bază pentru rețelele electrice completă pentru care se dorește construirea echivalentului REI;
- b) se comasează toate nodurile neesențiale;
- c) pentru fiecare nod al unui grup de noduri neesențiale ce urmează a fi comasate se calculează injecția de curent:

$$\underline{I}_i = \frac{\underline{S}_i^*}{\underline{U}_i} \quad (3.22)$$

- d) se introduc nodurile R(REI) fictive și nodul pământ \underline{g} și se conectează la cele m noduri ale rețelei REI fictive, fiecare nod $i = 1, m$ se leagă la \underline{g} printr-o admitanță:

$$\underline{Y}_i = -\frac{\underline{I}_i}{\underline{U}_i} = \frac{\underline{S}_i^*}{\underline{U}_i^2} \quad (3.24)$$

- e) pentru nodurile R se determină:

$$\underline{I}_R = \sum_{i=1}^m \underline{I}_i = \sum_{i=1}^m \frac{\underline{S}_i^*}{\underline{U}_i} \quad (3.26)$$

$$\underline{S}_R = \sum_{i=1}^m \underline{S}_i$$

$$\underline{U}_R = \frac{\underline{S}_R}{\underline{I}_R^*} \quad (3.27)$$

$$\underline{Y}_R = \frac{\underline{I}_R}{\underline{U}_R} = \frac{I_R^2}{S_R} = \frac{1}{\sum_{i=1}^m \frac{\underline{S}_i^*}{\underline{U}_i^2}}$$

- se elimină toate injecțiile de curent din nodurile $i = \overline{1, m}$;

- \underline{I}_R va străbate o admitanță introdusă fictiv, negativă, pentru a anula pierderile când este străbătută de \underline{I}_R .
- f) se elimină toate nodurile neesențiale cu injecție de curent nulă (toate nodurile din grupul comasat și g) cu eliminarea Gauss;
- g) rețeaua redusă va conține toate nodurile esențiale și toate nodurile REI fictive (unul pentru fiecare grup);

3.5.2.1 Reducerea rețelei prin eliminarea nodurilor cu procedura Gauss

Se dorește obținerea echivalentului REI-Dimo al nodului n+1.

Ecuția matriceală a rețelelor electrice:

$$[\underline{I}_n] = [Y_n][\underline{U}_n] \quad (3.28)$$

$$\begin{bmatrix} \underline{I}_r \\ \underline{I}_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{rr} & Y_{rc} \\ Y_{cr} & Y_{cc} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{U}_r \\ \underline{U}_c \end{bmatrix} \quad (3.29)$$

$[\underline{U}_r]$ - vectorul tensiunilor în nodurile cu reglaj de tensiune.

Fiind necesară substituirea rețelei prin alta redusă, conținând însă aceleași informații, vor fi reținute doar nodurile esențiale reprezentate de cele cu reglaj de tensiune: $R \cup \{r+1\}$.

Liniazarea nodurilor neesențiale (consumator) se bazează pe relația:

$$\underline{Y}_k^\phi = -\frac{P_k - jQ_k}{U_k^2} \quad k \in K \quad (3.30)$$

Se introduc admitanțele \underline{Y}_k^ϕ în elementele diagonale k ale submatricei $\underline{Y}_{cc} \Rightarrow$

$$\begin{bmatrix} \underline{I}_r \\ \underline{0} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{rr} & Y_{rc} \\ Y_{cr} & Y_{cc}^\phi \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{U}_r \\ \underline{U}_c \end{bmatrix} \quad r \in R \cup \{r+1\} \quad (3.31)$$

Variabilele $\underline{U}_k, k \in C - \{r+1\}$ pot fi eliminate prin algoritmul lui Gauss:

$$\underline{Y}_{ij}^{nou} = \underline{Y}_{ij}^{vechi} - \frac{\underline{Y}_{ik}^{vechi} \cdot \underline{Y}_{kj}^{vechi}}{\underline{Y}_{kk}^{vechi}} \quad (3.32)$$

$$\Rightarrow \begin{bmatrix} \underline{I}_r \\ \underline{I}_{r+1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{rr}^R & Y_{r,r+1}^R \\ Y_{r+1,r}^R & Y_{r+1,r+1}^R \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{U}_r \\ \underline{U}_{r+1} \end{bmatrix} \quad (3.33)$$

Se consideră ultime ecuație matriceală a sistemului:

$$\underline{I}_{r+1} = [Y_{r+1,r}^R] \cdot [\underline{U}_r] + [Y_{r+1,r+1}^R] \cdot [\underline{U}_{r+1}] \quad (3.34)$$

Dacă la dimensiunea de mai sus se continuă cu variabila r+1 rezultă:

$$[\underline{Y}_r] = [\underline{Y}_{final}^R] \cdot [\underline{U}_r] \quad (3.35)$$

rețeaua electrică asociată matricei admitanțelor nodale redusă $[\underline{Y}_{final}^R]$ este echivalentul REI-Dimo final.

3.5.3 Echivalenți Kron

Se asumă ca noduri esențiale nodurile de frontieră (de interconexiuni între rețele), iar nodurile externe vor fi considerate noduri neesențiale, caracterizate de injecții de curent considerate nule.

$$\begin{bmatrix} I_F \\ I_E \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{FF} & Y_{FE} \\ Y_{EF} & Y_{ee} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} U_F \\ U_E \end{bmatrix} \quad (3.36)$$

$$[0] = [Y_{EF}] [U_F] + [Y_{EE}] [U_E] \Rightarrow [U_E] = -[Y_{EE}]^{-1} [Y_{EF}] [U_F] \quad (3.37)$$

$$[I_F] = [Y_{FF}] [U_F] - [Y_{FE}] \cdot [Y_{EE}]^{-1} \cdot [Y_{EF}] \cdot [U_F] \quad (3.38')$$

$$[I_F] = [Y_{echiv}] \cdot [U_F] \quad (3.38'')$$

Metoda se pretează pentru un număr relativ redus de noduri de frontieră, dar un număr mare de noduri externe.

Curs 7

CALCULUL CURENȚILOR DE SCURTCIRCUIT

Procedura privind metodologia de calcul a curenților de scurtcircuit în rețelele electrice cu tensiunea peste 1kV se face conform normativului PE134/1995.

4.1 Scop

Calculul curenților de scurtcircuit este necesar pentru luarea deciziilor în legătură cu dezvoltarea și exploatarea instalațiilor energetice.

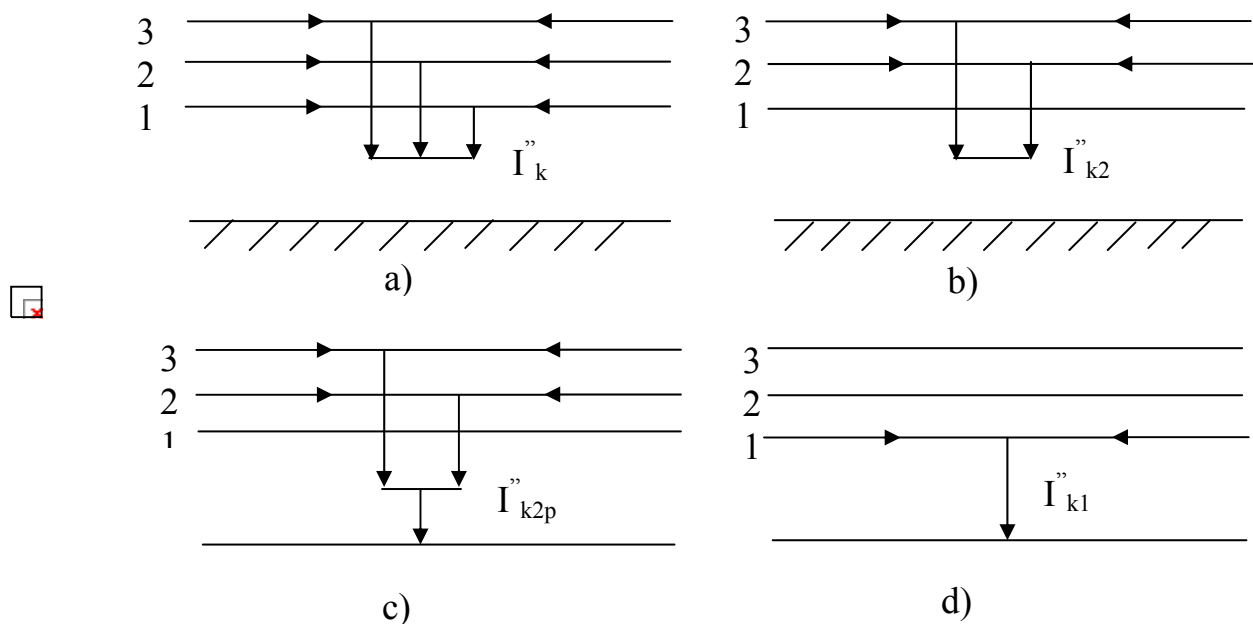


Fig.1. Tipuri de curenți de scurtcircuit (sensul curenților este ales arbitrar):

- a - scurtcircuit trifazat simetric;
- b - scurtcircuit bifazat;
- c - scurtcircuit bifazat cu pământ;
- d - scurtcircuit monofazat.

Calculul curenților de scurtcircuit trifazat metalic (prin impedanță nulă), deși foarte rar în exploatare, constituie un element de bază pentru studiul rețelelor electrice; se efectuează întotdeauna în proiectare și în exploatare.

În rețelele cu neutrul legat direct la pământ (110 kV, 220 kV și 400 kV) un loc deosebit îl ocupă calculul curenților de scurtcircuit monofazat, ca defectul cel mai probabil.

4.2 Domeniu de aplicare

Calculul curenților de scurtcircuit este necesar să se efectueze la:
a) dimensionarea instalațiilor noi la solicitări dinamice și termice;

- b) verificarea instalațiilor existente la solicitări de scurtcircuit, în condiții de dezvoltare a instalațiilor sistemului energetic național;
- c) stabilirea protecției prin relee din instalațiile electrice, a automatizărilor de sistem - ca tipuri și reglaje;
- d) determinarea influenței liniilor electrice de înaltă tensiune asupra liniilor de telecomunicații, în vederea stabilirii măsurilor de protecție a acestora din urmă;
- e) determinarea nivelului supratensiunilor de comutație;
- f) caracterizarea sistemului energetic în raport cu o anumită bară a sistemului, atunci când se fac studii privind posibilitățile de racordare a unui consumator cu anumite caracteristici deosebite (regim deformant, șocuri de putere reactivă, etc.);
- g) analiza funcționării unor consumatori nesimetrice (de exemplu cuptoare electrice cu arc, cale ferată cu alimentare monofazată ș.a.);
- h) întocmirea de scheme echivalente necesare în studii de stabilitate statică sau dinamică, optimizări de regim (spre exemplu scheme echivalente REI - DIMO).

Calculul curenților de scurtcircuit se întocmesc cu o perspectivă diferită, în funcție de scopul lor, și anume:

- a) 5 - 10 ani pentru dimensionarea instalațiilor noi;
- b) 1 - 3 ani pentru verificarea instalațiilor existente;
- c) 5 ani pentru determinarea influenței liniilor de înaltă tensiune asupra liniilor de telecomunicații;
- d) în mod curent, chiar și în timp real, la schimbări de configurație și regim de funcționare, pentru verificarea nivelului de solicitare la scurtcircuit (în cazul instalațiilor, funcționarea în apropierea limitei admisibile) și pentru reglajul protecției.

4.3 Premise de calcul ale curenților de scurtcircuit

Premisele pentru calculul curenților de scurtcircuit sunt în funcție de scopul studiului.

Pentru determinarea solicitărilor la scurtcircuit în rețelele de înaltă tensiune este suficientă efectuarea calculului în ipoteze simplificatoare care admit:

- egalitatea în modul și argument a tuturor tensiunilor electromotoare (t.e.m.) ;
- neglijarea rezistențelor rețelelor aeriene, considerându-se liniile ca simple reactanțe;
- neglijarea susceptanței capacitive a liniilor în schemele de secvență pozitivă și negativă;
- neglijarea sarcinilor, considerându-se numai aportul motoarelor sau compensatoarelor sincrone precum și al motoarelor asincrone, numai dacă sunt în apropierea locului de defect și au o anumită putere totală.

Acest gen de calcule, numite din cauza ipotezei făcute asupra t.e.m. metodă de curent continuu, se poate face manual pe scheme simple și cu ajutorul unor programe adecvate, utilizând calculatoare personale sau stații de lucru.

Pentru studiul regimurilor dinamice, analiza condițiilor de stabilitate statică, întocmirea de scheme echivalente de calcul, analiza și alegerea judicioasă a caracteristicii și a reglajului protecției de distanță, a protecției diferențiale de fază etc., este necesar să se efectueze un calcul de scurtcircuit exact.

În acest caz, sistemul energetic analizat este reprezentat fidel, calculul regimului cu scurtcircuit permanent fiind practic un calcul de regim în care, la locul de defect, se introduce o impedanță (șunt) corespunzătoare tipului de scurtcircuit analizat. Efectuarea unor astfel de calcule a devenit posibilă numai datorită introducerii calculatoarelor numerice.

În rețelele de medie tensiune, premisele de calcul sunt aceleași ca și în calculele rețelelor de înaltă tensiune cu mențiunea că, în cazul utilizării metodei simplificate liniile aeriene și cablurile electrice se consideră prin rezistențele și reactanțele lor inductive.

Pentru anumite situații prevăzute de standarde sau prescripții, se poate considera la locul de defect o rezistență.

Astfel, pentru verificarea la solicitări termice în caz de scurtcircuit a elementelor liniilor electrice aeriene se consideră la locul de defect o rezistență de 5Ω .

La verificarea influenței liniilor de energie electrică asupra liniilor de telecomunicații se consideră o rezistență având următoarele valori:

- 15Ω pentru defecte pe linii aeriene cu conductoare de protecție;
- 50Ω pentru defecte pe linii aeriene fără conductoare de protecție.

Se menționează că valorile curenților de scurtcircuit se pot determina și din probe pe viu sau măsurători pe un analizor de rețea.

Adesea acestea servesc la etalonarea unor metode de calcul utilizate sau în cazul unor instalații deosebit de importante.

Evident, determinarea prin calcul, are avantajul că poate fi aplicată pentru instalații existente ca și pentru cele proiectate, pentru regimuri frecvent și mai puțin frecvent întâlnite.

În afara metodei de investigație, scopul studiului mai influențează și alte premise de calcul.

În calculele de scurtcircuit, generatoarele vor fi reprezentate prin:

- reactanța supratranzitorie, pentru calculul solicitărilor dinamice și termice;

- reactanța tranzitorie, pentru determinarea valorii curentului de scurtcircuit la $t = 0,1s$, studiul stabilității dinamice în cazul în care se consideră un reglaj de tensiune ideal ($E'_q = \text{const}$), stabilirea generatorului echivalent al sistemului în vederea determinării repartiției șocurilor de putere reactivă ș.a;

- reactanța sincronă, pentru determinarea valorii curenților în regim de scurtcircuit pentru timpi mari (peste $10 s$), studiul stabilității statice naturale ș.a.

Este de remarcat că indicațiile CEI prevăd pentru impedanțele de scurtcircuit ale generatoarelor (debitând direct la bare sau bloc cu transformatoare) introducerea unui factor de corecție care ține seama de creșterea tensiunii electromotoare interne în funcție de factorul de putere al generatorului în regim de funcționare înainte de defect, ceea ce conduce la o micșorare a impedanței de scurtcircuit a generatorului (blocului) cu $3 \dots 10\%$.

Regimul de funcționare al sistemului energetic considerat în calcul (generatoare și motoare, linii și transformatoare în funcțiune) trebuie, de asemenea, ales corelat cu scopul calculului.

Calculele de dimensionare a echipamentului și a elementelor de construcție din instalațiile electrice, a prizelor de pământ, a protecției liniilor de telecomunicații, trebuie să se efectueze pentru "regimul maxim" de funcționare și - la proiectare - pentru o etapă de perspectivă suficient de îndepărtată.

Pentru verificarea condițiilor pe care le impune sistemului prezența unor consumatori caracterizați prin șocuri de putere activă și reactivă, ca și pentru verificarea condițiilor de siguranță a protecției prin rele ș.a., este necesar să se considere "regimul minim" de funcționare.

Regimul maxim este caracterizat prin:

- toate generatoarele, liniile și transformatoarele rețelei în funcțiune;
- numărul maxim previzibil de transformatoare funcționează cu neutrul legat la pământ.

Regimul minim este caracterizat prin:

- numărul minim previzibil de generatoare, linii și transformatoare în funcțiune, în zona analizată;
- numărul minim posibil de transformatoare cu neutrul legat la pământ în zona analizată;
- neglijarea aportului motoarelor asincrone.

În conformitate cu prevederile CEI, pentru determinarea valorii curenților minimi de scurtcircuit rezistențele liniilor (aerene și cabluri) se introduc la o temperatură mai ridicată, valoarea rezistenței calculată la 20⁰ C majorându-se cu 50% ($R_L=1,5 R_{20}$) pentru conductoarele de cupru, aluminiu și OL-Al.

Impedanțele introduse în calculele de scurtcircuit pot fi determinate pe bază de măsurători efectuate în rețea sau pe baza parametrilor echipamentelor electrice, cu considerarea topologiei rețelei. Evident că această din urmă cale are avantajul aplicării atât pentru sisteme existente precum și pentru cele în proiectare.

De regulă se efectuează calculul curenților de scurtcircuit trifazat metalic, iar în rețelele cu neutrul legat la pământ și calculul curenților de scurtcircuit monofazat sau bifazat cu pământul.

În funcție de scopul calculului trebuie aleasă metoda de investigație (aproximativă sau exactă). În cele ce urmează se indică metoda de calcul aproximativă și se introduc factori de corecție pentru apropierea rezultatelor de cele obținute prin metoda exactă.

Acești factori sunt:

- Factorul de tensiune - c

Factorii de tensiune c_{\min} și c_{\max} sunt utilizați pentru corectarea tensiunii echivalente în punctul de scurtcircuit la determinarea curenților de scurtcircuit inițiali, maximi și minimi.

- Factorul de corecție al impedanței generatoarelor - K .

Factorii de corecție K_G (pentru generator debitând la tensiunea sa nominală) și K_{bloc} (pentru bloc generator - transformator) sunt utilizați pentru a se ține seama de regimul de funcționare al generatoarelor.

- Factorul pentru determinarea curentului de vârf (de șoc) - χ

- Factori pentru determinarea variației componentei alternative a curentului de scurtcircuit, la un defect în apropierea generatorului (μ, λ, k_t).

- Factori pentru stabilirea aportului motoarelor asincrone la curentul de scurtcircuit de rupere (q).

4.4 Metode și căi de determinare ale curenților de scurtcircuit

4.4.1 Ipoteze de calcul

Un calcul complet de scurtcircuit trebuie să dea variația în timp a curenților la punctul de scurtcircuit, de la începutul acestuia până la eliminarea lui, în corelație cu valorile instantanee ale tensiunii la începutul scurtcircuitului.

Evoluția curentului de scurtcircuit este direct influențată de poziția locului de scurtcircuit față de generatoare. Astfel:

I. Scurtcircuit departe de generator, caz în care componenta periodică, alternativă a curentului de scurtcircuit are o valoare practic constantă ($I''_k = I_k$) pe toată durata scurtcircuitului.

II. Scurtcircuit aproape de generator, caz în care componenta periodică, alternativă, a curentului de scurtcircuit are o valoare ce variază în timp ($I''_k \neq I_k$), variație ce trebuie avută în vedere la stabilirea valorii curentului de rupere și permanent.

În majoritatea cazurilor practice, în funcție de scopul în care se utilizează rezultatele, nu este necesară cunoașterea evoluției pas cu pas a valorii curentului de scurtcircuit. În cazul I prezintă interes numai valoarea componente simetrice de c.a. și valoarea de vârf $i_{\text{șoc}}$ a curentului de scurtcircuit. În cazul II însă trebuie determinate valorile componente alternative a curentului de scurtcircuit la timpul zero (I''_k), în regim permanent (I_k) precum și la timpul de rupere (I_r) și curentul de șoc $i_{\text{șoc}}$.

Această variație se stabilește considerând :

- modificarea impedanțelor surselor în timp și refăcând calculul pentru diferite momente (inițial - cu reactanțe supratranzitorii, la timpul de rupere - cu reactanțe tranzitorii, permanent - cu reactanțe sincrone);

- curbe sau/și relații de variație în timp a aportului la scurtcircuit a generatoarelor de diferite tipuri în funcție de distanța electrică dintre generator și locul de defect.

i_{soc} depinde de constanta de timp de decrement a componentei aperiodice și de frecvență, adică de raportul R/X al impedanței de scurtcircuit Z_k și este maxim dacă scurtcircuitul se produce la trecerea tensiunii prin zero.

În rețelele buclate există diferite constante de timp.

De aceea nu este posibilă indicarea unei metode exacte de calcul a lui i_{soc} și i_{cc} . Pentru determinarea curentului asimetric de rupere componenta aperiodică i_{cc} a curentului de scurtcircuit poate fi calculată cu o precizie suficientă cu relația:

$$i_{\text{cc}} = \sqrt{2} \cdot I_k'' e^{-2\pi f t R/X} \quad (4.1)$$

unde:

I_k'' - curentul inițial simetric de scurtcircuit;

f - frecvența nominală (50 Hz);

t - timpul;

R/X - raportul impedanței, stabilit prin una din metodele indicate în paragraful.

Calculul curenților minimi și maximi de scurtcircuit se bazează pe următoarele simplificări:

- pe durata scurtcircuitului nu se produce o schimbare în ceea ce privește numărul de circuite afectate (adică, un scurtcircuit trifazat rămâne trifazat, un scurtcircuit monofazat rămâne monofazat etc.);
- ploturile transformatoarelor se consideră în poziția reală;
- nu se consideră rezistența arcului.

Deși aceste ipoteze nu sunt absolut adevărate pentru sistemele energetice, adoptarea lor permite studierea scurtcircuitelor cu o precizie suficientă.

4.4.2 Metode de calcul

Calculul curenților de scurtcircuit simetrici și nesimetrici se face utilizând metoda componentelor simetrice.

Metoda componentelor simetrice necesită calculul a trei componente independente (de secvență pozitivă, negativă și zero), fără legături între ele în afara condițiilor de la locul de scurtcircuit.

Fiecare dintre aceste componente are propria ei impedanță. Valorile impedanțelor directă și inversă diferă esențial între ele numai în cazul mașinilor rotative. În cazul în care scurtcircuitul este departe de generator se admite $Z^+ = Z^-$. Impedanțele de secvență zero sunt, de regulă, diferite de cele pozitive și Z^0 poate fi mai mic sau mai mare decât Z^+ .

Schema pentru calculul curenților de scurtcircuit, dacă se aplică teoria componentelor simetrice, se întocmește numai pentru o fază, atât în calculul scurtcircuitelor simetrice cât și al celor nesimetrice.

Toate elementele rețelei care intervin în calculul curenților de scurtcircuit se introduc în schema de calcul prin impedanțele lor.

Impedanțele pot fi exprimate în unități de măsură [Ω] sau în unități relative.

În cazul schemelor cu mai multe trepte de tensiune, cuplate prin transformatoare, toate impedanțele trebuie raportate la aceeași treaptă de tensiune (de regulă cea la care are loc defectul). În cazul exprimărilor în unități relative, toate impedanțele trebuie raportate la o aceeași impedanță de bază sau, ceea ce este echivalent, la o aceeași putere de bază (S_b) și tensiune de bază (U_b).

Dacă se calculează curenții de scurtcircuit în puncte cu tensiuni diferite, impedanțele exprimate în ohmi se modifică dar, impedanțele în unități relative rămân neschimbate.

Pornind de la condițiile fizice la locul de defect și transformându-le în valori exprimate prin componentele simetrice de tensiune și curent, se obțin schemele echivalente și relațiile de calcul prezentate în tabelul 1.

4.4.3 Generator echivalent de tensiune la locul de defect

Determinarea curentului de scurtcircuit la locul de defect K este posibilă cu ajutorul unui generator echivalent de tensiune. Pentru aceasta se pot neglija informațiile operaționale privind sarcina consumatorilor, poziția comutatoarelor de ploturi ale transformatoarelor, excitația generatoarelor; de asemenea nu sunt necesare calculele suplimentare privind circulațiile de puteri în momentul scurtcircuitului.

Generatorul echivalent de tensiune reprezintă tensiunea reală la locul de scurtcircuit înainte de apariția acestuia, în condițiile cele mai grele. Aceasta va fi singura sursă activă de tensiune a sistemului. Tensiunile interne ale tuturor mașinilor sincrone și asincrone se vor considera zero.

Mai mult, în această metodă se neglijează toate capacitățile liniilor și toate admitanțele paralele ale celorlalte elemente pasive cu excepția celor de secvență zero (în cazul scurtcircuitelor nesimetrice în rețelele de înaltă tensiune).

În sfârșit, transformatoarele de înaltă tensiune sunt în multe cazuri prevăzute cu comutatoare de ploturi sub sarcină, în timp ce transformatoarele care alimentează rețeaua de medie tensiune au - de regulă - puține trepte ($\pm 2 \times 2,5\%$). Pozițiile reale ale comutatorului de ploturi în cazul scurtcircuitelor departe de generator nu sunt importante, eroarea introdusă fiind neglijabilă.

În cazul unor scurtcircuite aproape de generator există factori speciali de corecție pentru unitățile de transformatoare ale generatoarelor, atunci când generatoarele sunt conectate bloc cu transformatoarele.

Toate celelalte tensiuni active din sistem sunt considerate zero. Astfel alimentarea din sistem este reprezentată numai prin impedanța internă Z_Q . Admitanțele paralele (ca de exemplu capacitățile liniilor cu tensiune sub 400 kV și sarcinile pasive) nu se iau în considerare. Tensiunea sursei echivalente $c \cdot U_N / \sqrt{3}$ (conform definiției), la locul de scurtcircuit K, cuprinde un factor de tensiune c, care este diferit pentru calculul curenților de scurtcircuit minim sau maxim. În afara cazului că există alte norme, este indicat să se adopte valori ale factorului c considerând că tensiunea cea mai înaltă în funcționare normală nu trebuie să depășească, în medie, cu mai mult de aproximativ +5% (în JT), respectiv +10% (în IT) tensiunea nominală.

Tabelul 4.2

Valorile factorului de tensiune c

Tensiuni nominale U_N	Factorul de tensiune c, pentru calculul curentului de scurtcircuit maxim	Factorul de tensiune c, pentru calculul curentului de scurtcircuit minim
100 - 1000 V (joasă tensiune)	1,05	0,95

1 - 20 kV (medie tensiune)	1,1	1
20 - 220 kV (înalță tensiune)	1,1	1
400 kV	1	1

4.4.4 Impedanțele de scurtcircuit

Calculul curenților de scurtcircuit necesită reducerea schemei rețelei la o impedanță văzută de la locul de defect, impedanța de scurtcircuit. Aceasta trebuie deosebită de impedanțele fiecărui element. Atât impedanța de scurtcircuit echivalentă cât și impedanțele elementelor se definesc pentru secvențele pozitivă, negativă și zero.

Tabel 4.3

Elementul	Relații în unități absolute [Ω]	Relații în unități relative ($U_b = U_N$)[u.r.]
Generator (compensator, motor sincron)	$0,05 \cdot X''_d$ pentru $U_N > 1$ kV, $S_N > 100$ MVA $R = 0,07 \cdot X''_d$ pentru $U_N > 1$ kV, $S_N < 100$ MVA $0,15 \cdot X''_d$ pentru $U_N < 1$ kV	
	$X = [x(\%)/100] \cdot (U_N^2/S_{NG})$ unde $x: x''_d, x'_d, x_d$	$X = [x(\%)/100] \cdot (S_b/S_{NG})$ unde $x: x''_d, x'_d, x_d$
Motor asincron	$R \cong 0$	
	$X = \frac{1}{I_{por} / I_N} \cdot \frac{U_N^2}{S_{NM}}$	$X = \frac{1}{I_{por} / I_N} \cdot \frac{S_b}{S_{NM}}$
Transformator cu două înfășurări	$R = \Delta P_{scc} \cdot \frac{U_N^2}{S_N^2} \cdot 10^{-3}$	$R = \Delta P_{scc} \cdot \frac{S_b}{S_N^2} \cdot 10^{-3}$
	ΔP_{scc} - pierderile la sarcină nominală ale transformatorului	
	$X = \frac{U_k(\%)}{100} \cdot \frac{U_N^2}{S_N}$	$X = \frac{U_k(\%)}{100} \cdot \frac{S_b}{S_N}$
Linii electrice aeriene, cabluri	$R = r_0 \cdot I$ $X = x_0 \cdot I$	$R = r_0 I \cdot \frac{S_b}{U_N^2}$ $X = x_0 I \cdot \frac{S_b}{U_N^2}$
	$R \cong 0$	
Bobine de reactanță	$X = \frac{u_k(\%)}{100} \cdot \frac{U}{\sqrt{3}I_N}$ u_k -căderea de tensiune nominală (reactanța relativă)	$X = \frac{U_k(\%)}{100} \cdot \frac{I_b}{I_N} \cdot \frac{U_N}{U_b}$
	$R = P \cdot \frac{U_N^2}{S^2}$ $X = Q \cdot \frac{U_N^2}{S^2}$	$R = P \cdot \frac{S_b}{S^2}$ $X = Q \cdot \frac{S_b}{S^2}$

Rețeaua de alimentare	$R_t \cong 0,1 + 0,15X_k$ $X_k = \frac{U_N^2}{S_k}$	$X_K = \frac{c \cdot S_b}{S_K}$
-----------------------	--	---------------------------------

4.4.5 Curentul simetric inițial de scurtcircuit I''_k :

$$R_k = R_{Qt} + R_T + R_L$$

$$a) \quad I''_k = \frac{c \cdot U_N}{\sqrt{3} \sqrt{R_k^2 + X_k^2}} = \frac{c \cdot U_N}{\sqrt{3} Z_k} \quad (4.2)$$

unde $c \cdot U_N / \sqrt{3}$ sursa echivalentă de tensiune:

Rezistențele de ordin $R_k < 0,3 X_k$ pot fi neglijate.

Impedanțele sistemului $Z_{Qt} = R_{Qt} + jX_{Qt}$ se raportează la tensiunea părții transformatorului unde apare scurtcircuitul.

În acest caz:

$$I_k = I_r = I''_k \quad (4.3)$$

b) Curentul inițial de scurtcircuit, curentul de rupere și curentul permanent de scurtcircuit la locul de defect, alimentat din surse care nu sunt buclate între ele (fig. 4b) poate fi considerat a fi compus din aportul independent al fiecărei surse:

$$\underline{I''}_k = \underline{I''}_{kT1} + \underline{I''}_{kT2} \quad (4.4)$$

Suma este fazorială dar, în majoritatea cazurilor fazele curenților fiind apropiate se poate face suma algebrică.

$$I_k = I''_k = I_r \quad (4.5)$$

Aportul fiecărei surse se determină ca în cazul a).

Impedanța între punctul de scurtcircuit și bară poate fi neglijată dacă este mai mică decât $0,03 U_N / I''_k$, I''_k fiind curentul determinat prin relația (4.5). Dacă condiția nu este îndeplinită, sursele nu mai debitează independent pe scurtcircuit și se aplică prevederile de la c).

c) Sursa echivalentă de tensiune este aplicată la nodul de defect și este singura sursă activă de tensiune în rețea.

Calculul se face în concordanță cu metoda prezentată mai sus determinând impedanța directă de scurtcircuit văzută de la locul de defect. Se fac transformările necesare în rețea (de exemplu conexiunea serie, paralel, transformări stea - triunghi) considerând impedanțele pozitive ale echipamentului. Toate impedanțele sunt raportate la aceeași tensiune (de regulă, cea de la locul de defect):

$$I''_k = c \frac{U_N}{\sqrt{3} Z_k} \quad (4.6)$$

unde: $c \cdot U_N / \sqrt{3}$ tensiunea sursei echivalente de tensiune,
 Z_k - impedanța de scurtcircuit.

$$I_k = I_k'' = I_r \quad (4.7)$$

4.4.6. Curentul de scurtcircuit de șoc

a) Deoarece scurtcircuitul este alimentat printr-un circuit serie, curentul de scurtcircuit de șoc are expresia:

$$i_{șoc} = \chi \cdot \sqrt{2} \cdot I_k'' \quad (4.8a)$$

Factorul χ se ia din fig.5 în funcție de rapoartele R/X sau X/R.
 Se poate calcula cu ecuația aproximativă:

$$\chi \approx 1,02 + 0,98 \cdot e^{-3R/X} \quad (4.8b)$$

b) $i_{șoc}$ este suma curenților de șoc ai diferitelor surse:

$$i_{șoc} = i_{șoc T1} + i_{șoc T2} \quad (4.9)$$

c) Deoarece factorul de șoc prezentat în fig.5 este pentru o sursă care alimentează scurtcircuitul printr-un circuit serie R și X, în rețelele buclate se alege una din aproximările următoare:

Raportul R/X constant în rețea : $\chi = \chi_a$

Se utilizează $\chi = \chi_a$ care se determină din fig.5 luând cel mai mic raport R/X respectiv cel mai mare raport X/R al tuturor ramurilor rețelei.

În acest caz, este necesar să se examineze ramurile prin care circulă aporturile la curentul de scurtcircuit care împreună transportă cel puțin 80 % din curentul de scurtcircuit total și care aparțin acelei părți a sistemului care are tensiunea nominală egală cu cea a punctului de scurtcircuit. Este posibil ca două sau mai multe echipamente să fie compuse într-o ramură.

Raportul R/X sau X/R în punctul de defect determinat pentru ansamblul rețelei: $\chi = \chi_b$

Curentul de scurtcircuit de șoc se calculează cu:

$$i_{șoc} = 1,15 \chi_b \cdot \sqrt{2} \cdot I_k'' \quad (4.10)$$

unde 1,15 este un coeficient de siguranță pentru a acoperi inexactitățile datorate utilizării unui raport de transformare obținut prin reducerea unei rețele buclate.

Factorul χ_b se obține din figura 5 cu raportul R/X dat de impedanța $Z_k = R_k + jX_k$ în punctul K, calculate la $f=50\text{Hz}$. În rețelele de înaltă tensiune $1,15 \cdot \chi_b$ trebuie să fie mai mic decât 2,0.

Frecvența echivalentă f_c : $\chi = \chi_c$.

$$\frac{R}{X} = \frac{R_c}{X_c} \cdot \frac{f_c}{f} \quad \text{sau} \quad \frac{X}{R} = \frac{X_c}{R_c} \cdot \frac{f}{f_c} \quad (3.11)$$

unde: $\underline{Z}_c = R_c + j X_c$

$R_c = \text{Re} (Z_c) \neq R$ la frecvența rețelei, este rezistența efectivă echivalentă la frecvența echivalentă f_c .

$X_c = \text{Im} (Z_c) \neq X$ la frecvența rețelei, este reactanța efectivă echivalentă la frecvența echivalentă f_c .

Impedanța echivalentă $\underline{Z}_c = R_c + j2\pi f_c \cdot L_c$

Z_c este impedanța în punctul de scurtcircuit dacă o sursă echivalentă de tensiune cu frecvența $f_c = 20$ Hz (pentru frecvența nominală 50 Hz) este introdusă acolo ca singura sursă activă de tensiune [2,3].

4.4.7 Calculul curenților de scurtcircuit bifazat și monofazat.

În figura 4.1 și tabelul 4.1 sunt prezentate aceste tipuri de scurtcircuit și relațiile de calcul.

a) Scurtcircuit bifazat

Curentul inițial de scurtcircuit I''_{k2}

Independent de configurația sistemului, curentul inițial de scurtcircuit bifazat se calculează cu relația:

$$I''_k = c \cdot \frac{U_N}{|\underline{Z}^+ + \underline{Z}^-|} = c \cdot \frac{U_N}{2 \cdot |\underline{Z}^+|} \quad (4.12)$$

Raportul

(4.13)

În cazul unui scurtcircuit departe de sursă, curentul permanent de scurtcircuit și curentul de rupere sunt egali cu I''_{k2} .

$$I_{k2} = I_{r2} = I''_{k2} \quad (4.14)$$

Curentul de scurtcircuit de șoc $i_{\text{șoc}2}$

Curentul de scurtcircuit de șoc poate fi exprimat prin:

$$i_{\text{șoc}2} = \chi \cdot \sqrt{2} \cdot I''_{k2} \quad (4.15)$$

b) Scurtcircuit bifazat cu punere la pământ

Curenții inițiali de scurtcircuit :

Formulele de calcul, pentru ipoteza $Z^+ = Z^-$ sunt:

$$I''_{k2pL2} = \sqrt{3} \cdot c \cdot U_N \cdot \frac{\left| 1 + a^2 + \frac{Z^0}{Z^+} \right|}{\left| Z^+ + 2 \cdot Z^0 \right|}$$

$$I''_{k2pL3} = \sqrt{3} \cdot c \cdot U_N \cdot \frac{|1+a+\frac{Z^0}{Z^+}|}{|Z^+ + 2 \cdot Z^0|} \quad (4.16)$$

$$I''_{k2pL3} = \sqrt{3} \cdot c \cdot U_N \cdot \frac{|1+a+\frac{Z^0}{Z^+}|}{|Z^+ + 2 \cdot Z^0|} \quad (4.17)$$

unde: L_2 și L_3 sunt fazele 2, respectiv 3.

Curentul inițial de scurtcircuit I''_{k2p} , la pământ sau la conductoare legate la pământ se calculează cu:

$$I''_{k2p} = \frac{\sqrt{3} \cdot c \cdot U_N}{|Z^+ + 2 \cdot Z^0|}$$

Nu este necesar să se calculeze $i_{\text{șoc } 2p}$ deoarece sau $i_{\text{șoc } 3} \geq i_{\text{șoc } 2p}$ sau $i_{\text{șoc } 1} \geq i_{\text{șoc } 2p}$

Curentul inițial de scurtcircuit I''_{k1} (conform fig.1 și tabel 1) pentru ipoteza $Z^- = Z^+$:

$$I''_{k1} = \frac{\sqrt{3} \cdot c \cdot U_N}{|2 \cdot Z^+ + Z^0|} \quad (4.18)$$

$$I_{k1} = I_{r1} = I''_{k1} \quad (4.19)$$

Curentul de scurtcircuit de șoc $i_{\text{șoc}}$:

$$i_{\text{șoc } 1} = \chi \cdot \sqrt{2} \cdot I''_{k1} \quad (4.20)$$

χ se calculează în funcție de configurația sistemului

Curs 8

SINTEZA REȚELOR ELECTRICE

Analiza rețelilor electrice se face pe baza studiul proprietăților sale. Se cunosc inițial topologia rețelilor electrice, tipul și valorile parametrilor elementelor de rețea. Se cere să se stabilească funcțiile și caracteristicile rețelilor electrice și cu ajutorul acestora să se estimeze comportamentul rețelilor electrice în condițiile date. Sinteza rețelilor electrice abordează problema invers.

Cunoscând comportarea rețelilor electrice, se vor stabili funcțiile de rețea și caracteristicile acestuia. În sens mai restrictiv prin sinteza rețelilor electrice se obțin ecuațiile de funcționare ale unui rețele electrice complexe, plecând de la cele ale unei rețele electrice simple, care se extinde ulterior prin adăugarea de elemente noi.

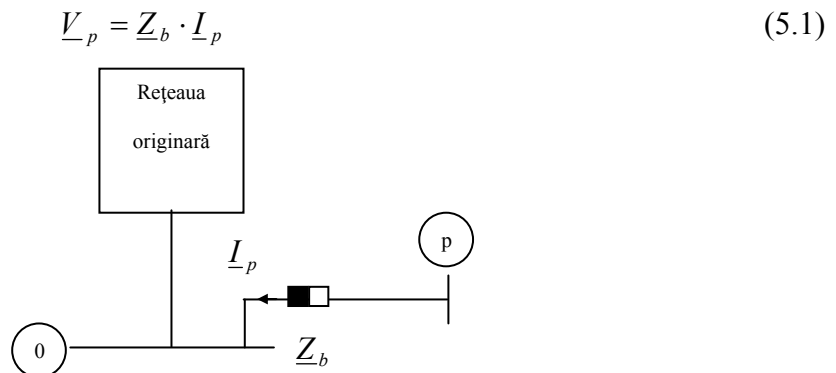
Operația principală o reprezintă calcularea lui Z_n^{nou} în funcție de Z_n^{origine} a rețelei inițiale.

Sinteza unei rețele electrice se poate efectua prin extinderea unei rețele inițiale sau prin interconectarea unor subrețele.

- Se cunosc două cazuri generice - rețele electrice cu laturi fără cuplaje magnetice;
 - rețele electrice cu cuplaje magnetice între laturi.

5.1 Sinteza rețelilor electrice fără cuplaje magnetice între laturi

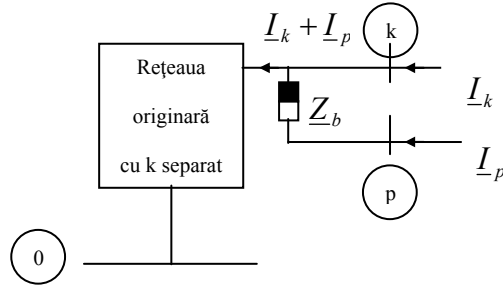
Caz 1. Adăugarea unei laturi noi între un nod nou p și nodul de referință (prin Z_b).



Introducerea unui nod nou în rețeaua originală, care nu are altă legătură cu aceasta decât Z_b conectată la nodul de referință, nu modifică tensiunile nodale vechi, când în nodul p este injectat curentul \underline{I}_p .

$$\begin{bmatrix} \underline{V}_1 \\ \vdots \\ \underline{V}_n \\ \underline{V}_p \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} & & 0 \\ & Z_{orig} & \vdots \\ & & 0 \\ 0 & \dots & 0 & \underline{Z}_b \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{I}_1 \\ \vdots \\ \underline{I}_n \\ \underline{I}_p \end{bmatrix} \quad [Z_{nou}] = \begin{bmatrix} & & 0 \\ & Z_{orig} & \vdots \\ & & 0 \\ 0 & \dots & 0 & \underline{Z}_b \end{bmatrix} \quad (5.2)$$

Caz 2. Adăugarea unei laturi noi între un nod nou p și unul vechi k (prin Z_b).



Injecția în nodul k în rețeaua originală devine:

$$\underline{I}_k + \underline{I}_p \quad (5.3)$$

$$\underline{V}_k = \underline{V}_k^0 + \underline{I}_p \cdot \underline{Z}_{kk} \quad (5.4)$$

$$\underline{V}_p = \underline{V}_k + \underline{Z}_b \cdot \underline{I}_p = \underline{V}_k^0 + \underline{Z}_{kk} \cdot \underline{I}_p + \underline{Z}_b \cdot \underline{I}_p \quad (5.5)$$

$$\underline{V}_p = \underline{Z}_{k1} \underline{I}_1 + \underline{Z}_{k2} \cdot \underline{I}_2 + \dots + \underline{Z}_{kn} \cdot \underline{I}_n + (\underline{Z}_{kk} + \underline{Z}_b) \cdot \underline{I}_p \quad (5.6)$$

$$\begin{bmatrix} \underline{V}_1 \\ \vdots \\ \underline{V}_n \\ \underline{V}_p \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} & & & \underline{Z}_{1k} \\ & \underline{Z}_{orig} & & \vdots \\ & & & \underline{Z}_{nk} \\ \underline{Z}_{k1} & \dots & \underline{Z}_{k2} & \underline{Z}_{kk} + \underline{Z}_b \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{I}_1 \\ \vdots \\ \underline{I}_n \\ \underline{I}_p \end{bmatrix} \quad (5.7)$$

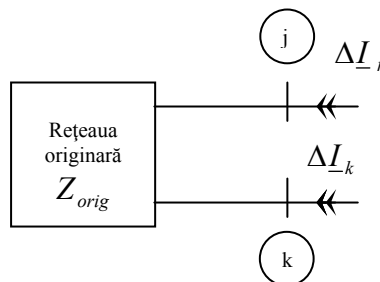
Caz 3. Adăugarea unei laturi noi între un nod vechi k și nodul de referință (prin \underline{Z}_b).

Se va introduce temporar un nou nod p legat de k prin \underline{Z}_b . Ulterior p se va scurtcircuita – se va lega de nodul de referință printr-o latură de impedanță nulă, astfel că \underline{V}_p devine zero ($\underline{V}_p=0$). În matricea de origine sa va adăuga o linie și o coloană suplimentară. Ulterior linia n+1 și coloana n+1 se vor elimina prin reducere Kron ($\underline{V}_p \rightarrow 0$). Elementele noii matrici se calculează conform relației:

$$\underline{Z}_{ij}^{nou} = \underline{Z}_{ij}^{vechi} - \frac{\underline{Z}_{i,n+1}^{vechi} \cdot \underline{Z}_{n+1,j}^{vechi}}{\underline{Z}_{n+1,n+1}} \quad (5.8)$$

$$\underline{Z}_{n+1,n+1} = \underline{Z}_{kk} + \underline{Z}_b \quad (5.9)$$

Caz 4. Adăugarea unei laturi noi \underline{Z}_b între două noduri vechi j și k.



$$\underline{V}_h = \underline{V}_h^0 + \Delta \underline{V}_h \quad (5.10)$$

$$\begin{bmatrix} \Delta \underline{V}_1 \\ \vdots \\ \Delta \underline{V}_j \\ \Delta \underline{V}_k \\ \vdots \\ \Delta \underline{V}_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{Z}_{11} & \dots & \underline{Z}_{1j} & \underline{Z}_{1k} & \dots & \underline{Z}_{1n} \\ \vdots & & \vdots & \vdots & & \vdots \\ \underline{Z}_{j1} & \dots & \underline{Z}_{jj} & \underline{Z}_{jk} & \dots & \underline{Z}_{jn} \\ \underline{Z}_{k1} & \dots & \underline{Z}_{kj} & \underline{Z}_{kk} & \dots & \underline{Z}_{kn} \\ \vdots & & \vdots & \vdots & & \vdots \\ \underline{Z}_{n1} & \dots & \underline{Z}_{nj} & \underline{Z}_{nk} & \dots & \underline{Z}_{nn} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 0 \\ \vdots \\ \Delta \underline{I}_j \\ \Delta \underline{I}_k \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix} \quad (5.11)$$

$$\underline{V}_j = \underline{V}_j^0 + \Delta \underline{V}_j = \underline{V}_j^0 + \underline{Z}_{jj} \cdot \Delta \underline{I}_j + \underline{Z}_{jk} \cdot \Delta \underline{I}_k / \pm \underline{Z}_{jk} \cdot \Delta \underline{I}_j \quad (5.12)$$

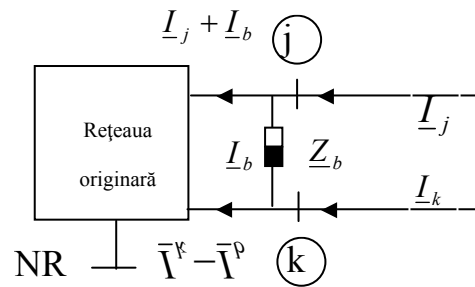
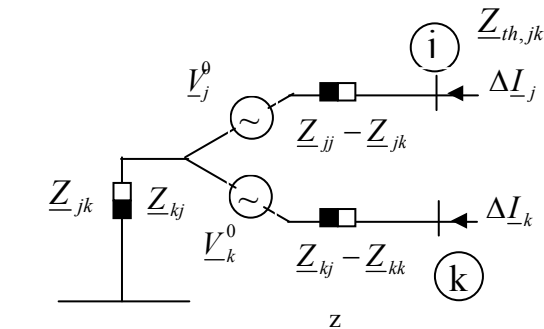
$$\underline{V}_k = \underline{V}_k^0 + \Delta \underline{V}_k = \underline{V}_k^0 + \underline{Z}_{kj} \cdot \Delta \underline{I}_j + \underline{Z}_{kk} \cdot \Delta \underline{I}_k / \pm \underline{Z}_{kj} \cdot \Delta \underline{I}_k \quad (5.13)$$

$$\Rightarrow \underline{V}_j = \underline{V}_j^0 + (\underline{Z}_{jj} - \underline{Z}_{jk}) \cdot \Delta \underline{I}_j + \underline{Z}_{jk} \cdot (\Delta \underline{I}_j + \Delta \underline{I}_k) \quad (5.14)$$

$$\Rightarrow \underline{V}_k = \underline{V}_k^0 + (\underline{Z}_{kj} - \underline{Z}_{kk}) \cdot \Delta \underline{I}_k + \underline{Z}_{kj} \cdot (\Delta \underline{I}_j + \Delta \underline{I}_k) \quad (5.15)$$

Circuit echivalent Thevenin:

$$\underline{Z}_{th,jk} = \underline{Z}_{jj} + \underline{Z}_{kk} - 2\underline{Z}_{jk} \quad (5.16)$$



$$\Delta \underline{V}_n = \underline{Z}_{nj} \cdot \underline{I}_b + \underline{Z}_{nk} \cdot (-\underline{I}_b) = (\underline{Z}_{nj} - \underline{Z}_{nk}) \cdot \underline{I}_b \quad (5.17)$$

$$\underline{V}_n = \underline{V}_n^0 + \Delta \underline{V}_n \quad (17')$$

$$\Rightarrow \underline{V}_j = \underline{Z}_{j1} \cdot \underline{I}_1 + \underline{Z}_{j2} \cdot \underline{I}_2 + \dots + \underline{Z}_{jj} \cdot \underline{I}_j + \underline{Z}_{jk} \cdot \underline{I}_k + \dots + \underline{Z}_{jn} \cdot \underline{I}_n + (\underline{Z}_{jj} - \underline{Z}_{jk}) \cdot \underline{I}_b \quad (5.18)$$

$$\Rightarrow \underline{V}_k = \underline{Z}_{k1} \cdot \underline{I}_1 + \underline{Z}_{k2} \cdot \underline{I}_2 + \dots + \underline{Z}_{kj} \cdot \underline{I}_j + \underline{Z}_{kk} \cdot \underline{I}_k + \dots + \underline{Z}_{kn} \cdot \underline{I}_n + (\underline{Z}_{kj} - \underline{Z}_{kk}) \cdot \underline{I}_b \quad (5.19)$$

$$\underline{I}_b = \frac{\underline{V}_k^0 - \underline{V}_j^0}{\underline{Z}_{th,jk} + \underline{Z}_b} = \frac{\underline{V}_k - \underline{V}_j}{\underline{Z}_b} \quad (5.20)$$

$$\underline{I}_b \cdot (\underline{Z}_{th,jk} + \underline{Z}_b) = \underline{V}_k^0 - \underline{V}_j^0 \quad (5.21)$$

$$\begin{bmatrix} \underline{V}_1 \\ \vdots \\ \underline{V}_j \\ \underline{V}_k \\ \vdots \\ \underline{V}_n \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} & & & \underline{Z}_{1j} - \underline{Z}_{1k} \\ & & & \vdots \\ & & & \underline{Z}_{jj} - \underline{Z}_{jk} \\ & & & \underline{Z}_{kj} - \underline{Z}_{kk} \\ & & & \vdots \\ & & & \underline{Z}_{nj} - \underline{Z}_{nk} \\ \hline (\underline{lin}_j - \underline{lin}_k) & 0 & \underline{Z}_{orig} & \underline{Z}_{bb} \end{bmatrix} \quad (5.22)$$

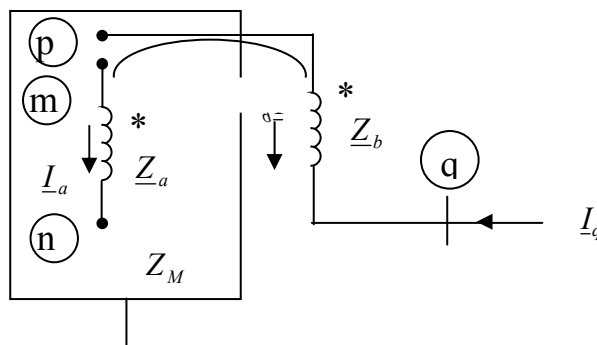
$$\underline{Z}_{bb} = \underline{Z}_{th,jk} + \underline{Z}_b = \underline{Z}_{jj} + \underline{Z}_{kk} - 2\underline{Z}_{jk} + \underline{Z}_b \quad (5.23)$$

Se elimină ulterior linia și coloana n+1, analog caz3.

5.2 Sinteza rețelelor electrice cu laturi cuplate magnetic

Spre deosebire de primul tip de rețele electrice, introducerea unei perechi de laturi cuplate magnetic și în consecință modificarea $[Z_n]$ cunoaște o abordare diferită. Prima latură din pereche poate fi introdusă aplicând una din tehnicile descrise în 5.1. Problema rămâne adăugarea celeilalte laturi, incluzând cuplajul magnetic în \underline{Z}_{orig} .

Caz 5. Adăugarea unei laturi cuplată magnetic între un nod vechi p și unul nou q.



Se presupune că cealaltă latură a cuplajului, de \underline{Z}_a , a fost deja introdusă în rețeaua originală între m și n.

Căderile de tensiune pe laturile cuplate:

$$\underline{U}_a = \underline{Z}_a \cdot \underline{I}_a + \underline{Z}_M \cdot \underline{I}_b = \underline{V}_m - \underline{V}_n \quad (5.24)$$

$$\underline{U}_b = \underline{Z}_b \cdot \underline{I}_b + \underline{Z}_M \cdot \underline{I}_b = \underline{V}_p - \underline{V}_q$$

$$\underline{I}_b = -\underline{I}_q \quad (5.25)$$

$$\underline{I}_a = \frac{1}{\underline{Z}_a} \cdot (\underline{U}_a - \underline{Z}_M \cdot \underline{I}_b) = \frac{1}{\underline{Z}_a} \cdot \underline{U}_a - \frac{\underline{Z}_M}{\underline{Z}_a} \cdot \underline{I}_b \quad (5.26)$$

$$\underline{U}_b = \underline{Z}_b \cdot \underline{I}_b + \frac{\underline{Z}_M}{\underline{Z}_a} \cdot \underline{U}_a - \frac{\underline{Z}_M^2}{\underline{Z}_a} \cdot \underline{I}_b \quad (5.27)$$

$$\underline{U}_b = \frac{\underline{Z}_M}{\underline{Z}_a} \cdot \underline{U}_a + \left(\frac{\underline{Z}_M^2}{\underline{Z}_a} - \underline{Z}_b \right) \cdot \underline{I}_q \quad (5.27')$$

$$\underline{V}_q = \underline{V}_p - \frac{\underline{Z}_M}{\underline{Z}_a} \cdot \underline{U}_a - \left(\frac{\underline{Z}_M^2}{\underline{Z}_a} - \underline{Z}_b \right) \cdot \underline{I}_q \quad (5.28)$$

Rețeaua nou formată, ce include nodul q, poate fi descrisă de ecuația matriceală:

$$\begin{bmatrix} \underline{V}_1 \\ \vdots \\ \underline{V}_n \\ \underline{V}_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} & & & \underline{Z}_{1q} \\ & & & \vdots \\ & & & \underline{Z}_{nq} \\ \underline{Z}_{g1} & \dots & \underline{Z}_{qn} & \underline{Z}_{qq} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{I}_1 \\ \vdots \\ \underline{I}_n \\ \underline{I}_q \end{bmatrix} \quad (5.29)$$

$$\underline{V}_i = \underline{Z}_{i1} \cdot \underline{I}_1 + \underline{Z}_{i2} \cdot \underline{I}_2 + \dots + \underline{Z}_{in} \cdot \underline{I}_n + \underline{Z}_{iq} \cdot \underline{I}_q \quad (5.30)$$

$$\underline{V}_i^0 = \sum_{j=1}^n \underline{Z}_{ij} \cdot \underline{I}_j \quad (5.31)$$

$$\Rightarrow \underline{V}_q^0 + \underline{Z}_{qq} \cdot \underline{I}_q = \underline{V}_p^0 + \underline{Z}_{pq} \cdot \underline{I}_q - \frac{\underline{Z}_M}{\underline{Z}_a} \cdot \left\{ (\underline{V}_m^0 - \underline{V}_n^0) + (\underline{Z}_{mq} - \underline{Z}_{nq}) \cdot \underline{I}_q \right\} - \left(\frac{\underline{Z}_M^2}{\underline{Z}_a} - \underline{Z}_b \right) \cdot \underline{I}_q \quad (5.32)$$

$$\text{Pentru } \underline{I}_q = 0 \Rightarrow \underline{V}_q^0 = \underline{V}_p^0 - \frac{\underline{Z}_M}{\underline{Z}_a} \cdot (\underline{V}_m^0 - \underline{V}_n^0) \quad (5.33)$$

$$(9)+(7') \Rightarrow \sum_{j=1}^n \underline{Z}_{qj} \cdot \underline{I}_j = \sum_{j=1}^n \underline{Z}_{pj} \cdot \underline{I}_j - \frac{\underline{Z}_M}{\underline{Z}_a} \cdot \left(\sum_{j=1}^n (\underline{Z}_{mj} - \underline{Z}_{nj}) \cdot \underline{I}_j \right) \quad (5.34)$$

$$\Rightarrow \underline{Z}_{qj} = \underline{Z}_{pj} - \frac{\underline{Z}_M}{\underline{Z}_a} \cdot (\underline{Z}_{mj} - \underline{Z}_{nj}) \quad (5.35)$$

în calculul noii linii q a matricei $\mathbf{Z}_{\text{modif}}$ intră doar liniile p, m, n ale \mathbf{Z}_{orig} ($\underline{Z}_{qj} = \underline{Z}_{jq}$).

$\underline{Z}_{qq} \Leftarrow (8)$, considerând toți curenții în noduri nuli, cu excepția lui \underline{I}_q .

$$\underline{Z}_{qq} = \underline{Z}_{pq} - \frac{\underline{Z}_M}{\underline{Z}_a} \cdot (\underline{Z}_{mq} - \underline{Z}_{nq}) - \left(\frac{\underline{Z}_M^2}{\underline{Z}_a} - \underline{Z}_b \right) \quad (5.36)$$

Etape 1. Se determină noile elemente \underline{Z}_{qj} și constructiv $\underline{Z}_{jq} \Rightarrow \underline{Z}_{pq}, \underline{Z}_{mq}, \underline{Z}_{nq}$.

2. Se determină \underline{Z}_{qq} .

Caz 6. Adăugarea unei laturi noi \underline{Z}_b cuplată magnetic, între un nod vechi p și nodul de referință.

Procedura reprezintă o situație specială a cazului 5.

- Se introduce o latură \underline{Z}_b cuplată magnetic cu \underline{Z}_a prin \underline{Z}_M între p și un nod nou q.
- Se scurtcircuitează nodul q prin legare la nodul de referință ($\underline{V}_q \rightarrow 0$).
- Se vor elimina linia și coloana introduse suplimentar cu procedura de eliminare Kron.

Caz 7. Adăugarea unei laturi noi \underline{Z}_b , cuplată magnetic, între 2 noduri vechi k și p.

Procedura combină cazul 5 cu cazul 4.

1. se adaugă \underline{Z}_b între p și q temporar- caz 5 - $\underline{Z}'_{\text{modif}}$.
2. se leagă q de k printr-o latură de impedanță nulă ($\underline{V}_q \rightarrow \underline{V}_k$) - caz 4 - $\underline{Z}''_{\text{modif}}$.

$$\underline{Z}_c = \underline{Z}_{qq} + \underline{Z}_{kk} - 2\underline{Z}_{qk} + \underline{Z}_b$$

$\underline{V}_q - \underline{V}_k = 0 \rightarrow$ se aplică eliminarea Kron obținându-se $\mathbf{Z}_{\text{modif}}$.

Curs 9&10

Instrumente informatice de proiectare, simulare și analiză a sistemelor electroenergetice

Considerații generale. Dimensiunile extrem de mari ale sistemelor electroenergetice, cu un număr mare de componente ce se interconstrucionează, complexitatea proceselor de luare a deciziilor în fazele de proiectare, planificare, dezvoltare și conducere operativă au făcut ca domeniul energetic să fie unul dintre cei mai intensi utilizatori de tehnică de calcul.

Tendențele moderne în conducerea și managementul SEE de putere se manifestă în două categorii de activități ale dispecerilor energetici.

Prima categorie, *de planificare-dezvoltare*, în cadrul căreia se urmărește *proiectarea de noi stații și linii electrice de transport și distribuție, planificarea schemei normale de funcționare, planificarea lucrărilor de mentenanță ale instalațiilor de producere, transport și distribuție, planificarea elementelor de reglaj automat și a protecțiilor*.

Aceste tipuri de activități implică analiza unui număr mare de variante constructive, iar aprecierea soluțiilor este subordonată criteriilor de ordin tehnic, economic, de mediu și sociale. Trebuie să reținem că un SEE nu se proiectează în întregime o singură dată, el fiind un ansamblu în continuă dezvoltare. Se integrează noi surse de generare, se adaugă noi linii de transport, apar noi surse de putere reactivă. Activitățile de planificare-dezvoltare ale SEE se bazează pe: *calculul circulațiilor de puteri* – analiza regimurilor de funcționare staționare, *studii de stabilitate statică* – definesc variantele de extindere și interconectare, *calculul și repartitia elementelor de control și reglaj al tensiunii - programe de analiză a stabilității tranzitorii* – apreciază comportarea SEE la perturbații.

A doua categorie de activități este *de conducere operativă*. Este o activitate specifică SEE, condusă prin dispeceri pe unități specializate, asigurându-se funcționarea SEE în condiții de siguranță, calitate, economicitate: *activități în timp real (regim on-line)* – se desfășoară simultan culegerea și înregistrarea datelor, reglajul de tensiune și putere reactivă, reconfigurări, reglaj de frecvență; *activități în timp real extins (regim in-line)* – decizii după prelucrarea de date culese în timp real, anterior momentelor de decizie, care conduc la optimizarea regimului de funcționare, configurație optimă a rețelei, setare parametri ai sistemului de protecție și automatizare; *activități în afara timpului real (regim off-line)* – activități de planificare viitoare, analize de contingente, instruire operatori.

Conducerea operativă a SEE este activitatea care reclamă utilizarea sistemelor informatice moderne. Obiectivul acestora este de a oferi utilizatorului suficiente informații și facilitati de comandă pentru a exploata rețeaua electrică, în condiții de siguranță, securitate și economicitate. Având în vedere funcțiile pentru care sunt concepute, sistemele informatice pentru conducerea operativă a sistemelor electrice de transport și distribuție a energiei electrice sunt reprezentate de următoarele categorii de sisteme:

SCADA = sisteme de supraveghere, conducere și achiziții de date (Supervisory Control And Data Acquisition); sisteme de conducere ghid-operator care în funcție de obiectivul energetic

deservit pot fi de tip **EMS** (Energy Management Systems) –destinate sistemelor electrice de putere(transport), **DMS** (Distribution Management Systems) – destinate sistemelor de distribuție a energiei electrice, **LMS** (Load Management Systems) – destinate marilor consumatori industriali, **MMS** (Market Management System) – destinate conducerii pieței de energie.

Sistemele de conducere ghid-operator sunt sisteme de conducere de tip decizional atașate unui sistem SCADA, care utilizează informațiile prelevate de acesta, pe care le prelucreează cu pachete de programe de mare complexitate, cu ajutorul funcțiilor - aplicații de analiză.

Elaborarea de programe pentru aceste sisteme decizionale urmărește direcțiile următoare:

- *informarea și avertizarea operatorilor prin culegerea, înregistrarea și monitorizarea datelor de referință la starea sistemului;*
- *asistarea operatorilor în luarea deciziilor privind efectuarea unor manevre operative și stabilirea de reglaje pe echipamente;*
- *analize pe baza estimării evoluției sistemului, a regimurilor de funcționare viitoare;*
- *indicarea măsurilor pentru optimizarea regimului de funcționare.*

Spre deosebire de sistemele SCADA, sistemele de conducere EMS și DMS pun accentul pe partea de programare, care are o pondere considerabilă în efortul de implementare a acestor sisteme. Un sistem de tip DMS, EMS, sau LMS are ca infrastructură informatică un sistem SCADA și de aici denumirile uzuale de DMS/SCADA, EMS/SCADA, folosite în mod curent pentru a desemna un sistem informatic pentru conducere operativă în cadrul unui dispecer de distribuție, teritorial sau central.

Funcțiile sistemului EMS și DMS sunt:

- *prelucrarea topologiei rețelei* – construiește modelul de rețea prin noduri și laturi conectate conform situației reale din teren pe baza datelor achiziționate în timp real.
- *estimatorul de stare* – funcție complexă care oferă o soluție completă a rețelei (tensiuni, puteri, în noduri); validează sau invalidează mărimile telemăsurate.
- *analiza contingentelor* – se verifică dacă o anumită contingentă ar putea conduce la regimuri de supraîncărcare sau la tensiuni în afara limitelor admisibile; analiza se poate face pe baza estimărilor;
- *reglajul de tensiune* – se vizează minimizarea pierderilor de putere activă pe elementele de rețea fără supraîncărcare și fără ca tensiunea în noduri să depășească limita admisibilă;
- *analiza scurt-circuitelor* – pentru a determina nivelul curenților de scurtcircuit în rețele electrice de transport și distribuție (scurtcircuitele trifazate care conduc la valori mari ale curenților de scurtcircuit);
- *calculul circulației de puteri* – se execută la cererea utilizatorului pentru analiza diverselor regimuri de funcționare ce pot fi anticipate pe baza curbei de sarcină a sistemului sau a programului de conectări și deconectări de echipamente; se furnizează datele necesare pentru: *analizele de contingente / analiza scurtcircuitelor / optimizarea circulației de puteri.*

Transformările fizice și conceptuale ale sistemelor electroenergetice actuale au introdus noi provocări. În general, pentru previzionarea comportamentului unui sistem tipic este suficientă o cunoaștere a rezultatelor unor experimente anterioare, dublată de măsurarea

directă a mărimilor. Cu toate acestea, când vine vorba de sistemele electroenergetice, ce sunt de obicei de mari dimensiuni, această abordare nu este nici practică, nici fezabilă. Ca urmare, informațiile colectate în urma măsurărilor trebuie să fie corelate cu instrumentele de calcul pentru a simula comportamentul potențial al sistemului modificat. Simulările computerizate sunt vitale pentru operațiunile din prezent ale rețelelor electrice și joacă un rol important în toate etapele, începând cu planificarea inițială, până la siguranța în funcționare. Această evoluție a instrumentelor de modelare și simulare facilitează munca experților în rețele energetice în ceea ce privește predicția evenimentelor și a condițiilor anormale de funcționare în condițiile extinderii și modificărilor viitoare. În timpul etapei de planificare a rețelei, simulările computerizate sunt folosite pentru a identifica toate evenimentele neprevăzute și a asigura furnizarea sigură de energie, bazată pe factori precum stabilitate, control și economie. Dezvoltarea modelelor de simulare ale componentelor sistemului energetic ce pun în balanță acuratețea în schimbul costului computațional este un alt factor ce trebuie luat în calcul.

Este esențială o comparație sistematică a instrumentelor disponibile care le poate permite viitorilor utilizatori alegerea instrumentului potrivit pentru fiecare proiect în parte. În acest capitol este prezentat un studiu comparativ al unor instrumente software puternice și eficiente, agreate și utilizate de operatorii de rețea naționali în activitatea lor de exploatare.

EVOLUȚIA INSTRUMENTELOR SOFTWARE DE ANALIZĂ A SISTEMELOR ELECTROENERGETICE

Prima utilizare a calculatoarelor digitale pentru modelarea și simularea sistemelor energetice datează încă din anii 1950. Metodele de calcul pentru sistemele energetice au evoluat odată cu progresul tehnologiei calculatoarelor din ultimele șase decenii. Figura 1 ilustrează evoluția acestor instrumente în ultima jumătate de secol.

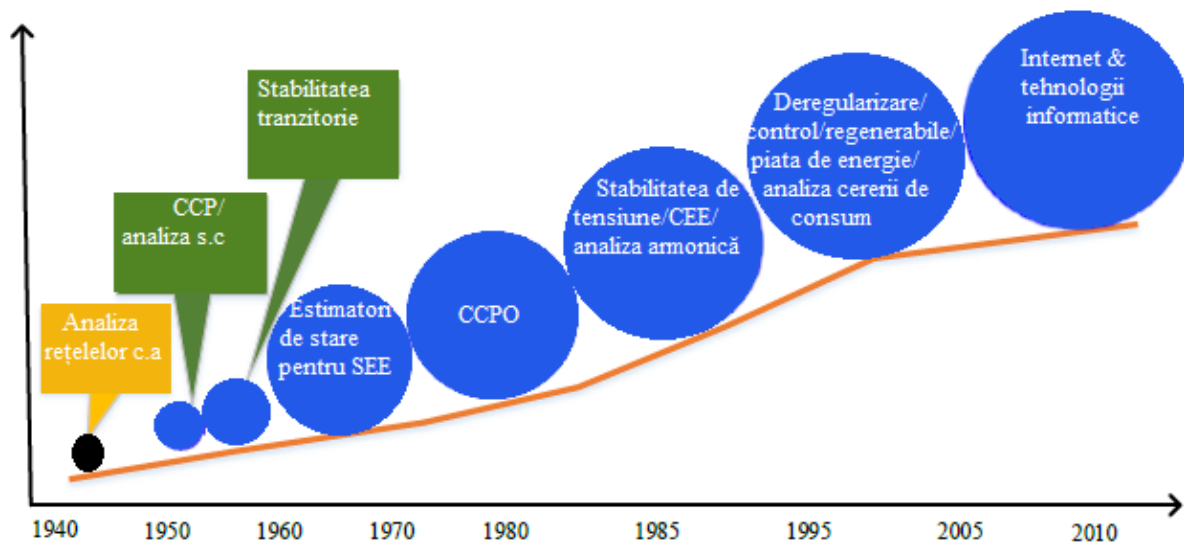


Figura 1: Evoluția instrumentelor software în sistemele electroenergetice

În urma evoluției primului program, acest domeniu a înflorit exponențial și instrumentele computaționale din ziua de azi au dobândit noi capacități, funcționalități și viteze de calcul. Prima aplicație bine cunoscută în acest domeniu a fost analiza circulației de puteri dezvoltată de J.B.Ward și H.W.Hale în anul 1956. În paralel, pentru analiza sistemelor electroenergetice se foloseau încă modele fizice scalate și calculatoarele analogice. De exemplu, pentru studiile de circulație de puteri erau în rețelele extinse de c.a. erau utilizați

analizori de rețea și modele statice. Acești analizori de rețea au fost folosiți la scară largă pentru a modela și studia sistemele electroenergetice de curent alternativ între 1930-1970.

În Figura 2 sunt prezentate etapele necesare în evoluția instrumentelor computaționale.

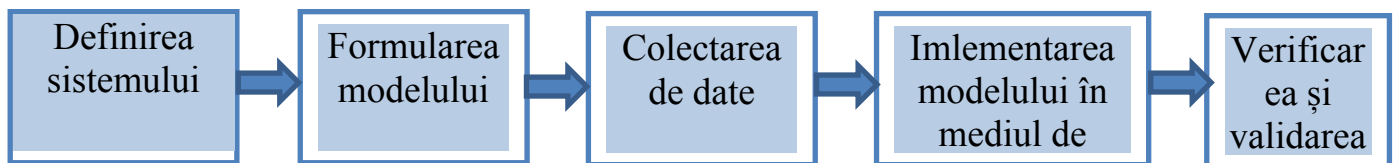


Figura 2: Etapele de bază ale procesului de simulare și dezvoltare a unui instrument software

În general, orice proces de simulare a unui sistem energetic începe prin a defini sistemul, ceea ce include scopul, obiectivele și metodele de rezolvare a problemelor.

Următorul pas important este definirea componentelor din sistem, ce vor fi modelate. Următorii pași includ formularea modelului, colectarea informației, transpunerea modelului într-un limbaj de programare și validarea rezultatelor.

Datorită complexității sistemelor energetice, componentele adiționale ce trebuie luate în calcul sunt portabilitatea informației, vizualizarea ei și ușurința utilizării interfeței.

2. INSTRUMENTE DE MODELARE ȘI SIMULARE A SISTEMELOR ELECTROENERGETICE

Progresul în ceea ce privește partea hardware și software a calculatoarelor din ultimele decenii a permis profesioniștilor din domeniul sistemelor electroenergetice să dezvolte instrumente de modelare și simulare mai eficiente. Aceste instrumente au două scopuri: să furnizeze un control mai bun și o mai bună operare a sistemelor electroenergetice, precum și acela de a le asigura profesioniștilor și studenților din acest domeniu o experiență cât mai apropiată de realitate în ceea ce privește proiectarea sistemelor electroenergetice.

Majoritatea instrumentelor de simulare ale sistemelor electroenergetice pot fi împărțite în trei categorii: instrumente patentate, instrumente gratuite și instrumente software open-source, detaliate după cum urmează:

- i) Instrumentele patentate (proprietary PSS): sunt de obicei proiectate de instituții de cercetare de prestigiu în domeniu sau de către companiile și industriile de electricitate. Sunt foarte bine concepute și au un grad ridicat de eficiență, fiind bine întreținute și testate de furnizori.
- ii) Instrumentele software gratuite (free PSS): sunt furnizate de dezvoltatori fără niciun cost și sunt disponibile pentru a fi folosite gratuit de oricine, fără a fi nevoie să achiziționeze o licență. De regulă, sunt dezvoltate de cercetători și profesori în universități; ei se axează pe flexibilitate și mai puțin pe capacități computaționale sau eficiență.
- iii) Software Open-Source (OSPSS): sunt o subcategorie a software-ului gratuit. Aceste instrumente sunt gratuite și permit schimbări și adăugări la codul sursă, redistribuire și modificări. Ele se pretează cel mai bine pentru cercetare și scopuri educaționale.

Un termen ce combină punctul ii) și punctul iii) este cel de Software Open Source Gratuit sau Free Open Source Software (FOPSS).

O reprezentare grafică a clasificării instrumentelor software dedicate sistemelor electroenergetice este dată în Figura 4.3. Mai mult, instrumentele pot fi împărțite la rândul lor în on-line și off-line, bazate pe necesitățile hardware și software.

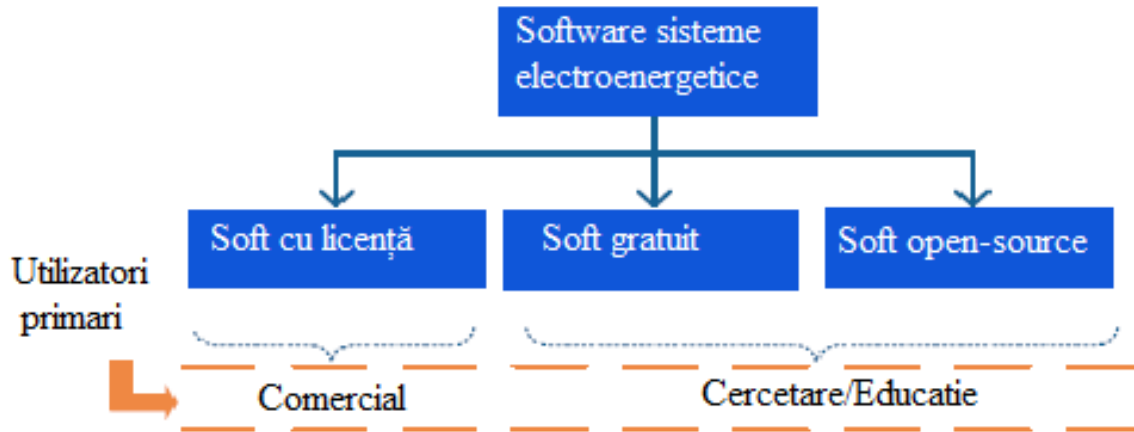


Figura 3: Clasificarea instrumentelor disponibile pentru sistemele electroenergetice

2.1 Instrumente software licențiate

- Marea majoritate a instrumentelor disponibile sunt instalate local pe calculator, deși furnizorii de instrumente comerciale încearcă să dezvolte versiuni on-line pe web sau cloud-based (acestea presupun accesarea la cerere, de resurse hardware și software, prin internet). Simulările web-based au numeroase avantaje față de cele clasice. Instrumente cunoscute de tip web-based sau cloud-based sunt NEPLAN, POYUYA, XENDEE, Paladin DesignBase.
- PowerWorld și PSCAD furnizează versiuni free complete și funcționale viitorilor utilizatori, singura limitare fiind numărul de noduri ale sistemelor studiate.

Dintre pachetele software din această listă am ales pentru o descriere mai detaliată PowerWorld, NEPLAN, ETAP și Paladin DesignBase.

- PowerWorld:** PowerWorld a fost inițial conceput pentru a rezolva problemele circulației de putere (Power Flow/PF) și ale circulației optimale de putere (Optimal Power Flow/OPF). A fost creat de către profesorul Thomas Overbye și un grup de cercetători în domeniul sistemelor de energie la Universitatea din Illinois, ca mai apoi să se mute la propria firma PowerWorld Corporation. Am lucrat cu acest software în cadrul temei de licență și din experiența dobândită, este un pachet complet pentru ingineria sistemelor electroenergetice. Acest simulator de sisteme energetice are o serie de subprograme ce permit modelarea planificării transmisiei energiei electrice, a pieței de energie electrică, a funcționării sistemului, precum și pregătirea și educația în acest domeniu. Simulatorul PowerWorld (versiunea 18 în biblioteca INCESA) este foarte ușor de folosit și include un pachet software interactiv pentru funcționarea sistemelor de înaltă tensiune, cu dimensiune de până

la 250.000 noduri în varianta comercială și de maxim 50 de noduri pentru varianta academică. Câteva caracteristici unice ale acestui instrument software sunt:

- Acest simulator dispune de o interfață grafică extrem de prietenoasă ce permite utilizatorilor să înțeleagă și să analizeze foarte ușor sistemele electroenergetice. Chiar și un utilizator cu foarte puțină experiență în domeniu poate înțelege rezultatele obținute cu acest instrument.
- Este un pachet complet pentru analiza circulației de putere.
- Permite simulări în modul snapshot și simulări pe o perioadă de timp mai mare.

b) **NEPLAN**: NEPLAN permite analiza, planificarea, optimizarea și simularea rețelelor electrice. Interfața grafică (GUI) a acestui software este foarte ușor de navigat și cuprinde toate cele trei subsisteme ale sistemelor energetice: generarea, transmisia și distribuția. NEPLAN include o bază de date extinsă pentru mii de elemente de rețea. Folosește algoritmi avansați pentru simulări dinamice și suportă simulări în timp real ale modelelor create direct în Matlab sau Simulink. Pe lângă rețelele tradiționale, acesta suportă și modele de rețele inteligente și de energii regenerabile.

- Deține o bază de date extinsă de modele ce acoperă nevoile în materie de motoare, relee, turbine, controlere, energie regenerabilă și dispozitive FACTS.
- Permite simularea modelelor realizate în Matlab și Simulink. Cu alte cuvinte, utilizatorul poate realiza un element în Matlab sau Simulink și îl poate simula folosind mediul NEPLAN.
- NEPLAN are o interfață de import/export foarte ușor de folosit. Utilizatorul poate scrie, citi, adăuga și șterge informații NEPLAN folosind programe scrise în limbajul de programare C/C++.

c) **ETAP**: Electrical Transient Analyzer Program (ETAP) sau Programul pentru Analiza Regimurilor Tranzitorii, este un program software funcțional pentru proiectarea, simularea și analiza generării, transmisiei și distribuției energiei electrice în sistemele industriale. ETAP dispune de module de simulare eficiente pentru analiza sistemelor energetice, simulări în timp real, analiza costurilor și gestionarea sarcinilor. Cele mai bune caracteristici ale acestui program sunt:

- Deține module de modelare extinse pentru energiile regenerabile, ce permit studierea nivelurilor de penetrare a energiilor regenerabile, interconectarea rețelei, monitorizarea mediului înconjurător și monitorizarea performanțelor turbinelor eoliene.
- ETAP este prevăzut cu un modul de schimb de date facil de utilizat, o interfață prietenoasă și facilități GIS (geographic interface system).
- Oferă unul dintre cele mai bune module de studiu la descărcările prin arc.
- ETAP permite proiectarea, studiul de mentenanță și funcționare a sistemelor electroenergetice pe baza unor medii grafice virtuale.
- ETAP real-time a permis trecerea de la sistemele clasice de achiziție a informației, folosite în sistemele energetice, la un management inteligent și optimizat.

d) **Paladin DesignBase**: Paladin este o platformă de simulare a sistemelor electroenergetice dedicată modelării, analizei și optimizării funcționării acestora. Este o platformă de modelare CAD capabilă să se extindă, dincolo de faza de proiectare, și în funcționarea în timp real. Folosind platforma EDSA Paladin Live, modelele rețelelor electrice create folosind Paladin DesignBase sunt redistribuite în modul online, pentru a servi ca punct de plecare pentru instalația terminală, prin

sincronizarea continuă a citirilor efectuate „live” cu specificațiile corespunzătoare etapei de proiectare – „as designed”, astfel că problemele potențiale pot fi izolate încă din clipa în care apar. Pachetele de module Paladin permit utilizatorilor să-și creeze propria platformă, conform cerințelor lor specifice, cu un mediu de lucru și catalog de simboluri configurabile de către utilizator, precum și posibilitatea de a crea hyperlink-uri. Paladin include peste 50 de module, dintre care cele mai importante sunt:

- Analiza regimului permanent pentru rețele mon- și trifazate de c.c. și c.a.
- Analiza regimului de pornire al motoarelor;
- Analiza stabilității tensiunii și analiza contingențelor;
- Optimizarea rețelelor electrice;
- Calculul curenților de s.c.;
- Calculul arcului electric;
- Analiza stabilității tranzitorii;
- Analiza armonică;
- Calculul constantelor liniilor;
- Analiza fiabilității sistemelor de distribuție.

2.2 Instrumente gratuite Open Source

FOPSS este un termen folosit pentru a reprezenta instrumentele gratuite și open source. Deși instrumentele software comerciale pentru sistemele energetice furnizează pachete de simulare cuprinzătoare și funcționale, ele sunt complicate de folosit și nu permit accesul la codul sursă. Codurile sursei sunt necesare pentru a înțelege arhitectura și a-i permite cercetătorului să dezvolte instrumente mai puternice și eficiente. FOPSS permite cercetătorilor să-și testeze proprii algoritmi și propriile programe.

Instrumentele gratuite, vin în general, cu numeroase avantaje în ceea ce privește domeniile de studiu conexe. În vreme ce majoritatea instrumentelor de acest tip sunt dezvoltate în cadrul institutelor de cercetare și al universităților, având inițial o funcționalitate limitată, alți cercetători din întreaga lume contribuie prin îmbunătățirea caracteristicilor programului pe o perioadă mai mare de timp, atâta vreme cât au acces la codul sursei. De exemplu, funcționalitatea programului MATPOWER a crescut după ce i-au fost adăugate noi facilități legate de instrumentele de simulare și analiza stabilității prin intermediul MatDyn. MatDyn este acum o extensie a programului inițial MATPOWER. În același mod, MatACDC a fost integrat cu MATPOWER și poate simula sisteme de curent alternativ-curent continuu interconectate, dar și sisteme de curent continuu de înaltă tensiune (HVDC) cu surse de tensiune cu convertoare (VSC). Cele mai importante caracteristici și avantaje ale instrumentelor de tip FOPSS sunt descrise mai jos:

- 1) Dezvoltarea continuă: Cercetătorii din întreaga lume contribuie pentru îmbunătățirile suplimentare aduse oricărui program de acest tip, pentru a le face mai funcționale și stabile. Pachetul software InterPSS este cel mai bun exemplu de acest tip privind dezvoltarea continuă colectivă.
- 2) Flexibilitatea: Aceste instrumente sunt flexibile din toate punctele de vedere. Utilizatorii au posibilitatea în funcție de cerințele lor și au privilegii privind distribuția și modificarea programului.
- 3) Simplicitatea: De obicei, arhitectura instrumentelor open source este mai simplă.
- 4) Oferă facilitățile unui laborator virtual de inginerie: Flexibilitatea folosirii și redistribuirea lor fac din ele un laborator virtual și un mediu de lucru performant pentru studenții și cercetătorii în ingineria sistemelor electroenergetice, deoarece instrumentele pot fi descărcate și instalate oriunde, oricând și fără costuri sau restricții. Pe de altă parte,

instrumentele patentate permit folosirea lor doar pe anumite servere sau sisteme. Multe dintre aceste instrumente s-au dezvoltat în versiuni cloud-based, putând fi astfel accesate de oriunde.

- 5) Economia: Sunt disponibile fără costuri. Așadar, studenții și cercetătorii pot beneficia din plin de avantajele lor.

Majoritatea uneltelor FOPSS sunt dezvoltate folosind limbaje de programare matematice științifice precum MATLAB, Modelica și Mathematica. Codul sursei este de obicei ușor de înțeles datorită cunoașterii caracteristicilor mediilor de programare. Majoritatea acestor instrumente au câteva module dedicate unor anumite tipuri de analize și de cele mai multe ori nu furnizează un pachet complet, precum varianta comercială.

Mediul de programare MATLAB este folosit de majoritatea inginerilor cercetători în domeniul sistemelor electroenergetice. Acest lucru poate fi întărit de disponibilitatea instrumentelor software de dezvoltare bazate pe MATLAB, precum Power System Toolbox (PST), Power System Analysis Toolbox (PSAT), MATPOWER, MatDyn, MatACDC, Voltage Stability Toolbox (VST), Power Analysis Tool (PAT), MatEMTP, SimPowerSystems (SPS) and Educational Simulation Tool (EST).

Dintre toate instrumentele FOPSS listate anterior, PSAT și MATPOWER sunt cele mai populare în comunitatea de cercetători și pedagogi. O recenzie mai amănunțită a acestora două, dar și a MatDyn și MatACDC se regăsește mai jos:

- a) **PSAT**: Power System Analysis Toolbox este un instrument open source de simulare a sistemelor electroenergetice bazat pe Matlab și GNU/Octave. Simulările tipice ce pot fi făcute de către utilizatori folosind PSAT sunt simulări legate de calculul circulației de puteri, calculul optimal al circulației de puteri, analiza stabilității semnalelor mici și în domeniul timp. Pentru performanța optimă, PSAT profită de capacitățile limbajului de programare Matlab, cum ar fi funcțiile de vectorizarea și diagonalizarea matricilor. Spre deosebire de alte instrumente bazate pe Matlab, acesta găzduiește interfețe cu instrumente UWPFLOW și GAMS. Interfața este ușor de utilizat împreună cu alte instrumente PSS și face din PSAT cel mai utilizat instrument de tip FOPSS, disponibil pentru sistemele electroenergetice. PSAT are o bază de date Simulink pentru proiectarea rețelei, conversii de date și modele definite de utilizatori. De asemenea, suportă și modele de turbine eoliene pentru sisteme cu surse regenerabile, mașini sincrone și controlere, transformatoare reglatoare, FACTS și pile de combustie. Principalele caracteristici ale PSAT sunt:

- PSAT dispune de conversia datelor, Data Format Conversion (DFC), ce poate converti fișiere din toate celelalte formate PSS, precum IEEE, EPRI, CYME, MATPOWER, PSS/E, PSAP, PTI și PST din și către formatul PSAT.
- Funcțiile scrise și programele pentru componente și simulări sunt simple și pot fi ușor de înțeles de orice utilizator.
- PSAT permite modelarea sistemelor de energie eoliană, sistemelor de măsurare și dispozitivelor FACT.
- Permite obținerea rezultatelor simulării în rapoarte text și reprezentări grafice.

- b) **MATPOWER**: MATPOWER este un pachet de programe pentru simularea sistemelor electroenergetice bazat pe Matlab ce rezolvă problemele de calcul al circulației de puteri și de calcul optimal al circulației de puteri. Utilizează un cod simplu, ușor de înțeles și de modificat. MATPOWER furnizează informațiile sub forma fișierelor M-files Matlab și poate încorpora codurile și modulele proprii ale utilizatorilor, ce pot fi adăugate la capacitățile computaționale. Așa cum s-a discutat anterior, MatDyn și MatACDC împart aceeași filozofie cu MATPOWER, deci pot fi integrate cu succes.

- i) MatDyn: Este inspirat de MATPOWER și se concentrează pe analiza de stabilitate și analiza în domeniul timp, nefiind restricționat la simulările în regim permanent ale sistemelor energetice.
- ii) MatACDC: Acest program pune accentul pe simulările circulației de puteri în sistemelor electroenergetice interconectate c.c./c.a. de IT. MatACDC poate fi integrat cu MATPOWER și este capabil să analizeze rezolve sisteme multiple nesincronizate de curent alternativ sau continuu.

Dupa integrarea MatDyn și MatACDC, capacitățile funcționale ale lui MATPOWER au crescut enorm. Aceste caracteristici principale ale acestui instrument sunt:

- MATPOWER nu are o interfață grafică, dar are algoritmi robusți și eficienți pentru a rezolva problemele legate de circulația de putere și optimizarea acesteia.
- Acest instrument este extrem de simplu și poate fi modificat cu ușurință.
- Cu toate acestea, de unul singur, MATPOWER, este limitat la simulările circulației de puteri și optimizarea acesteia.

Există așadar o multitudine de instrumente disponibile gratuite, al căror cod sursă poate fi accesat de utilizatori. Niciunul din instrumentele menționate nu furnizează însă pachete complete pentru simulările sistemelor electroenergetice, cu excepția PSAT. Cele mai populare instrumente sunt menționate în Tabelul 3.

Majoritatea soft-urilor de tip FOPSS pentru sisteme electroenergetice nu au module pentru energiile regenerabile.

Tabelul 3: Instrumente FOPSS populare și funcționalitățile lor

Soft	GUI (interfață grafică utilizator)	GNE (editor grafic rețea)	PF (calcul circulație de	OPF (calcul circulație de	CPF (analiză continuitate circulație puteri)	VS (stabilitate de tensiune)	FA (filtre)	TD (durata întreruperii)	SSA (stabilitatea semnalelor)	EMT (semnale electromagnetice tranzitorii)	RE (energie)
PSAT	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓		✓
MATPOWER			✓	✓	✓	✓					
MatDyn								✓	✓	✓	
MatACDC			✓								
DOME	✓	✓	✓	✓	✓	✓		✓	✓	✓	✓
PST			✓		✓	✓		✓	✓		
VST	✓		✓		✓	✓		✓	✓		
InterPSS	✓	✓	✓				✓	✓	✓	✓	
PCFLO			✓				✓	✓			
UWPFLOW			✓		✓	✓					

O altă concluzie ce poate fi trasă este aceea că instrumentelor FOPSS le lipsesc în continuare funcții de analiză a erorilor. În acest moment PSAT pare să fie, mai mult sau mai puțin, un pachet complet ce are capacitatea de a modela energia regenerabilă cu modelele disponibile legate de turbinele eoline, aflate în baza sa de date.

3 INSTRUMENTE SOFTWARE PENTRU ANALIZA SISTEMELOR CU SURSE REGENERABILE

În ultimii ani, energia regenerabilă a devenit un factor crucial în combaterea problemelor apărute în domeniile energiei la nivel global și cel al protecției mediului. Pentru a determina în mod eficient adevăratul potențial al acestor noi tehnologii energetice, este necesară o analiză cuprinzătoare. Aceste analize necesită instrumente adecvate pentru optimizarea sistemelor modelate.

În momentul de față există o gamă largă de soft-uri de simulare și modelare a sistemelor cu surse regenerabile, însă niciunul nu se adresează tuturor problemelor cu privire la integrarea energiilor regenerabile.

În continuare este prezentată o recenzie comparativă între patru instrumente populare de sistem hibrid cu surse de energii regenerabile: HOMER, RETScreen, HOGA și HYBRIDS.

- a) **HOMER:** Hybrid Optimization Model for Electric Renewables (HOMER) este cel mai popular și utilizat soft pentru sistemele hibride de energie. A fost conceput de National Renewable Energy Laboratory (NREL). HOMER asigură un mediu foarte prietenos și se pretează cel mai bine optimizării și analizelor de sensibilitate. Este un software bazat pe Windows și dezvoltat folosind Visual C++. HOMER prezintă rezultatele simulărilor sub formă grafică sau text, permițând estimarea aspectelor tehnice și economice.
- b) **RETScreen:** Acest program a fost conceput de Ministerul Resurselor Naționale din Canada. Este bazat pe limbajele de programare Visual Basic, C și Excel. RETScreen poate fi utilizat pentru a estima costul și beneficiile legate de mediu atunci când se implementează diferite tehnologii de energii regenerabile. De asemenea, permite calcule de dimensionare pentru sistemele Diesel-fotovoltaice hibride de sine stătătoare. Are o bază de date ce cuprinde informații legate de iradierea solară globală și temperatură, furnizate de către cele peste 6000 de stații terestre. Acesta poate obține informații legate de clima globală de la NASA.
- c) **HOGA:** Este un program hibrid pentru optimizarea sistemelor cu surse regenerabile. Optimizarea este efectuată folosind algoritmi generici și facilitează atât optimizarea funcțiilor obiectiv cu o singură variabilă și cu variabile multiple. HOGA poate optimiza sistemele hibride din PV, magazinele bateriilor, turbinele eoliene, pile de combustie, turbine hidraulice, generatoare de curent alternativ/ continuu, electroliizoare, rezervoare de hidrogen, redresoare și invertoare. Permite modelarea sarcinilor în c.a. și c.c., dar și a sarcinilor cu hidrogen, simulând astfel sistemele pe intervale orare. Algoritmul genetic și analiza sensibilității optimizează sistemul într-un timp foarte scurt.
- d) **HYBRIDS:** Este un soft bazat pe Microsoft Excel, folosit pentru a estima potențialul tehnic al surselor de energie regenerabilă pentru o anumită configurație și pentru a evalua costul net prezent al soluției. Poate fi simulată doar o singură configurație la un moment dat și are nevoie de sarcina medie zilnică și de informațiile legate de mediu. Acest soft nu dedicat optimizării sistemelor.

BIBLIOGRAFIE

1. ION MIRCEA – Instalații și Echipamente Electrice Editura Didactică și Pedagogică, București, 1996
2. GH. IACOBESCU, I. IORDĂNESCU, M. TUDOSE – Rețele și Sisteme Electrice, Editura Didactică și Pedagogică, București, 1980
3. GH. IACOBESCU, I. IORDĂNESCU, M. TUDOSE – Rețele Electrice Editura Didactică și Pedagogică, București, 1981
4. MARTIN BERCOVICI, ARIE A. ARIE, ALEXANDRU POEATĂ – Rețele Electrice , Editura Tehnică, București, 1974
5. ALEXANDRU POEATĂ, PAUL DIMO, CONSTANTIN VLĂDESCU – Calculul și Protecția Sistemelor Electroenergetice , Editura Tehnică, 1985
6. IORDĂNESCU I. ș.a.-Rețele Electrice , Editura Tehnică , 1985
7. RUCĂREANU. C. NICOLESCU, Linii electrice aeriene și subterane , Îndreptar, București, Editura Tehnică, 1989
8. IOAN LUPU – Linii electrice aeriene , Editura Cyd Serv – Piatra Neamț, 2000
9. DUMITRU ASANDEI – Protecția sistemelor electrice , Editura Matrix Rom , București , 1999
10. ION MIRCEA – Linii electrice , Îndrumar de laborator , Reprografia Universității din Craiova , 1999
11. TRAIAN G. IONESCU, OLGA POP – Ingineria Sistemelor de Distribuție a Energiei Electrice
12. JOHN J. GRAINGER - Power System Analysis
13. L. G. MĂNESCU - Rețele Electrice de Transport
14. USER GUIDE Mathcad v. 4.0
15. PowerWorld v8. (academic). User guide. www.powerworld.com