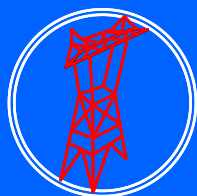


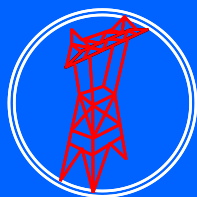
Radu-Adrian TÎRNOVAN

Gheorghe Mircea HORGOS



SISTEME ELECTROENERGETICE ÎN REGIM PERMANENT

Curs



U.T.PRESS
Cluj-Napoca, 2025
ISBN 978-606-737-824-5

Radu-Adrian TÎRNOVAN

Gheorghe Mircea HORGOS

SISTEME ELECTROENERGETICE ÎN REGIM PERMANENT

Curs



U.T.PRESS

Cluj - Napoca, 2025

ISBN 978-606-737-824-5



Editura U.T.PRESS
Str. Observatorului nr. 34
400775 Cluj-Napoca
Tel.: 0264-401.999
e-mail: utpress@biblio.utcluj.ro
www.utcluj.ro/editura

Recenzia: Conf.dr.ing. Anca Miron
Conf.dr.ing. Horia Beleiu

Pregătire format electronic on-line: Gabriela Groza

Copyright © 2025 Editura U.T.PRESS
Reproducerea integrală sau parțială a textului sau ilustrațiilor din această carte
este posibilă numai cu acordul prealabil scris al editurii U.T.PRESS.

ISBN 978-606-737-824-5

Prefață

Lucrarea de față se adresează tuturor studenților de la profilul Electric din cadrul Universității Tehnice din Cluj-Napoca, în special celor de la specializarea de Energetică, disciplina Sisteme Electroenergetice (SEE) predându-se studenților de la licență specializarea Ingineria Sistemelor Electroenergetice (ISE).

Prezenta lucrare reprezintă prima parte a cursului de Sisteme Electroenergetice și își propune, în principal, să familiarizeze viitorii ingineri din domeniul Ingineriei energetice cu noțiunile și tehnicile privind modelarea elementelor unui sistem electroenergetic, realizarea modelelor electrice echivalente ale unei rețele electrice, respectiv elaborarea modelului matematic de regim permanent (staționar) de funcționare și soluționarea acestuia.

Deoarece cursul acoperă un domeniu foarte larg, lucrarea de față și-a propus realizarea unei sinteze care să puncteze aspecte principale în ceea ce privește analiza rețelelor electrice în regim permanent.

În esență cursul este structurat în douăsprezece capitole corespunzând ordonării cronologice a douăsprezece cursuri plus o anexă. La finalul fiecărui capitol este prezentată o bibliografie care să permită studentului să aprofundeze problemele abordate în această lucrare.

Anexa conține un exemplu de realizare (în Matlab) a unui program pentru calculul potențialelor nodurilor (necunoscutele problemei de regim permanent) unei rețele electrice funcționând în regim permanent și propune cinci metode de calcul.

CUPRINS

1. GENERALITĂȚI PRIVIND MODELAREA ȘI SIMULAREA SEE	1-1
1.1. CONCEPTUL DE SIMULARE	1-1
1.2. PACHETE DE PROGRAME DEDICATE PENTRU PROIECTAREA, ANALIZA ȘI EXPLOATAREA REȚELELOR ȘI SISTEMELOR ELECTRICE	1-1
1.3. STRUCTURA SISTEMELOR ELECTROENERGETICE	1-3
1.3.1. Subsistemul de producere a energiei electrice	1-4
1.3.2. Subsistemul de transport și distribuție	1-5
BIBLIOGRAFIE	1-7
2. REPREZENTAREA SARCINILOR ELECTRICE	2-1
2.1 GENERALITĂȚI	2-1
2.2. CURBE DE SARCINĂ	2-1
2.3. REPREZENTĂRI ALE SARCINILOR ELECTRICE	2-2
2.3.1. Modele statice de sarcină	2-2
2.3.2. Modele dinamice de sarcină	2-6
2.3.3. Modele simplificate de sarcină	2-8
BIBLIOGRAFIE	2-8
3. MODELAREA ELEMENTELOR UNUI SISTEM ELECTROENERGETIC. GENERATOR SINCRON, LINII ELECTRICE	3-1
3.1. METODA COMPONENTELOR SIMETRICE	3-1
3.2. SCHEMELE ECHIVALENTE ȘI PARAMETRII GENERATORULUI SINCRON	3-5
3.2.1. Parametrii de secvență pozitivă	3-7
3.2.2. Parametrii de secvență negativă	3-8
3.2.3. Parametrii de secvență zero	3-8
3.3. PARAMETRII LINIILOR ELECTRICE AERIENE (LEA)	3-9
3.3.1. Rezistența LEA	3-10
3.3.2. Reactanța LEA	3-12
3.3.3. Susceptanța capacitivă a LEA	3-19
3.3.4. Conductanța LEA	3-22
3.4. PARAMETRII LINIILOR ELECTRICE ÎN CABLU (LEC)	3-23
3.4.1. Rezistența LEC	3-23
3.4.2. Reactanța LEC	3-23
3.4.3. Susceptanța LEC	3-24
3.4.4. Conductanța LEC	3-24
3.5. SCHEME ECHIVALENTE PENTRU TRANSFORMATOARELE ELECTRICE	3-24
3.5.1. Preambul	3-24
3.5.2. Parametrii de secvență ai transformatoarelor cu două înfășurări	3-26
3.5.3. Parametrii de secvență ai transformatoarelor cu trei înfășurări	3-28
3.6. APLICAȚII	3-30
BIBLIOGRAFIE	3-33

4. METODA MĂRIMILOR RAPORTATE (UNITĂȚI RELATIVE)	4-1
4.1. MĂRIMI ÎN UNITĂȚI RELATIVE	4-1
4.1.1. Mărimi de bază și mărimi raportate	4-1
4.1.2. Schimbarea bazei	4-2
4.2. IMPEDANȚELE ÎN UNITĂȚI RELATIVE ALE PRINCIPALELOR ELEMENTE DE SISTEM	4-3
4.2.1. Impedanța generatorului în unități relative	4-3
4.2.2. Modelarea transformatorului în mărimi raportate	4-3
4.3. APLICAȚII	4-4
BIBLIOGRAFIE	4-10
 5. CIRCULAȚIA PUTERILOR ACTIVE ȘI REACTIVE	 5-1
5.1. TRANZITUL DE PUTERE PE O LATURĂ FĂRĂ TRANSFORMATORE	5-1
5.2. TRANZITUL DE PUTERE PE O LATURĂ CU TRANSFORMATOR	5-2
BIBLIOGRAFIE	5-5
 6. MODELUL NODAL AL REȚELELOR ELECTRICE ÎN REGIM STAȚIONAR	 6-1
6.1. PREAMBUL	6-1
6.2. REGIMURILE DE FUNCȚIONARE ALE REȚELELOR ELECTRICE	6-1
6.3. GENERALITĂȚI PRIVIND CALCULUL REGIMULUI PERMANENT	6-2
6.3.1. Terminologie	6-2
6.3.2. Clasificarea variabilelor de sistem	6-5
6.4. FORMULAREA PROBLEMEI DE REGIM PERMANENT	6-5
6.4.1. Modelul nodal de bază	6-5
6.4.2. Reguli generale de scriere a matricei $[Y_{nn}]$	6-6
6.5. APLICAȚII	6-7
BIBLIOGRAFIE	6-8
 7. FORMULAREA PROBLEMEI DE REGIM PERMANENT A SISTEMELOR ELECTROENERGETICE	 7-1
7.1. INTRODUCERE	7-1
7.2. TIPURI DE MODELE UTILIZATE ÎN ANALIZA SISTEMELOR ELECTROENERGETICE	7-1
7.2.1. Modelul ecuațiilor nodale liniare cu injecții de curent	7-1
7.2.2. Modele neliniare	7-2
7.2.3. Restricții impuse în soluționarea regimului permanent al SEE	7-5
7.3. METODE DE SOLUȚIONARE A PROBLEMEI DE REGIM PERMANENT	7-6
BIBLIOGRAFIE	7-6
 8. REGIMUL PERMANENT AL REȚELELOR RADIALE	 8-1
8.1. PARTICULARITĂȚI ALE REȚELELOR RADIALE	8-1
8.2. METODA DE CALCULUL A REȚELELOR RADIALE PRIN BALEIERE ASCENDENT/DESCENDENTĂ	8-1
8.3. APLICAȚII	8-3
BIBLIOGRAFIE	8-11
 9. METODE DIRECTE DE SOLUȚIONARE A REGIMULUI PERMANENT. METODA DE ELIMINARE GAUSS	 9-1
9.1. INTRODUCERE	9-1
9.2. PRINCIPIUL METODEI DE ELIMINARE A LUI GAUSS	9-1

9.3. APLICAREA METODELOR DIRECTE PENTRU SOLUȚIONAREA REGIMULUI PERMANENT AL SEE	9-6
9.3.1. Introducere	9-6
9.3.2. Aplicarea algoritmului de calcul	9-7
BIBLIOGRAFIE	9-9
10. METODA ITERATIVĂ GAUSS-SEIDEL PENTRU SOLUȚIONAREA REGIMULUI PERMANENT AL SEE	10-1
10.1. METODA GAUSS-SEIDEL	10-1
10.1.1. Principiul metodei iterative Gauss-Seidel	10-1
10.1.2. Metoda Gauss-Seidel pentru calculul regimului permanent	10-2
10.2. APLICAREA ALGORITMILOR ITERATIVI DE CALCUL PENTRU SOLUȚIONAREA REGIMULUI PERMANENT	10-3
BIBLIOGRAFIE	10-5
11. METODE VARIAȚIONALE PENTRU REZOLVAREA REGIMULUI PERMANENT. METODA NEWTON-RAPHSON	11-1
11.1. GENERALITĂȚI	11-1
11.2. PRINCIPIUL METODEI NEWTON-RAPHSON	11-1
11.3. METODA NEWTON-RAPHSON APLICATĂ PENTRU CALCULUL REGIMULUI PERMANENT AL SEE. ABORDAREA VAN NESS	11-3
11.4. VARIANTE ALE METODEI NEWTON-RAPHSON APLICATE PENTRU CALCULUL REGIMULUI PERMANENT AL SEE	11-8
11.4.1. Varianta decuplată	11-8
11.4.2. Varianta decuplată rapidă	11-9
11.5. ALGORITMUL DE IMPLEMENTARE A METODELOR VARIAȚIONALE	11-12
BIBLIOGRAFIE	11-12
12. CALCULUL CURENȚILOR DE SCURTCIRCUIT	12-1
12.1. PREAMBUL	12-1
12.1.1. Argumentare	12-1
12.1.2. Domenii de aplicare	12-2
12.1.3. Definiții și notații	12-2
12.1.4. Ipoteze în calculul curenților de scurtcircuit	12-4
12.2. MODELAREA PROCESULUI DE SCURTCIRCUIT	12-4
12.3. METODA COMPONENTELOR SIMETRICE ÎN CALCULUL CURENȚILOR DE SCURTCIRCUIT	12-7
12.3.1. Impedanțe de secvență	12-9
12.3.2. Rețele de secvență	12-10
12.3.3. Sursa echivalentă de tensiune	12-11
12.3.4. Scurtcircuitul trifazat	12-12
12.3.5. Scurtcircuitul bifazat	12-14
12.3.6. Scurtcircuitul bifazat cu punere la pământ	12-15
12.3.7. Scurtcircuitul monofazat	12-17
12.3.8. Compararea curenților diferitelor tipuri de scurtcircuit	12-18
12.4. CALCULUL CURENȚILOR DE SCURTCIRCUIT CU METODA SURSEI ECHIVALENTE DE TENSIUNE	12-19
12.4.1. Curent de scurtcircuit trifazat	12-19
12.4.2. Curent de scurtcircuit bifazat	12-22
12.4.3. Curent de scurtcircuit bifazat cu punere la pământ	12-22

12.4.4. Curent de scurtcircuit monofazat	12-22
12.5. APLICAȚII	12-23
BIBLIOGRAFIE	12-27

**ANEXĂ. PROGRAM ÎN MATLAB PENTRU CALCULUL POTENȚIALELOR
NODURILOR ÎN REȚELE ELECTRICE FUNCȚIONÂND ÎN REGIM
PERMANENT**

A-1

1. GENERALITĂȚI PRIVIND MODELAREA ȘI SIMULAREA SEE

Regimul staționar, sau permanent, al unui sistem electroenergetic (SEE) se caracterizează prin invariabilitatea parametrilor săi sau prin variații lente și neregulate ale acestora. Astfel, acest regim este caracterizat prin invarianța frecvenței, a tensiunilor (ca amplitudine și argument), respectiv a curenților (respectiv a puterilor active și reactive).

Se poate considera că un SEE funcționează predominant în regim staționar sau într-un regim care ar putea fi considerat cu suficientă precizie drept un regim staționar.

Într-un sistem electroenergetic există întotdeauna mici variații ale sarcinilor, acțiuni de comutare și alte fenomene tranzitorii, astfel încât, într-un sens strict matematic, majoritatea variabilelor variază în timp. Cu toate acestea, în majoritatea timpului aceste variații sunt suficient de mici încât pentru modelarea matematică a funcționării SEE se justifică utilizarea unui model algebric, adică invariabil în timp.

1.1. CONCEPTUL DE SIMULARE

Termenul de „simulare” (în latină „simulatio”) înseamnă capacitatea de a reproduce, de a imita, de a reprezenta ceva, fiind introdus în informatică de John von Neumann la începutul anilor 1940, odată cu apariția primelor calculatoare electronice [1].

J. von Neumann împreună cu grupul de savanți de la Școala Los Alamos au dezvoltat primele aplicații ale calculatoarelor, introducând totodată denumirea de Cercetări operaționale (pentru a desemna aplicațiile legate de dirijarea operațiilor militare pe arii geografice mari ale globului pământesc!) precum și metoda Monte-Carlo (pentru a desemna aplicații ale calculatoarelor bazate pe utilizarea numerelor aleatoare) [1].

În accepțiunea actuală a informaticii, simularea cuprinde o serie de aplicații care realizează imitarea comportamentului unor părți ale lumii reale luând în considerare și comportamentul aleator al acesteia [1].

Simularea poate fi definită ca fiind o tehnică de realizare a experimentelor cu ajutorul calculatorului și care implică utilizarea unor modele matematice și logice care descriu comportarea unui sistem real, sau a unor componente ale sale, de-a lungul unor perioade mari de timp [1].

Deci, simularea se realizează pe baza unui model de simulare (MS) cu ajutorul căruia se realizează experimentele prin intermediul calculatorului. Modelul de simulare se construiește pe scheletul unui model matematic și se finalizează într-un algoritm.

Modelul de simulare presupune utilizarea calculatorului și se construiește pe baza unui model matematic. El completează modelul matematic descriind unele relații prin algoritmi, deci în final MS este un algoritm. Algoritmul trebuie să descrie corect evoluția sistemului și să permită efectuarea de experiențe (prin rulări pe calculator), care să înlocuiască experimentele ce ar trebui realizate asupra sistemului real.

1.2. PACHETE DE PROGRAME DEDICATE PENTRU PROIECTAREA, ANALIZA ȘI EXPLOATAREA REȚELELOR ȘI SISTEMELOR ELECTRICE

Dezvoltarea tehnologiilor digitale de calcul, utilizarea pe scară din ce în ce mai largă a calculatoarelor în domeniile a tehnice, a facilitat dezvoltarea de pachete de programe din ce în ce mai performante cu aplicabilitate în analiza sistemelor electroenergetice.

În tabelul 1.1 sunt menționate câteva oferte de pachete de programe pentru proiectarea și analiza sistemelor electroenergetice cu dezvoltatorii lor.

Tabelul 1.1

Sistem	Dezvoltator	Lansare
IPSA	TNEI Services Ltd.	1974
NEPLAN	NEPLAN AG	1988
ETAP	Operation Technology, Inc.	1986
EA-PSM	Energy Advice	2013
CYME	CYME International	1986
SKM	SKM Systems Analysis, Inc	1992
PowerFactory	DIgSILENT GmbH	1985
ERACS	RINA Consulting Ltd	1990
PSCAD / EMTDC	Manitoba HVDC Research Centre	1974
EMTP	EDF & RTE & Hydro-Québec	1982
MSEMT	Industrial chair of EDF & RTE & Hydro-Québec	2021
PSSE	Siemens	1976
PSS SINCAL	Siemens	1980s
NAP	Innovation Energie Développement	1990
DSATools	Powertech Labs Inc.	1990s
EasyPower	Bentley Systems, Inc.	1984

Pachetele de programe dedicate pentru proiectarea, analiza și exploatarea rețelelor și sistemelor electrice (Electrical Power Systems Design and Analysis Software) pot oferi o serie de facilități cum ar fi:

- Calculul regimului permanent cu referire la: regimul permanent al rețelelor de curent alternativ, curent continuu, precum și a rețelelor de curent alternativ/curent continuu, sisteme trifazate și/sau monofazate cu unul sau mai multe noduri de echilibrare, sisteme simetrice și/sau nesimetrice, alegerea automată a transformatoarelor de putere, reglajul automat al tensiunii prin modificarea ploturilor la transformatoare și/sau modificarea automată a încărcării reactive a generatoarelor și/sau bateriilor de condensatoare;
- Calculul curenților de scurtcircuit (bazat pe metoda IEC Europa sau ANSI/IEEE –USA, cu considerarea tuturor formelor de scurtcircuit: trifazat, monofazat, bifazat, bifazat cu pământare, cu sau fără rezistență de defect);
- Alegerea și coordonarea dispozitivelor de protecție prin relee;
- Proiectarea sistemelor de pământare;
- Dimensionarea automată a generatoarelor;
- Repartiția economică a puterilor active în sistem;
- Repartiția economică a puterilor reactive în sistem;
- Analiza stabilității tranzitorii;
- Dimensionarea cablurilor din paturi de cabluri;
- Calculul mecanic al LEA;
- Analiza regimului de pornire a motoarelor electrice;
- Dimensionarea conductoarelor electrice;
- Dimensionarea sistemelor de bare;
- Determinarea încărcării electrice a cablurilor și regimul lor termic;
- Dimensionarea automată a transformatoarelor de putere;
- Analiza armonică și alegerea automata a filtrelor de compensare;
- Calculul regimurilor electromagnetice tranzitorii (EMTAP);
- Dimensionarea bateriilor din stații și/sau posturi de transformare;
- Compensarea factorului de putere;
- Interfețe standard CAD;
- Calculul poluării electromagnetice /compatibilitate electromagnetice;

- Analiza fiabilității schemelor de conexiuni ale stațiilor electrice;
- Analiza fiabilității sistemelor de distribuție;
- Estimarea sarcinii electrice;
- Calculul constantelor liniilor electrice scurte;
- Calculul constantelor liniilor electrice lungi.

Ele pot fi operate prin intermediul unor interfețe grafice și utilizarea unor baze de date proprii, care pot fi extinse.

1.3. STRUCTURA SISTEMELOR ELECTROENERGETICE

Pentru o mai bună înțelegere asupra problemelor ridicate de analiza sistemelor electroenergetice este necesară realizarea unei succinte prezentări de ansamblu a structurii acestora.

Dintre formele sub care se consumă energia, un loc deosebit îl ocupă energia electrică, fapt dovedit și de creșterea continuă a ponderii energiei primare transformată în energie electrică (peste 40%, în prezent).

Energia electrică prezintă următoarele avantaje:

- Poate fi obținută, cu randamente bune, din oricare altă formă de energie;
- Poate fi transmisă rapid și economic la distanțe mari;
- Se poate distribui la un număr mare de consumatori de puteri diverse;
- Se poate transforma în alte forme de energie, în condiții avantajoase;
- Este „curată”, adică odată produsă nu este poluantă;
- Se pretează bine la automatizări;
- Se poate măsura cu precizie etc.

Deoarece energia electrică solicitată de consumatori nu poate fi stocată, ea trebuie utilizată chiar în momentul producerii sale. Această condiție este îndeplinită întrucât producerea, transportul, distribuția și utilizarea energiei electrice sunt legate una de alta și decurg în cadrul unui ansamblu de instalații ce alcătuiesc sistemul electroenergetic (SEE), prezentat schematic în figura 1.1.

Sistemul electroenergetic (SEE) reprezintă acea parte a sistemului energetic care cuprinde activitățile din domeniul producerii, transportului și distribuției energiei electrice și are două subsisteme principale:

- 1) Subsistemul de producere a energiei electrice (centralele electrice) acolo unde se produce energia electrică;
- 2) Subsistemul de transport și distribuție (rețelele electrice) care se ocupă cu transportul și distribuția ei la consumatori.

Deci, SEE reprezintă „partea electrică” a sistemului energetic, începând cu generatoarele electrice până la receptoarele electrice inclusiv. Astfel, producerea, transportul, distribuția și utilizarea energiei electrice sunt legate una de alta într-un ansamblu de instalații ce alcătuiesc sistemul electroenergetic (Fig.1.1) [3, 4].

Notațiile din figura 1.1 au următoarele semnificații:

- CTE – centrale termoelectrice de mare putere;
- CHE – centrale hidroelectrice de mare putere;
- CNE – centrale nucleare-electrice;
- CL – centrale electrice de importanță locală;
- MC – microcentrale (hidraulice, eoliene, fotovoltaice);
- STEV – stații de transformare de evacuare;
- LTFIT – linii de transport de foarte înaltă tensiune;
- STIC – stații de transformare și interconexiuni;
- LTIT – linii de transport de înaltă tensiune;
- ST – stații de transformare;

- LDMT – linii de distribuție de medie tensiune;
- PT – posturi de transformare;
- CMT- consumatori de medie tensiune;
- CJT – consumatori de joasă tensiune.

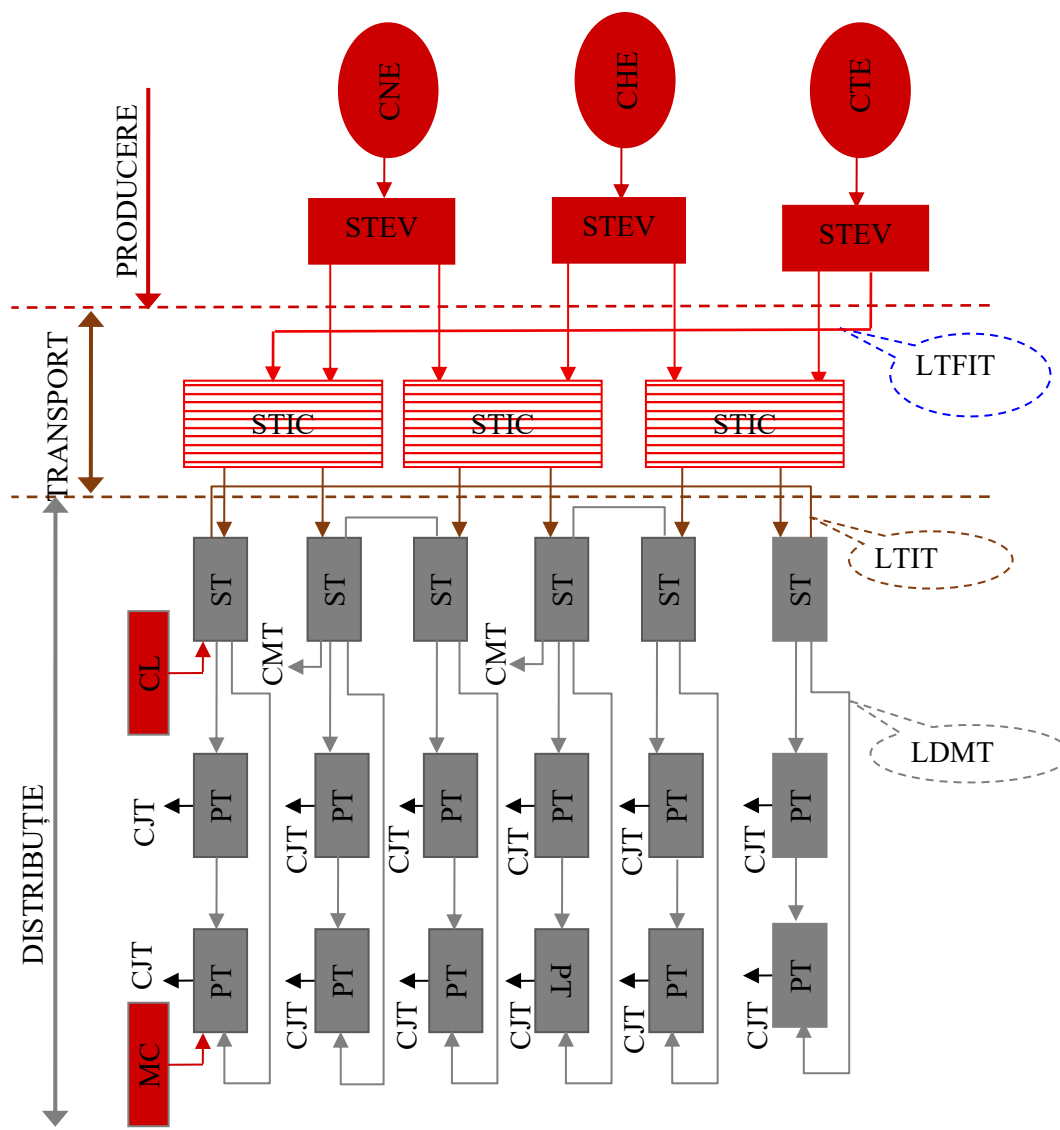


Fig.1.1. Structura unui sistem electroenergetic.

1.3.1. Subsistemul de producere a energiei electrice

În marile centrale electrice (CTE, CHE, CNE, etc.) energia electrică necesară alimentării consumatorilor din sistemele electroenergetice este produsă de generatoarele din centralele electrice, la nivel de medie tensiune (6÷24) kV. În marea majoritate a centralelor electrice generatoarele sincrone transformă energia mecanică a motoarelor primare care le antrenează (turbine cu abur, turbine hidraulice, turbine cu gaz, motoare Diesel etc.) în energie electrică. Pentru a obține energia mecanică necesară antrenării generatoarelor electrice se consumă o altă formă de energie (termică, hidraulică, nucleară, eoliană etc.). În concluzie, în centralele electrice, diverse forme de energie din resursele primare se transformă succesiv, cu ajutorul unor instalații, în energie mecanică și ulterior în energie electrică.

Se poate vorbi și despre o generare distribuită a energiei electrice în centralele locale (CL) care se racordează la sistemul electroenergetic prin stații de transformare (ST) sau prin microcentrale (MC) racordate prin posturi de transformare (PT).

Criteriul cel mai cunoscut pentru clasificarea centralelor electrice este cel care se referă la tipul energiei primare utilizate. Clasificarea centralelor electrice după tipul energiei primare utilizate este prezentată condensat în tabelul 1.2.

Funcționarea SEE într-un regim stabil, cu respectarea indicatorilor impuși de Normative, impune ca întotdeauna puterea produsă să echilibreze cererea, la care se adaugă pierderile din SEE.

Tabelul 1.2. Clasificarea centralelor electrice în funcție de energia primară utilizată [3, 4]

Nr. crt.	Tipuri de centrale electrice	Tipul de energie primară utilizată	Conversia energiei primare
0	1	2	3
I. INSTALAȚII TERMoeLECTRICE			
1	CCA – centrală convențională cu abur; CTE – centrală termoelectrică de condensatie; CET – centrală electrică de cogenerare; ITG – instalații de turbine cu gaze; CCGA – ciclu combinat gaze-abur; CDE – centrală electrică cu motoare Diesel.	Combustibili fosili: cărbune, gaz, natural, păcură; Surse energetice secundare: deșeuri menajere și industriale, gaz de rafinărie, gaz de furnal, etc.; Biomasă	Ardere
2	CNE – centrală nucleareoelectrică	Combustibili nucleari: naturali, îmbogățiți sau obținuți prin reproducere în reactor	Fisiune nucleară
3	CGT – centrală electrică geotermală	Energie geotermală: căldură din scoarța pământului asociată unor agenți termici naturali (apă, abur, gaze fierbinți)	Transfer de căldură
4	CES – centrală electrică solară	Energie solară – radiația solară	Transfer de căldură
I. INSTALAȚII TERMoeLECTRICE			
5	CTM – centrală termomarină	Diferența de temperatură dintre apa de suprafață, respectiv din adâncurile oceanelor	Transfer de căldură
II. INSTALAȚII HIDROELECTRICE			
6	CHE – centrală hidroelectrică (diferențe de nivel naturale); CHEAP – centrală hidroelectrică cu acumulare și pompă (diferențe de nivel artificiale); CME – centrală mareo-electrice.	Energie hidrolică: diferențe de nivel naturale ale cursurilor de apă, diferențe de nivel artificiale, diferențe periodice de nivel ale oceanelor și mărilor exterioare datorate marilor	Conversie energie potențială în energie cinetică
7	IEV – instalații electrice utilizând en. Valurilor	Energia valurilor	Transfer de lucru mecanic
III. INSTALAȚII EOLIENE			
8	CEE – centrală electrică eoliană	Energie eoliană: diferența de potențial (presiune) între diferite zone atmosferice	Conversie energie potențială în energie cinetică
IV. INSTALAȚII FOTOVOLTAICE			
9	IFV	Energie solară	Efect fotovoltaic
V. INSTALAȚII CU CELULE CU COMBUSTIBIL			
10	GPC – generatoare cu pile cu combustibil	Hidrogen ca și combustibil	Reacție de oxidare

1.3.2. Subsistemul de transport și distribuție

Legătura dintre sursele de energie electrică (generatoare) și consumatori este asigurată de instalațiile de transport și distribuție a energiei electrice, care alcătuiesc rețeaua electrică (RE).

O rețea electrică poate fi definită ca un ansamblu fizic, format din construcții, materiale a căror calitate condiționează în mare măsură calitatea rețelei și deci calitatea energiei electrice furnizate consumatorilor. Se pot aminti ca lucrări și materiale mai importante: linii electrice aeriene și subterane (conductoare, stâlpi, accesorii), construcții (stații și posturi), cabluri, aparate și echipamente electrice de comutație și protecție, transformatoare de putere, reactoare etc. *În consecință o rețea electrică este alcătuită din instalațiile de transport și distribuție a energiei electrice care asigură legătura între sursele de energie electrică și consumatori* [3, 4].

Valorile standardizate ale tensiunilor (de linie) utilizate în țara noastră sunt: 400 V pentru JT, 6, 10, (15), 20, (35) kV pentru MT, 110, 220 kV pentru IT și 400, 750 kV pentru FIT. Valorile tensiunilor standardizate se referă la tensiunile între faze. Valorile puse în paranteză sunt standardizate conform normelor CEI, dar nu sunt preferate, rețelele care funcționează la aceste valori fiind în curs de eliminare.

Din punct de vedere al destinației lor deosebesc următoarele tipuri de rețele [1]:

A) **Rețele de transport** – asigură transportul unor cantități însemnate de energie electrică (zeci, sute sau mii de MVA) la distanțe mari (sute de km) din zonele de producere spre cele de consum, realizând legături între principalele noduri ale SEE. Studiile tehnico-economice (costuri cu investițiile, costuri cu întreținerea, pierderi în rețea) au impus rețelele de transport în FIT. În Europa este aproape generalizată valoarea de 400 kV (50 Hz) pentru rețelele de transport. În țara noastră transportul energiei electrice se realizează la 220 și 400 kV, liniile de 220 kV urmând a fi trecute treptat la tensiunea de 400 kV. Rețelele de transport și interconexiune fac față mai ușor fluctuațiilor de consum din sistem. Interconectarea permite transferul de putere din zonele în care cererea a scăzut spre cele în care crește consumul. Ele asigură securitatea în alimentarea cu energie electrică cu diminuarea investițiilor în centrale, permițând reducerea costurilor globale de exploatare datorită pieței deschise (prețuri de producție, costuri cu echipamentele etc.). Rețele de transport și interconexiune contribuie la dezvoltarea schimburilor transfrontaliere și extinderea zonelor de sincronism. se disting două tipuri de transport al energiei electrice:

- Transportul sistematic – legat de necesitatea acoperirii distanțelor mari dintre surse și consumatori (dintre centralele nucleare, centralele hidroelectrice și zonele de consum);
- Transportul de compensare – legat de compensarea statistică atât a variațiilor consumului cât și al producției. El poate fi anticipat (de exemplu variația golurilor și a vârfurilor de sarcină zilnică datorită diferențelor de fus orar între țări, regiuni).

1) **Rețele de distribuție** – au o configurație mai complexă și transferă cantități mai reduse de energie electrică, pe distanțe mai scurte, asigurând distribuția acestora consumatorilor. Distribuția energiei la consumatori se face la înaltă tensiune (110 kV), medie tensiune (6, 10, 20 kV) și joasă tensiune (0,4 kV), reducerea nivelului de tensiune realizându-se în stațiile de distribuție (110 kV/MT) și în posturile de transformare (MT/0,4 kV).

Conform reglementărilor actuale, rețeaua de distribuție de înaltă tensiune (110 kV) se numește rețea de repartiție, ea asigurând repartiția teritorială a energiei electrice precum și alimentarea unor consumatori mari, care au puncte de delimitare cu furnizorul la această tensiune. Rețelele de IT asigură transferul unor puteri de ordinul zecilor de MVA până la (100÷200) MVA și distribuția energiei electrice marilor aglomerări urbane și marilor consumatori industriali. Aceste rețele au și rolul de a evacua energia produsă de centralele de putere redusă (sub 250 MW). Se menționează că rețelele de repartiție nu influențează robustețea sistemelor electroenergetice, acestea fiind interconectate la nivel superior prin rețelele de transport, dar influențează calitatea energiei livrată consumatorilor (întreruperi, goluri de tensiune, supratensiuni etc.).

Tensiunile cuprinse între 6 și 15 kV (6 kV, 10 kV) sunt utilizate în rețelele urbane datorită echipamentelor sigure și mai ieftine. Zonele rurale impun o tensiune intermediară de repartiție. Tensiunile în jurul valorii de 20 kV pot fi utilizate în aglomerațiile urbane (tehnologia de realizare a cablurilor) dar și în zonele rurale prin linii aeriene. Tensiunile cuprinse între 30 și 35 kV sunt dificil de utilizat în aglomerațiile urbane datorită distanțelor de izolație și a costurilor cablurilor. Prezintă interes pentru alimentarea habitatelor cu consum redus, dispersate, prin linii aeriene.

De remarcat că se tinde spre generalizarea valorii de 20 kV atât pentru rețelele aeriene cât și pentru cele subterane.

Rețelele de joasă tensiune se folosesc pentru alimentarea receptoarelor de mică putere din instalațiile interioare ale construcțiilor civile și industriale, cum și în distribuția comună și industrială.

- 2) Rețele de utilizare** – asigură alimentarea cu energie electrică a receptoarelor. Ele pot fi casnice, când alimentează un mare număr de receptoare casnice de JT și mici motoare cu puteri cuprinse între câțiva W până la câțiva kW și industriale, când alimentează direct receptoare de JT și de MT, de puteri relativ mari.

În țara noastră, rețelele care servesc la alimentarea cu energie electrică a consumatorilor industriali sunt numite rețele industriale.

În conformitate cu figura 1.2, pentru transportul în condiții economice a energiei electrice (cu pierderi cât mai mici), de la centrale până la marii consumatori, se ridică tensiunea la nivelul denumit foarte înaltă tensiune – FIT (400 și 750 kV), în stațiile de transformare de evacuare (STEV), amplasate lângă centrale. Aceste stații sunt legate între ele printr-un inel de linii de transport de foarte înaltă tensiune (LTFIT). La noi în țară mai există încă linii de transport care funcționează la 220 kV, urmând a fi trecute treptat la tensiunea de 400 kV.

Stațiile de transformare și interconexiuni (STIC) sunt amplasate în apropierea marilor concentrări de consumatori. În aceste stații, cu ajutorul transformatoarelor de 400/110 kV și a autotransformatoarelor de 400/220 kV sau 220/110 kV, se trimite energia în rețeaua de distribuție la înaltă tensiune (IT).

Prin intermediul liniilor de distribuție de înaltă tensiune (LDIT), energia electrică este livrată direct unor mari consumatori sau este adusă în apropierea unor concentrări de mici consumatori.

La liniile de distribuție de IT sunt racordate stațiile de transformare (ST) în care tensiunea este coborâtă de la înaltă tensiune la medie tensiune, iar prin linii de distribuție de medie tensiune (LDMT) sunt alimentați direct o serie de consumatori industriali de medie tensiune (CMT) și posturile de transformare (PT).

Majoritatea consumatorilor de energie electrică sunt alimentați la joasă tensiune – JT (0,4 kV), de la posturile de transformare, prin intermediul liniilor de distribuție de joasă tensiune.

BIBLIOGRAFIE

- [1]. Szabo L., Sisteme electromecanice II, Curs, UTCN, http://users.utcluj.ro/~szabol/Materiale_didactice/SEMII.htm
- [2]. https://en.wikipedia.org/wiki/History_of_CAD_software
- [3]. Radu-Adrian Tîrnovan, Producerea, Transportul și Distribuția Energiei Electrice. Note de curs, Ed. UT. PRESS, Cluj-Napoca, 2017, ISBN 978-606-737-273-1
- [4]. Dan Călin Peter, Radu-Adrian Tîrnovan, Transportul și Distribuția Energiei Electrice, Ed. UT. PRESS, Cluj-Napoca 2014, ISBN 978-973-662-960-0

2. REPREZENTAREA SARCINILOR ELECTRICE

Elementele componente ale SEE (elemente de sistem), care se iau în calcul în cazul analizelor, modelărilor, simulărilor la nivel de sistem, sunt:

- Generatoare sincrone;
- Sarcina complexă (modele statice și dinamice de sarcină);
- Linii electrice;
- Transformatoare de putere (transformatoare cu 2 și 3 înfășurări și autotransformatoare);
- Bobine de reactanță;
- Baterii de condensatoare.

2.1. GENERALITĂȚI

Drept consumator de energie electrică se consideră ansamblul instalațiilor electrice de distribuție și utilizare aferente unei întreprinderi, instituții sau colectivități. Echipamentele care transformă energia electrică într-o altă formă de energie utilă (mecanică, termică, luminoasă etc.) se numesc receptoare. Acestea intră în componența consumatorilor de energie electrică.

Sarcina electrică reprezintă puterea activă, reactivă sau aparentă (intensitatea curentului electric) debitată sau absorbită de un echipament electric generator, transmițător sau receptor de energie electrică. Sarcina electrică este variabilă în timp (consum variabil, deci producție variabilă). Ca și modalități de reprezentare aceasta poate fi realizată prin grafice care țin cont de variațiile în timp, sau reprezentări analitice, mai simple sau mai complexe.

2.2. CURBE DE SARCINĂ

Curbele de sarcină sunt definite ca fiind variațiile în timp, pe o perioadă determinată, a sarcinii electrice a unui receptor sau a unui grup de receptoare, reprezentate grafic. Clasificarea lor poate fi făcută după mai multe criterii:

- **După felul sarcinii**, în:
 - curbe de sarcină activă;
 - curbe de sarcină reactivă;
- **După durata perioadei de observație a variației sarcinii și proveniență**, în:
 - curbe de sarcină zilnice, la care durata perioadei de observație este de 24 de ore, dintre care două curbe de sarcină sunt mai importante, cea caracteristică pentru o zi de vară (în intervalul 18-25 iunie) și cea pentru o zi de iarnă (18-25 decembrie);
 - curbe de sarcină anuale la care perioada de observație este de 8760 ore (12 luni sau 365 zile);
- **După proveniență**, în:
 - curbe de sarcină trasate direct de către aparatele înregistratoare (wattmetre, varmetre, sau ampermetre înregistratoare);
 - curbe de sarcină experimentale, obținute în urma citirii aparatelor indicatoare la intervale de timp egale (10, 15, 30 sau 60 minute);
 - tip, obținute prin generalizarea curbelor de sarcină experimentale, specifice unor anumiți consumatori (casnici, comerciali, industriali etc).

În figura 2.1, a este reprezentată o curbă de sarcină activă zilnică, punându-se în evidență golurile de noapte și de zi, respectiv vârfurile de seară și de dimineață ca și puncte caracteristice ale curbei de sarcină cu:

- P_{gn} – puterea la gol de noapte, cea mai mică putere produsă în cursul unei zile, apare de regulă între orele 4 și 5 dimineața;

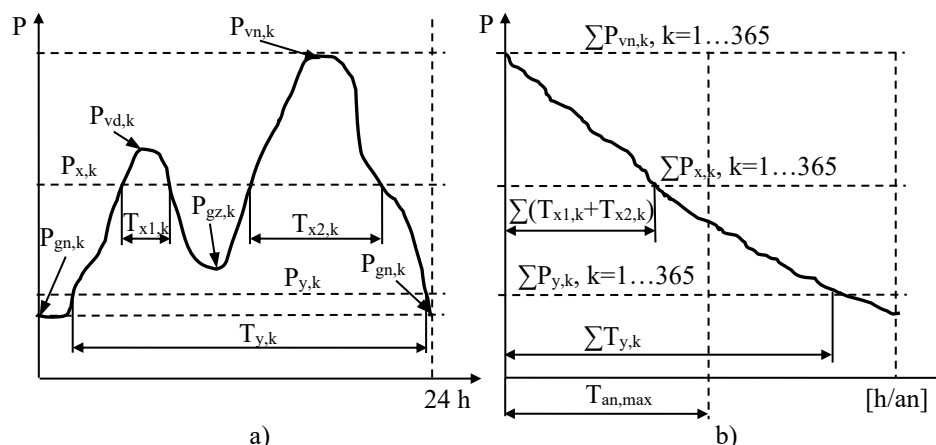


Fig.2.1. Construirea curbei de sarcină anuală clasată:
A) curbă de sarcină zilnică; b) curba de sarcină anuală clasată.

- P_{vd} – puterea la vârful de dimineață, apare dimineața la funcționarea simultană a întreprinderilor, transportul în comun și a iluminatului de dimineață;
- P_{gz} – puterea la golul de zi, apare între în perioada pauzei de zi;
- P_{vs} – puterea la vârful de seară, cea mai mare putere produsă în cursul unei zile, rezultă datorită iluminatului casnic și public;
- k reprezintă a „ k ” – a zi din an;
- x, y indică două puteri active oarecare consumate;
- T reprezintă durata de utilizare a puterii active;
- $T_{an,max}$ este durata de utilizare a sarcinii active maxime.

Curba de sarcină anuală clasată reprezintă ordonarea descrescătoare a puterilor produse într-un an și se obține prin clasarea curbelor de sarcină zilnice. Construcția ei este ilustrată în figura 2.1, b.

2.3. REPREZENTĂRI ALE SARCINILOR ELECTRICE

În raport de regimul de funcționare studiat, sarcina electrică poate fi reprezentată printr-un:

- model static, care descrie sarcina ca o funcție algebrică dependentă de tensiunea din nodul analizat și de frecvența din sistem la momentul considerat;
- model dinamic, care exprimă caracteristicile variabile în timp ale sarcinii, fiind folosite de regulă pentru studiul regimurilor dinamice ale sistemului, cum ar fi oscilațiile inter-zonale, stabilitatea de tensiune sau stabilitatea pe termen lung;
- model mixt, ca și combinație între modele statice și dinamice de sarcină.

2.3.1. Modele statice de sarcină

A) Reprezentarea sarcinilor omogene

Puterile absorbite de consumatori depind de tensiunea de la bornele lor conform caracteristicilor statice $P_c=f_1(U)$ și $Q_c=f_2(U)$. În cazul unor sarcini simple (un singur tip de sarcină) se admit următoarele reprezentări:

A.1) **Reprezentarea consumatorilor prin impedanțe constante, $Z_c=ct$.** Valorile impedanțelor sunt constante în timp și independente de curenții care le străbat sau de tensiunile aplicate la bornele lor. Puterile și curenții absorbiți de consumatori sunt de forma:

$$P_c = \frac{U^2}{Z_c \cdot \cos\varphi} = K_1 \cdot U^2, \quad (2.1)$$

$$Q_c = \frac{U^2}{Z_c \cdot \sin \varphi} = K_2 \cdot U^2, \quad (2.2)$$

$$I_a = \frac{U}{c \cdot Z_c \cdot \cos \varphi} = K_3 \cdot U, \quad (2.3)$$

$$I_r = \frac{U}{c \cdot Z_c \cdot \sin \varphi} = K_4 \cdot U, \quad (2.4)$$

unde:

- I_a și I_r sunt componentele activă, respectiv reactivă ale curentului absorbit de consumatori;
- $c = 1$ pentru rețele monofazate, respectiv $c = \sqrt{3}$ în cazul circuitelor trifazate;
- $\varphi = \arctan(X_c/R_c)$.

Necunoscutele, care trebuie determinate în urma calculului de regim permanent fiind potențialele (tensiunile) din nodurile rețelei, rezultă o dependență neliniară între puteri și potențialele nodurilor care va conduce la realizarea unor modele matematice (sisteme de ecuații algebrice) neliniare de rețea. Calculul rețelelor în ipoteza impedanței constante conduce la rezultate optimiste față de cele reale;

A.2) Reprezentarea consumatorilor prin puteri active și reactive constant, $P_c = \text{ct.}$ și $Q_c = \text{ct.}$ Acestea sunt independente de tensiunea de alimentare și de curenții absorbiți. În acest caz se poate scrie că:

$$I_a = \frac{P_c}{c \cdot U \cdot \cos \varphi} = \frac{K_5}{U}, \quad (2.5)$$

$$I_r = \frac{Q_c}{c \cdot U \cdot \cos \varphi} = \frac{K_6}{U}, \quad (2.6)$$

unde $\varphi = \arctan(Q_c/P_c)$. Rezultă o dependență neliniară între puterile și potențialele nodurilor care va conduce la realizarea unor modele neliniare de rețea. Calculul rețelelor în ipoteza puterilor constante conduce la rezultate pesimiste față de cele reale;

A.3) Reprezentarea consumatorilor prin curenți activi și reactivi constanți, $I_a = \text{ct.}$ și $I_r = \text{ct.}$ Pentru acest caz există următoarele egalități:

$$P_c = c \cdot U \cdot I \cdot \cos \varphi = c \cdot U \cdot I_a = K_7 \cdot U, \quad (2.7)$$

$$Q_c = c \cdot U \cdot I \cdot \sin \varphi = c \cdot U \cdot I_r = K_8 \cdot U, \quad (2.8)$$

unde $\varphi = \arctan(I_r/I_a)$, rezultând o dependență liniară între puteri și potențialele nodurilor ceea ce va conduce la realizarea unor modele matematice liniare de rețea. Calculul rețelelor în ipoteza curentului constant conduce, în cazul rețelelor de distribuție, la rezultate apropiate de cele reale. Astfel, în calculul rețelelor de distribuție în regim normal de funcționare, se va utiliza această reprezentare a sarcinii.

Aceste ipoteze de reprezentare a caracteristicilor statice ale consumatorilor constituie situații ideale. În realitate caracteristicile statice de putere ale consumatorului $P_c=f(U)$ și $Q_c=f(U)$ sunt neliniare.

3) Reprezentarea sarcinilor complexe

În figura 2.2 este prezentată structura tip a unei sarcini urbane.

B.1) Caracteristici polinomiale

Aceste caracteristici se obțin ca sume ale unor sarcini reprezentate prin impedanță constantă (Z), curent constant (I) și putere constantă (P). Aceste modele poartă denumirea și de *modele ZIP* și care în mărimi raportate (relative) se pot scrie:

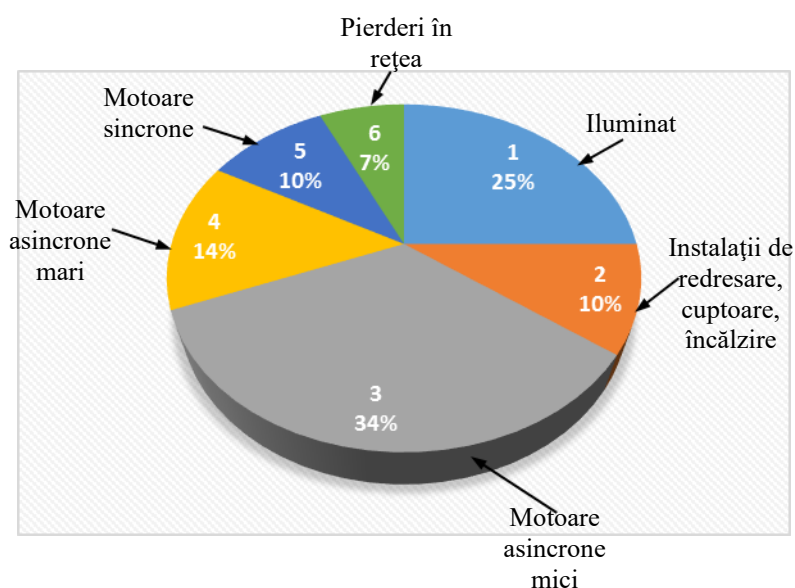


Fig.2.2. Structura tip a sarcinii complexe pentru un oraș cu dezvoltare medie

$$\frac{P(U)}{P_0} = a_0 \cdot \left(\frac{U}{U_0} \right)^2 + a_1 \cdot \left(\frac{U}{U_0} \right) + a_2, \quad (2.9)$$

$$\frac{Q(U)}{Q_0} = b_0 \cdot \left(\frac{U}{U_0} \right)^2 + b_1 \cdot \left(\frac{U}{U_0} \right) + b_2, \quad (2.10)$$

cu:

- P_0, Q_0, U_0 – mărimi electrice inițiale (de referință);
- $a_0, a_1, a_2, b_0, b_1, b_2$ coeficienți de ponderare, indicele 0 corespunzând reprezentării sarcinii prin impedanță constantă, 1 reprezentării prin curent constant iar 2 reprezentării sarcinii prin putere constantă.

De exemplu, un model de sarcină ZIP (Fig.2.3), pentru o structură a consumatorilor de forma:

- consumatori rezidențiali 57%;
- consumatori comerciali 23%;
- consumatori industrial 20%,

este descris prin relațiile:

$$\frac{P(U)}{P_0} = 0,13 \cdot \left(\frac{U}{U_0} \right)^2 + 0,65 \cdot \left(\frac{U}{U_0} \right) + 0,22, \quad (2.11)$$

și

$$\frac{Q(U)}{Q_0} = 2,68 \cdot \left(\frac{U}{U_0} \right)^2 - 2,27 \cdot \left(\frac{U}{U_0} \right) + 0,59. \quad (2.12)$$

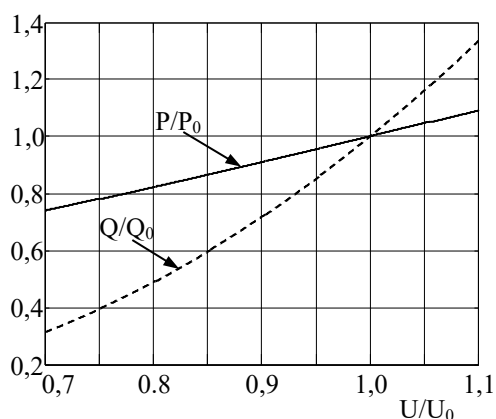


Fig.2.3. Reprezentarea grafică a sarcinii complexe descrisă prin relațiile (2.11) și (2.12).

Un alt exemplu poate fi un model de sarcină ZIP (Fig.2.4), pentru o structură a consumatorilor de forma:

- consumatori rezidențiali 40%;
- consumatori comerciali 51%;
- consumatori industrial 9%;

este descris prin relațiile:

$$\frac{P(U)}{P_0} = 0,08 \cdot \left(\frac{U}{U_0} \right)^2 + 0,76 \cdot \left(\frac{U}{U_0} \right) + 0,16 \quad (2.13)$$

și

$$\frac{Q(U)}{Q_0} = 3,68 \cdot \left(\frac{U}{U_0} \right)^2 - 3,70 \cdot \left(\frac{U}{U_0} \right) + 1,02. \quad (2.14)$$

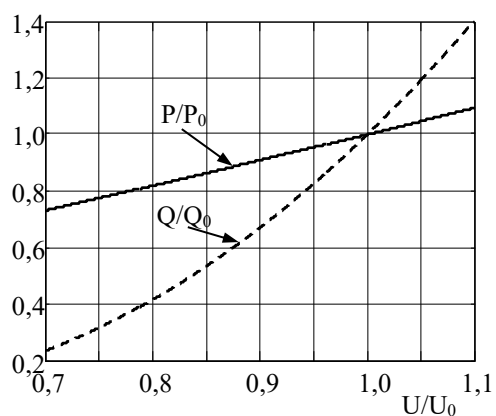


Fig.2.4. Reprezentarea grafică a sarcinii complexe descrisă prin relațiile (2.13) și (2.14).

B.2) Caracteristici exponențiale – sarcinile complexe pot fi modelate și prin caracteristici exponențiale așa cum este exemplificat în cele ce urmează:

$$\frac{P(U)}{P_0} = \left(\frac{U}{U_0} \right)^{\alpha_p}, \quad (2.15)$$

$$\frac{Q(U)}{Q_0} = \left(\frac{U}{U_0} \right)^{\beta_p}, \quad (2.16)$$

cu:

- α_p – exponentul tensiunii în relația puterii active în regim permanent;
- β_p – exponentul tensiunii în relația puterii reactive în regim permanent.

În figura 2.5 este prezentată grafic dependența sarcinii descrise prin relațiile (2.15) și (2.16) în funcție de tensiune.

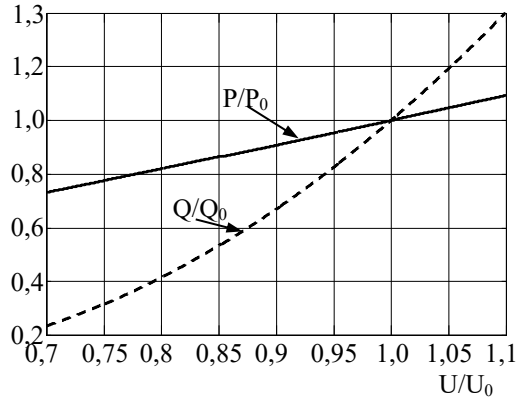


Fig.2.5. Reprezentarea grafică a sarcinii complexe descrisă prin relațiile (2.15) și (2.16).

2.3.2. Modele dinamice de sarcină

Modelele dinamice de sarcină exprimă caracteristicile variabile în timp ale sarcinii, fiind folosite de regulă pentru studiul regimurilor dinamice ale sistemului, cum ar fi oscilațiile interzonale, stabilitatea de tensiune sau stabilitatea pe termen lung.

Un model dinamic de sarcină poate fi descris prin ecuațiile diferențiale:

$$T_p \frac{\partial(P_d/P_0)}{\partial t} + \frac{P_d(U)}{P_0} = \frac{P_s(U)}{P_0} - \frac{P_t(U)}{P_0} = \left(\frac{U}{U_0}\right)^{\alpha_p} - \left(\frac{U}{U_0}\right)^{\alpha_t}, \quad (2.17)$$

$$T_q \frac{\partial(Q_d/Q_0)}{\partial t} + \frac{Q_d(U)}{Q_0} = \frac{Q_s(U)}{Q_0} - \frac{Q_t(U)}{Q_0} = \left(\frac{U}{U_0}\right)^{\beta_p} - \left(\frac{U}{U_0}\right)^{\beta_t}, \quad (2.18)$$

cu:

- P_d – puterea activă de restabilire;
- Q_d – puterea reactivă de restabilire;
- T_p – constanta de timp pentru puterea activă de restabilire;
- T_q – constanta de timp a puterii reactive de restabilire;
- P_t este puterea activă în regim tranzitoriu;
- Q_t reprezintă puterea activă în regim tranzitoriu;
- α_t – exponentul tensiunii în relația sarcinii active în regim tranzitoriu;
- β_t – exponentul tensiunii în relația sarcinii reactive în regim tranzitoriu.

În conformitate cu relațiile (2.17) și (2.18), răspunsul în cazul variației în treaptă a tensiunii, este descris de relațiile:

$$\frac{P_1(t)}{P_0} = \left[\left(\frac{U}{U_0}\right)^{\alpha_p} - \left(\frac{U}{U_0}\right)^{\alpha_t} \right] \left(1 - e^{-t/T_p}\right) + \left(\frac{U}{U_0}\right)^{\alpha_t}, \quad (2.19)$$

$$\frac{Q_1(t)}{Q_0} = \left[\left(\frac{U}{U_0}\right)^{\beta_p} - \left(\frac{U}{U_0}\right)^{\beta_t} \right] \left(1 - e^{-t/T_q}\right) + \left(\frac{U}{U_0}\right)^{\beta_t}. \quad (2.20)$$

În figura 2.6 se prezintă răspunsul sub forma variației puterii active și reactive în cazul unei modificări în treaptă a tensiunii. Reprezentările sunt făcute în mărimi raportate.

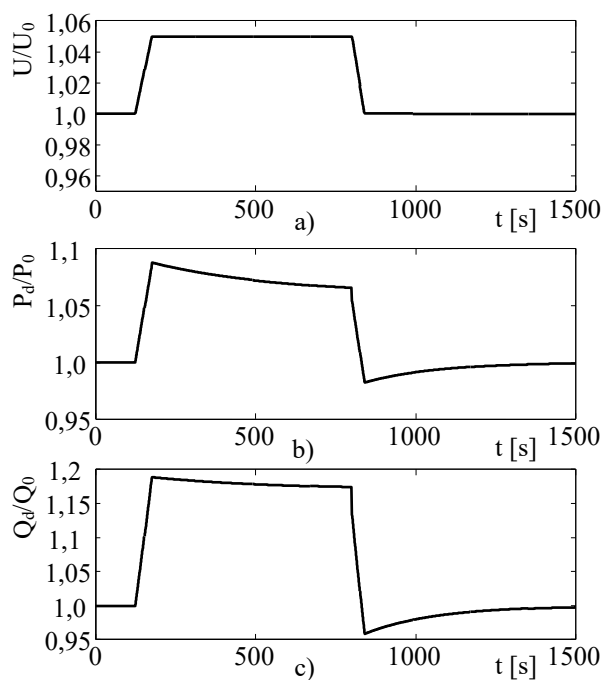


Fig.2.6. Evoluții în timp:

a) variația tensiunii; b) variația puterii active; c) variația puterii reactive.

În figura 2.7 se prezintă, în mărimi raportate, dependențele putere activă funcție de tensiune $P/P_0 = f_P(U/U_0)$, respectiv putere reactivă funcție de tensiune în cazul variației în timp a tensiunii ($Q/Q_0 = f_Q(U/U_0)$) conform reprezentărilor din figura 2.6.

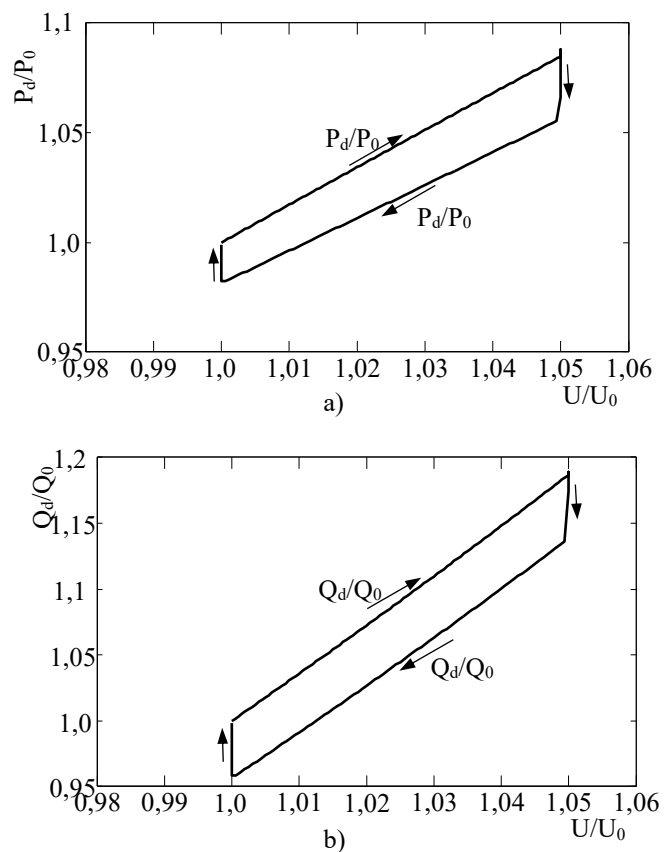


Fig.2.7. Evoluția puterilor în funcție de tensiune:

a) $P/P_0 = f_P(U/U_0)$; b) $Q/Q_0 = f_Q(U/U_0)$.

2.3.3. Modele simplificate de sarcină

Sarcinile electrice pot fi reprezentate:

- 4) prin admitanțe (impedanțe) - cu relația de legătură cu mărimile electrice putere complexă și tensiune (Fig.2.8, a):

$$\underline{Y}_s = \frac{\underline{S}_s^*}{U_s^2} = \frac{P_s - jQ_s}{U_s^2}; \quad (2.21)$$

- 5) injecție (sau absorbție) de putere, sau curent, într-un nod al rețelei la o anumită valoare a potențialului acestuia (Fig.2.8, b) cu relația de legătură:

$$\underline{I}_s = \frac{\underline{S}_s^*}{\underline{U}_s} = \frac{P_s - jQ_s}{U_s \cdot (\cos\theta_s - j\sin\theta_s)}. \quad (2.22)$$

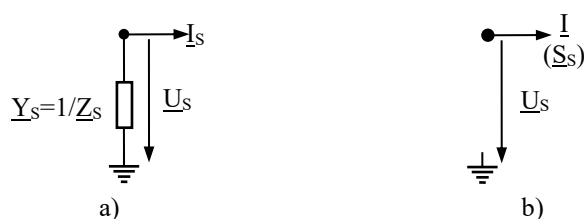


Fig.2.8. Scheme echivalente pentru sarcina electrică:

6) admitanță; b) injecție de curent (putere)..

BIBLIOGRAFIE

- [1]. Eremia M. ș.a., Electric Power Systems. Volume 1 Electric Networks, Editura Academiei Române, București, 2006, ISBN 973-27-1323-2
- [2]. Dobrivoje P. Stojanović, Lidija M. Korunović, J.V. Milanović, Dynamic load modelling based on measurements in medium voltage distribution network, Electric Power Systems Research 78 (2008) 228–238.

3. MODELAREA ELEMENTELOR UNUI SISTEM ELECTROENERGETIC

În studierea regimurilor de funcționare a unei rețele electrice trebuie construită schema electrică echivalentă. Aceasta rezultă din interconectarea (în concordanță cu legarea reală a elementelor fizice respective) schemelor echivalente ale elementelor de sistem. În consecință, trebuie cunoscute valorile parametrilor elementelor componente ale rețelei în condiții normale de funcționare, dar și în condiții de avarie [1].

Elementele de sistem avute în vedere se referă atât la producerea, transportul și distribuția energiei electrice cât și la utilizarea acesteia. Astfel, elementele SEE avute în vedere sunt reprezentate în principal de către: generatoarele sincrone, transformatoarele de putere, liniile electrice, bobinele de reactanță, baterii de condensatoare, motoare electrice și convertizoare statice de mare putere.

Calculul parametrilor elementelor rețelei presupune cunoașterea anumitor date constructive, sau rezultate din încercări experimentale, specifice fiecărui element.

Schemele echivalente ale elementelor instalațiilor de transport și distribuție conțin elemente pasive, în general neliniare, dispuse longitudinal sau transversal în schemă. Elementele longitudinale de circuit, de impedanță redusă, corespund impedanței liniilor și impedanței de scurtcircuit a transformatoarelor. Elementele transversale de circuit, de impedanță în general mare, corespund impedanței transversale a liniilor și impedanței de magnetizare a transformatoarelor.

Liniile electrice se simetrizează prin transpunerea fazelor, iar generatoarele și transformatoarele se aduc la o formă cât mai simetrică prin construcția corespunzătoare a miezului. Astfel, deși condiția de construcție simetrică nu este îndeplinită în totalitate, ea este practic asigurată prin măsurile ce se adoptă și elementele trifazate de rețea se consideră de construcție simetrică. *Existența unei construcții simetrice trifazate a elementelor rețelelor electrice, permite analiza regimurilor de funcționare pe scheme monofazate, utilizând metoda componentelor simetrice.*

Trebuie menționat că deși valoarea parametrilor acestor instalații se modifică odată cu modificarea tensiunii și curentului la bornele lor, având în vedere că prin proiectare și execuție se prevede funcționarea în domeniul liniar, iar pe de altă parte, în regimurile normale, tensiunea și curentul se modifică în limite reduse, modificarea parametrilor amintiți este neînsemnată. De aceea, de cele mai multe ori, în calcule *pentru elementele de sistem se admite o reprezentare simplificată cu parametri constanți.*

O altă particularitate a elementelor de rețea este faptul că impedanțele din schema echivalentă *se caracterizează în majoritatea cazurilor printr-un raport R/X subunitar*, datorită faptului că prin proiectare se caută reducerea pierderilor de putere (micșorarea lui R), în timp ce asupra câmpurilor electrice și magnetice nu se poate acționa în mod esențial.

3.1. METODA COMPONENTELOR SIMETRICE

Calculul regimurilor nesimetrice de funcționare a instalațiilor de transport și distribuție se face utilizând metoda componentelor simetrice, propusă de către Fortescue (1918). Conform acestei metode, orice sistem nesimetric de fazori (curenți sau tensiuni) se poate descompune, în mod unic, în trei sisteme trifazate simetrice independente:

➤ un sistem de secvență (succesiune) pozitivă (sau directă), notat cu „+” (Fig.3.1, a). Este format dintr-un sistem de trei fazori egali în mărime, defazați la 120° în sensul negativ trigonometric (sensul orar);

- un sistem de secvență (succesiune) negativă (sau inversă), notat cu „-” (Fig.3.1, b). Este format dintr-un sistem de trei faze egali în mărime, defazați la 120° în sensul pozitiv trigonometric (sensul antiorar);
- un sistem de secvență (succesiune) zero (sau homopolară), notat cu „0” (Fig.3.1, c). Este format dintr-un sistem de trei faze egali în mărime și în fază.

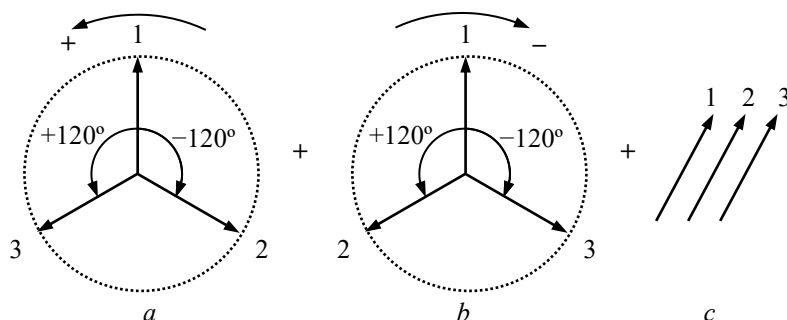


Fig.3.1. Sistemul de componente simetrice:

7) *a) sistemul de secvență pozitivă; b) sistemul de secvență negativă; c) sistemul de secvență zero.*

Descompunerea în componente simetrice trebuie înțeleasă în sensul că un fazor oarecare $\underline{V}_k$ al sistemului nesimetric reprezintă permanent suma fazorilor de indice k ai sistemelor simetrice componente, adică:

$$\begin{aligned}\underline{V}_1 &= \underline{V}_1^0 + \underline{V}_1^+ + \underline{V}_1^-; \\ \underline{V}_2 &= \underline{V}_2^0 + \underline{V}_2^+ + \underline{V}_2^-; \\ \underline{V}_3 &= \underline{V}_3^0 + \underline{V}_3^+ + \underline{V}_3^-.\end{aligned}\quad (3.1)$$

Pentru studiul sistemelor trifazate folosind componentele simetrice de secvență pozitivă, negativă și zero, este convenabil să se introducă operatorul de rotație

$$a = e^{j120^\circ} = -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2}; \quad |a| = 1, \quad (3.2)$$

care are proprietatea că multiplicarea cu un fazor este echivalentă cu rotirea acestuia cu 120° în sensul trigonometric, fără a-i modifica modulul. Acest operator satisface relațiile:

$$a^3 = 1; a^4 = a; 1 + a + a^2 = 0. \quad (3.3)$$

Se consideră în fiecare sistem simetric fazorii de indice 1 ca origine de fază. Fazorii de indice 2 și 3 din sistemele simetrice pot fi exprimați în funcție de fazorii origine de fază cu ajutorul operatorului de rotație, astfel:

- pentru sistemul de secvență pozitivă:

$$\underline{V}_1^+ = \underline{V}^+; \quad \underline{V}_2^+ = a^2 \underline{V}^+; \quad \underline{V}_3^+ = a \underline{V}^+; \quad (3.4)$$

- pentru sistemul de secvență negativă:

$$\underline{V}_1^- = \underline{V}^-; \quad \underline{V}_2^- = a \underline{V}^-; \quad \underline{V}_3^- = a^2 \underline{V}^-; \quad (3.5)$$

- pentru sistemul de secvență zero:

$$\underline{V}_1^0 = \underline{V}_2^0 = \underline{V}_3^0 = \underline{V}^0. \quad (3.6)$$

Înlocuind expresiile fazorilor sistemelor simetrice (3.4, 3.5 și 3.6) în relația (3.1) se obține sistemul de ecuații:

$$\begin{aligned}\underline{V}_1 &= \underline{V}^0 + \underline{V}^+ + \underline{V}^-; \\ \underline{V}_2 &= \underline{V}^0 + a^2 \underline{V}^+ + a \underline{V}^-; \\ \underline{V}_3 &= \underline{V}^0 + a \underline{V}^+ + a^2 \underline{V}^-\end{aligned}\quad (3.7)$$

sau în formă matricială

$$[\underline{V}] = [\underline{T}][\underline{V}]_s, \quad (3.8)$$

unde:

- $[\underline{V}]$ este matricea coloană a mărimilor sistemului trifazat nesimetric;
- $[\underline{V}]_s$ - matricea coloană a componentelor simetrice;
- $[\underline{T}]$ - matricea de transformare corespunzătoare (matricea Fortescue).

$$[\underline{V}] = \begin{bmatrix} \underline{V}_1 \\ \underline{V}_2 \\ \underline{V}_3 \end{bmatrix}; \quad [\underline{V}]_s = \begin{bmatrix} \underline{V}^0 \\ \underline{V}^+ \\ \underline{V}^- \end{bmatrix}; \quad [\underline{T}] = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix}. \quad (3.9)$$

Rezolvând sistemul de ecuații (3.7), în raport cu componentele simetrice ($\underline{V}^0, \underline{V}^+, \underline{V}^-$), se obțin expresiile acestor componente în funcție de mărimile sistemului trifazat nesimetric ($\underline{V}_1, \underline{V}_2, \underline{V}_3$):

$$\begin{aligned} \underline{V}^0 &= \frac{1}{3}(\underline{V}_1 + \underline{V}_2 + \underline{V}_3); \\ \underline{V}^+ &= \frac{1}{3}(\underline{V}_1 + a\underline{V}_2 + a^2\underline{V}_3); \\ \underline{V}^- &= \frac{1}{3}(\underline{V}_1 + a^2\underline{V}_2 + a\underline{V}_3) \end{aligned} \quad (3.10)$$

sau în formă matricială

$$[\underline{V}]_s = [\underline{T}]^{-1}[\underline{V}], \quad (3.11)$$

în care, matricea inversă este:

$$[\underline{T}]^{-1} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix}. \quad (3.12)$$

Aplicarea metodei componentelor simetrice la analiza regimurilor nesimetrice necesită introducerea conceptului de *rețele de secvențe*. Datorită simetriei elementelor rețelei, prin aplicarea metodei componentelor simetrice se obțin trei rețele de secvență independente, necuplate inductiv între ele. În consecință, *calculul regimurilor nesimetrice de funcționare se reduce la o singură fază dar pentru fiecare din cele trei rețele de secvență*.

Într-o rețea de o anumită secvență (pozitivă, negativă sau zero) sunt prezente numai tensiuni și curenți de secvența respectivă. Schema echivalentă a unei rețele de secvență cuprinde impedanțele de aceeași secvență ale tuturor elementelor rețelei, parcurse de curenți de aceeași secvență.

Pentru a determina parametrii de secvență ai elementelor de rețea, în funcție de expresiile acestora în componente de fază, se consideră un element trifazat de rețea de formă generală ca în figura 3.2 și pentru care relațiile dintre tensiunile și curenții sistemului trifazat (nesimetric) sunt de forma:

$$\begin{aligned} \underline{U}_{1f} &= \underline{Z}_{11}\underline{I}_1 + \underline{Z}_{12}\underline{I}_2 + \underline{Z}_{13}\underline{I}_3; \\ \underline{U}_{2f} &= \underline{Z}_{21}\underline{I}_1 + \underline{Z}_{22}\underline{I}_2 + \underline{Z}_{23}\underline{I}_3; \\ \underline{U}_{3f} &= \underline{Z}_{31}\underline{I}_1 + \underline{Z}_{32}\underline{I}_2 + \underline{Z}_{33}\underline{I}_3. \end{aligned} \quad (3.13)$$

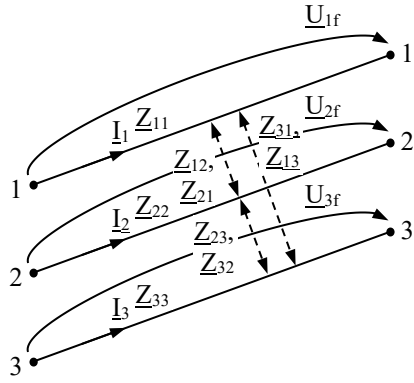


Fig.3.2. Element trifazat de rețea – reprezentare generală [1].

Elementele sistemului (rețea, generatoare, consumatori) au o simetrie ciclică, caracterizată prin egalitatea tuturor impedanțelor proprii ($\underline{Z}$), a tuturor impedanțelor mutuale în sens pozitiv ($\underline{Z}'$) și a tuturor impedanțelor mutuale în sens negativ ($\underline{Z}''$), deci:

$$\begin{aligned}\underline{Z}_{11} &= \underline{Z}_{22} = \underline{Z}_{33} = \underline{Z}; \\ \underline{Z}_{12} &= \underline{Z}_{23} = \underline{Z}_{31} = \underline{Z}'; \\ \underline{Z}_{21} &= \underline{Z}_{32} = \underline{Z}_{13} = \underline{Z}''.\end{aligned}\quad (3.14)$$

Cu aceste relații, sistemul (3.13) devine:

$$\begin{aligned}\underline{U}_{1f} &= \underline{Z}\underline{I}_1 + \underline{Z}'\underline{I}_2 + \underline{Z}''\underline{I}_3; \\ \underline{U}_{2f} &= \underline{Z}''\underline{I}_1 + \underline{Z}\underline{I}_2 + \underline{Z}'\underline{I}_3; \\ \underline{U}_{3f} &= \underline{Z}'\underline{I}_1 + \underline{Z}''\underline{I}_2 + \underline{Z}\underline{I}_3.\end{aligned}\quad (3.15)$$

Componenta de secvență pozitivă a tensiunilor de fază este:

$$\begin{aligned}\underline{U}^+ &= \frac{1}{3}(\underline{U}_{1f} + a\underline{U}_{2f} + a^2\underline{U}_{3f}) = \\ &= \frac{1}{3}[(\underline{Z}\underline{I}_1 + \underline{Z}'\underline{I}_2 + \underline{Z}''\underline{I}_3) + a(\underline{Z}''\underline{I}_1 + \underline{Z}\underline{I}_2 + \underline{Z}'\underline{I}_3) + a^2(\underline{Z}'\underline{I}_1 + \underline{Z}''\underline{I}_2 + \underline{Z}\underline{I}_3)] = \underline{Z}^+ \cdot \underline{I}^+\end{aligned}\quad (3.16)$$

în care:

$$\underline{I}^+ = \frac{1}{3}(\underline{I}_1 + a\underline{I}_2 + a^2\underline{I}_3) \quad (3.17)$$

este componenta de secvență pozitivă a curentului, iar

$$\underline{Z}^+ = \underline{Z} + a^2\underline{Z}' + a\underline{Z}'' \quad (3.18)$$

reprezintă impedanța de secvență pozitivă a elementului respectiv.

Componenta de secvență negativă a tensiunilor de fază este:

$$\begin{aligned}\underline{U}^- &= \frac{1}{3}(\underline{U}_{1f} + a^2\underline{U}_{2f} + a\underline{U}_{3f}) = \\ &= \frac{1}{3}[(\underline{Z}\underline{I}_1 + \underline{Z}'\underline{I}_2 + \underline{Z}''\underline{I}_3) + a^2(\underline{Z}''\underline{I}_1 + \underline{Z}\underline{I}_2 + \underline{Z}'\underline{I}_3) + a(\underline{Z}'\underline{I}_1 + \underline{Z}''\underline{I}_2 + \underline{Z}\underline{I}_3)] = \underline{Z}^- \cdot \underline{I}^-\end{aligned}\quad (3.19)$$

unde:

$$\underline{I}^- = \frac{1}{3}(\underline{I}_1 + a^2\underline{I}_2 + a\underline{I}_3) \quad (3.20)$$

este componenta de secvență negativă a curentului, iar

$$\underline{Z}^- = \underline{Z} + a\underline{Z}' + a^2\underline{Z}'' \quad (3.21)$$

reprezintă impedanța de secvență negativă a elementului respectiv.

Componenta de secvență zero a tensiunilor de fază este:

$$\underline{U}^0 = \frac{1}{3}(\underline{U}_{1f} + \underline{U}_{2f} + \underline{U}_{3f}) = \frac{1}{3}[(\underline{Z}I_1 + \underline{Z}'I_2 + \underline{Z}''I_3) + (\underline{Z}''I_1 + \underline{Z}I_2 + \underline{Z}'I_3) + (\underline{Z}'I_1 + \underline{Z}''I_2 + \underline{Z}I_3)] = \underline{Z}^0 \cdot \underline{I}^0, \quad (3.22)$$

în care:

$$\underline{I}^0 = \frac{1}{3}(\underline{I}_1 + \underline{I}_2 + \underline{I}_3) \quad (3.23)$$

este componenta de secvență zero a curentului, iar

$$\underline{Z}^0 = \underline{Z} + \underline{Z}' + \underline{Z}'' \quad (3.24)$$

reprezintă impedanța de secvență zero a elementului respectiv.

Din relațiile (3.16), (3.19) și (3.22) se observă că:

- tensiunile de secvență sunt dependente numai de curenții de aceeași secvență, deci schemele de secvență sunt independente între ele chiar dacă fazele rețelei trifazate sunt cuplate între ele. Toate aceste relații se referă la faza 1; fenomenele nesimetrice se vor studia doar pentru faza 1, dar pentru trei rețele de secvență independente, în loc de trei faze cuplate între ele;
- elementele instalațiilor de transport și distribuție fiind elemente pasive (nu există un sens preferențial de rotație) prezintă o simetrie totală, caracterizată prin egalitatea tuturor impedanțelor proprii ($\underline{Z}$) și egalitatea tuturor impedanțelor mutuale, indiferent de sensul de parcurgere a fazelor ($\underline{Z}' = \underline{Z}''$). În acest caz impedanțele de secvență devin:

$$\underline{Z}^+ = \underline{Z}^- = \underline{Z} - \underline{Z}'; \quad \underline{Z}^0 = \underline{Z} + 2\underline{Z}'; \quad (3.25)$$

- diferența care apare între impedanțele de secvență se datorează existenței impedanțelor mutuale;
- în regimurile normale simetrice, care sunt cele mai frecvente, componentele de secvență negativă și zero ale tensiunii și curentului fiind nule, rezultă $\underline{U}_{1f} = \underline{U}^+$ și $\underline{I}_1 = \underline{I}^+$, deci între mărimile de fază se stabilește următoarea legătură:

$$\underline{U}_{1f} = \underline{Z}^+ \underline{I}_1, \quad (3.26)$$

deci în regim normal de funcționare elementele rețelei intervin chiar prin impedanța de secvență pozitivă, care din acest motiv se numește impedanță de exploatare. În concluzie, regimul normal (simetric) se poate urmări pe o singură fază, utilizând pentru impedanțe valoarea lor de secvență pozitivă.

3.2. SCHEMELE ECHIVALENTE ȘI PARAMETRII GENERATORULUI SINCRON

Generatorul sincron este un element activ al sistemului electric care posedă tensiuni electromotoare proprii. Tensiunile electromotoare proprii sunt trifazate și simetrice, considerate de secvență directă. Tensiunile electromotoare active de succesiune inversă și homopolară lipsesc.

Ca variante constructive se cunosc generatoarele sincrone cu poli înecați (întrefier cvasi-constant), respectiv cu poli aparenti (întrefier variabil) așa cum se prezintă în figura 3.3.

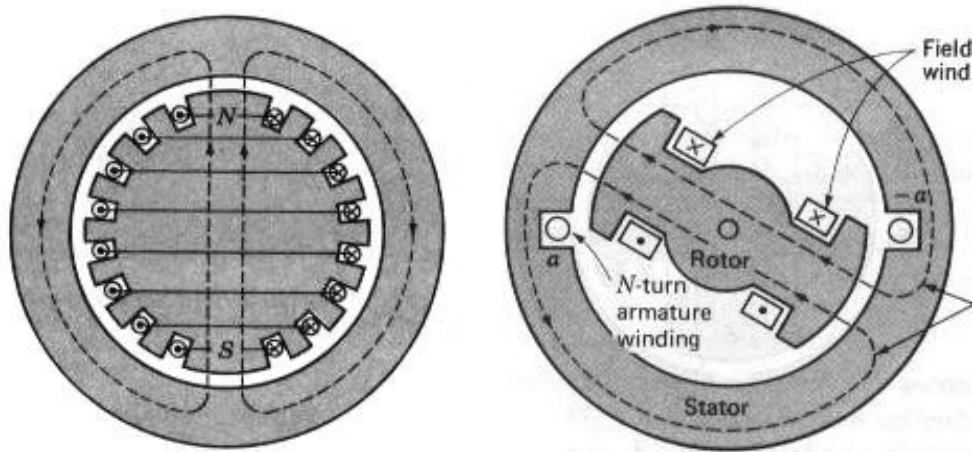


Fig.3.3 Generator sincron:

8) *a) cu poli înecați; b) cu poli aparenti.*

În calculul rețelelor electrice generatorul se ia în considerare prin schema echivalentă a statorului (îndusului), care este conectat la rețea și alimentat de tensiunea sa electromotoare. Deoarece rezistența generatorului este cu mult mai mică decât reactanța sa, mai ales în cazul generatoarelor de putere mare, practic ea se poate neglija.

În cazul generatoarelor sincrone reactanțele precum și tensiunile electromotoare depind de regimul care se studiază: permanent sau tranzitoriu [2].

În regim permanent de funcționare, curentul de excitație i_e (I_e) produce fluxul magnetic Φ_0 care înlănțuie înfășurarea statorică inducând t.e.m ideală e_0 (E_0) [2].

Fluxul util rezultat este:

$$\Phi = \Phi_0 - \Phi_a - \Phi_\sigma, \quad (3.27)$$

unde:

- Φ_a este fluxul de reacție longitudinală a statorului (produs de curentul statoric), care are o acțiune demagnetizantă asupra generatorului și căruia îi corespunde reactanța statorică X_a ;
- Φ_σ este fluxul de scăpări, produs de curentul statoric și care înlănțuie numai înfășurarea statorică și căruia îi corespunde reactanța de scăpări X_σ .

Tensiunea pe fază la bornele generatorului rezultantă este dată de relația:

$$\underline{U}_f = \underline{E}_0 - \underline{E}_\sigma - \underline{E}_a. \quad (3.28)$$

În această situație tensiunea pe fază la bornele generatorului este (Fig.3.4):

$$\underline{U}_f = \underline{E}_0 - jX_\sigma \underline{I} - jX_a \underline{I} = \underline{E}_0 - j(X_\sigma + jX_a) \underline{I} = \underline{E}_0 - jX \underline{I}. \quad (3.29)$$

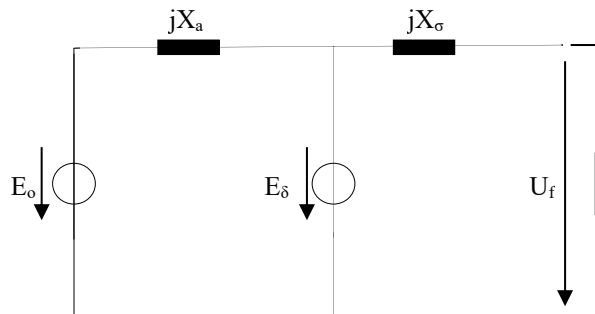


Fig.3.4. Schema echivalentă a generatorului sincron.

3.2.1. Parametrii de secvență pozitivă

3.2.1.1. Reactanța sincronă

Corespunde funcționării sincrone a generatorului și reprezintă suma reactanței de dispersie (scăpări) și de reacție a statorului:

$$X^+ = X^- = X = X_\sigma + X_a. \quad (3.30)$$

Generatorul la mers în gol, excitat cu un curent care asigură tensiunea nominală la borne, se comportă ca un transformator la mers în gol, iar curentul pe care-l preia se aseamănă cu curentul de magnetizare al transformatorului. În cazul generatorului sincron acest curent se numește curent de scurtcircuit la mersul în gol, I_{k0} .

Raportul de scurtcircuit de mers în gol reprezintă raportul dintre curentul de scurtcircuit la borne (I_{k0}), când curentul de excitație este egal cu curentul de excitație ce asigură tensiunea nominală la borne la mersul în gol, și curentul nominal (I_n) [2]:

$$K_{sc} = \frac{I_{k0}}{I_n}, \quad (3.31)$$

având valorile pentru turbogeneratoare [2]:

$$K_{sc} = 0,5 - 0,6, \quad (3.32)$$

iar la hidrogeneratoare

$$K_{sc} = 0,7 - 2,0. \quad (3.33)$$

Valoarea raportului de scurtcircuit este o mărime caracteristică a generatorului cu ajutorul căruia se poate determina reactanța sincronă a generatorului în mărimi raportate:

$$x = \frac{1}{K_{sc}} = \frac{I_n}{I_{k0}} \quad (3.34)$$

Reactanța sincronă după axa longitudinală a mașinii se notează cu X_d iar cea după axa transversală cu X_q . Deoarece reluctanța magnetică în direcția axei longitudinale este mai mică decât cea din direcția axei transversale, rezultă că [2]:

$$X_d > X_q. \quad (3.35)$$

3.2.1.2. Reactanțe tranzitorii

La variații bruște ale curentului, în statorul mașinii apare un flux de reacție, căruia i se opune curentul de amortizare, care apare în înfășurarea de excitație. Datorită fluxului de reacție, fluxul rezultat este mai mic decât în regim staționar și ca urmare reactanța generatorului devine mai mică. Aceasta reactanță se numește reactanța tranzitorie și se notează cu X' .

La turbogeneratoare $X_d' = X_q'$ deoarece înfășurarea de excitație are o acțiune puternică de opoziție față de fluxul produs de reacția indusului atât în direcția axei longitudinale cât și în direcția axei transversale.

3.2.1.3. Reactanțe supratranzitorii

La generatoarele sincrone cu înfășurare de amortizare, fluxul creat de curentul de șoc nu poate pătrunde în rotor din cauza reacției puternice a acestei înfășurări. Din aceasta cauză reactanța generatorului devine mai mică decât în cazul regimului tranzitoriu și se numește reactanța supratranzitorie X'' (subtranzitorie, în literatura Engleză) [2].

La turbogeneratoare înfășurarea de amortizare este distribuită uniform pe circumferința rotorului și din această cauză:

$$X_d'' = X_q''. \quad (3.36)$$

La generatoarele cu poli aparenti este valabilă inegalitatea:

$$X_d'' < X_q'', \quad (3.37)$$

deoarece înfășurarea de amortizare are o acțiune mai mică în direcția axei transversale

Producătorii de generatoare precizează valorile nominale ale generatoarelor:

- puterea nominală S_n [MVA];
- tensiunea de linie nominală U_n [kV];
- curentul nominal I_n [kA];
- factorul de putere $\cos\varphi_n$;
- valorile rezistenței satorice R_G [Ω];
- valorile reactanțelor sincrone de secvență pozitivă (x_d , x_q), negativă (x^-), zero (x^0), și reactanțele supratranzitorii (x_d'') și tranzitorii (x_d') în unități relative [u.r.] sau procentuale [%].

Astfel, reactanțele se calculează în funcție de parametrii nominali ai generatorului cu relații de forma:

$$X = x_{u.r.} \frac{U_n}{\sqrt{3}I_n} = x_{u.r.} \frac{U_n^2}{\sqrt{3}I_n \cdot U_n} = x_{u.r.} \frac{U_n^2}{S_n} = \frac{x_{\%}}{100} \frac{U_n^2}{S_n} [\Omega]. \quad (3.38)$$

Rezistența statică a generatorului se poate calcula cu suficientă aproximație cu:

- pentru puteri ≥ 100 MVA:

$$R_G = 0,05 X_d''; \quad (3.39)$$

- pentru puteri < 100 MVA:

$$R_G = 0,07 X_d''; \quad (3.40)$$

- pentru generatoarele de joasă tensiune:

$$R_G = 0,15 X_d''. \quad (3.41)$$

3.2.2. Parametrii de secvență negativă

În timpul funcționării nesimetrice a generatorului sincron, componenta de secvență inversă a curentului provoacă un câmp invers care se rotește față de rotor cu o viteză dublă. Acest câmp induce în înfășurările rotorice curenți cu o frecvență dublă (100 Hz), din care cauză acțiunea înfășurării rotorice devine mult mai puternică și micșorează pătrunderea în rotor a fluxului invers. Astfel, apare o situație identică cu aceea din primul moment al șocului de sarcină. De aici rezultă că reactanța de secvență negativă este aproximativ de același ordin de mărime ca reactanța supratranzitorie/subtranzitorie.

Pentru turbogeneratoare se poate scrie:

$$X^- \cong (1 \rightarrow 1,2) X_d'', \quad (3.42)$$

iar pentru generatoarele cu poli aparenti, cu înfășurare de amortizare, reactanța de secvență negativă (inversă) este:

$$X^- = \frac{X_d'' + X_q''}{2}. \quad (3.43)$$

În cazul generatoarelor cu poli aparenti, fără înfășurare de amortizare, valoarea reactanței de secvență negativă este:

$$X^- = \frac{X_d' + X_q'}{2}. \quad (3.44)$$

3.2.3. Parametrii de secvență zero

Pentru ca generatorul sincron să poată prezenta o reactanță de secvență zero finită este necesar ca el să aibă neutrul legat la pământ. Această situație există numai la generatoarele de joasă tensiune.

În plus trebuie să se țină seama de următoarele considerente:

- generatoarele sincrone sunt cuplate la rețea de obicei prin intermediul transformatoarelor cu o înfășurare în triunghi, ceea ce împiedică să se transmită din rețea un sistem de secvență homopolară;
- în cazul în care apare în generator secvența homopolară, în generator nu circula curenți de secvență homopolară deoarece nulul generatorului este legat la pământ printr-o rezistență ohmică mare;
- curenții de secvență homopolară produc fluxuri de secvență homopolară care se închid în aer. Deci reactanța homopolară este o reactanță de dispersie de valoare mică:

$$X^0 = (0,15 \rightarrow 0,6)X'' \quad (3.45)$$

În tabelul 3.1 sunt prezentați parametrii câtorva generatoare fabricate în România.

Tabelul 3.1 Parametrii generatoarelor [3]

Tip 1	S _N [MVA]	U _N [kV]	I _N [kA]	cos φ	Rezistența înfășurării la 15 ⁰ C (20 ⁰ C) [10 ⁻³ Ω]		Reactanțele în unități relative					
					Stator	Rotor	x _d ''	x _d '	x _d	x _q	x''	x ⁰
1. Turbogeneratoare fabricate în ROMÂNIA												
A 1300/900	3,75	6,3	0,343	0,8	33,3	345	0,123	0,169	0,689	0,689	0,151	0,0294
A1300/1050	5,0	6,3	0,459	0,8	26,4	370	0,126	0,19	1,771	1,771	0,154	0,0695
A1500/1400	9,0	6,3	0,825	0,8	11,6	341	0,142	0,2	1,877	1,877	0,173	0,0802
TA-12-2	15,0	6,3	1,375	0,8	4,82		0,115	0,175	1,82	1,82	0,14	0,055
TH-60-2	75,0	10,5	4,125	0,8		99,5	0,176	0,309	1,675	1,675		
THA-160-2	187,5	15,75	6,9	0,8			0,212	0,319	2,067	2,067		
THA-330-2	388	24,0	9,34	0,85			0,269	0,364	2,15	2,15		0,116
0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
2. Hidrogeneratoare fabricate în ROMÂNIA												
HVS 260/35-10	3,8	6,3		0,9			0,21	0,215	1,12			
HVS 424/55-44	4,3	6,3		0,9			0,22	0,31	1,02			
HVS 426/66-36	6,4	6,3		0,9			0,21	0,26	0,81			

În concluzie pentru generatorul sincron se pot utiliza schemele echivalente din figura 3.5.

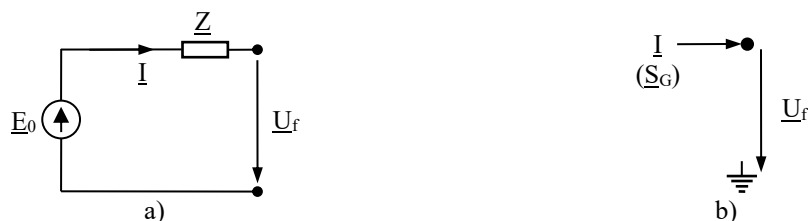


Fig.3.5. Scheme echivalente pentru generatorul sincron:

9) sursă de tensiune; b) injecție de curent sau de putere.

Schema echivalentă din figura 3.5, a se utilizează în calculele de scurtcircuit, în timp ce schema echivalentă din figura 3.5, c se va utiliza în calculele de regim permanent.

3.3. PARAMETRII LINIILOR ELECTRICE AERIENE (LEA)

Pentru calculul parametrilor longitudinali, linia aeriană trifazată poate fi reprezentată prin trei circuite monofazate conductor-pământ paralele, calea de întoarcere prin pământ a fiecărui circuit fiind echivalentă cu un conductor de întoarcere plasat adânc în sol. Fiecare buclă

conductor-pământ din sistemul trifazat se caracterizează printr-o impedanță proprie și o impedanță mutuală față de buclele vecine. Dacă prin linia trifazată circulă un sistem simetric și echilibrat de curenți, suma curenților prin cele trei conductoare de întoarcere fictive este nulă și, în consecință, acestea nu influențează valoarea parametrilor liniei. În cazul curenților de secvență zero, care se închid prin pământ, buclele monofazate conductor-pământ asigură calea de închidere a acestora. În regim de secvență zero, calea de întoarcere prin pământ influențează valoarea parametrilor.

Schemele electrice echivalente ale LEA sunt determinate de tipul constructiv al liniei, lungimea liniei, tensiunea și geometria stâlpului pe care conductoarele sunt montate. Schema electrică echivalentă a LEA. Se poate reprezenta printr-un circuit echivalent cu parametri concentrați sau distribuiți.

În funcție de lungimea liniei, LEA se clasifică în:

- **linii scurte**, până la 80 km – a aceste linii, parametri transversali se neglijează (Fig.3.6, a). În acest caz, linia este reprezentată prin impedanța longitudinală;
- **linii de lungime medie**, cu lungimea până la 240 km – la aceste linii electrice, prezența curenților capacitivi (transversali) ai liniei trebuie luată în considerare pentru o mai corectă reprezentare a schemei echivalente a liniei electrice. Prezența curenților transversali este dată de admitanța liniei, care este un parametru concentrat la capetele schemei echivalente în Π (Fig.3.6, b);
- **linii lungi**, cu lungimea peste 240 km – la aceste linii, schema electrică nu se mai poate reprezenta cu parametri concentrați la capete. Schema devine cu parametri uniform distribuiți, și se folosesc constantele A, B, C și D cu care se poate construi o schemă echivalentă în Π .

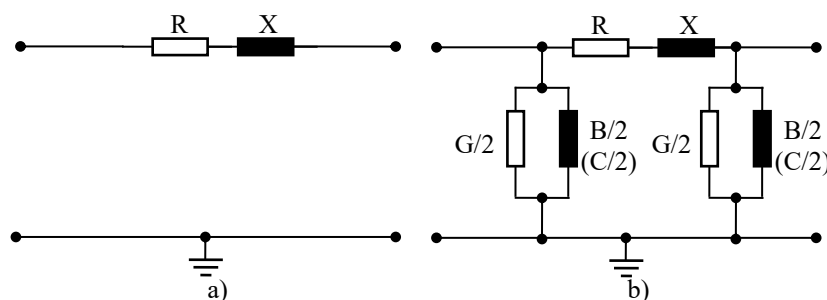


Fig.3.6. Scheme monofazate a LEA:

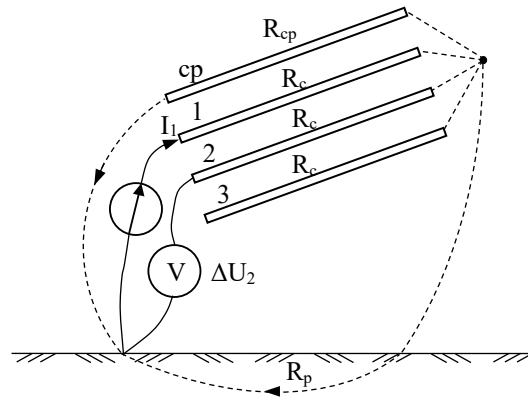
10) pentru linii scurte; b) pentru linii de lungime medie și lungă.

3.3.1. Rezistența LEA

Rezistența reprezintă elementul activ longitudinal din schema echivalentă și corespunde pierderilor de putere activă longitudinală din linia reală.

Pentru determinarea rezistențelor în sistemul mărimilor de fază se imaginează o probă de mers în gol pe două faze, cu conductoarele active ale liniei scurtcircuitate la capătul opus și legate la pământ (Fig.3.6), iar conductorul de protecție legat la pământ la ambele capete.

Se alimentează faza 1 și se măsoară căderile de tensiune pe fazele 1 și 2. Fie $\Delta U_{1\text{activă}}$ și $\Delta U_{2\text{activă}}$ componentele active ale acestor tensiuni. Se pot scrie relațiile:

Fig.3.7. Determinarea rezistențelor R și R' la o LEA [1].

$$R_{11} = \frac{\Delta U_{1\text{activa}}}{I_1} \Big|_{I_2 = I_3 = 0} = R = R_c + \frac{R_p \cdot R_{cp}}{R_p + R_{cp}}; \quad (3.46)$$

$$R_{21} = \frac{\Delta U_{2\text{activa}}}{I_1} \Big|_{I_2 = I_3 = 0} = R' = \frac{R_p \cdot R_{cp}}{R_p + R_{cp}}, \quad (3.47)$$

în care:

- R_c este rezistența conductorului activ pe fază;
- R_{cp} – rezistența conductorului de protecție;
- R_p – rezistența căii de întoarcere prin pământ.

În lipsa conductorului de protecție ($R_{cp} \rightarrow \infty$), rezistențele proprii și mutuală de fază au expresiile:

$$R = R_c + R_p; \quad R' = R_p. \quad (3.48)$$

Rezistențele de secvență pozitivă/negativă, indiferent dacă există sau nu conductor de protecție, au expresiile (3.25):

$$R^+ = R^- = R - R' = R_c. \quad (3.49)$$

Dacă LEA este prevăzută cu conductor de protecție atunci rezistența de secvență zero, conform relațiilor (3.25) și (3.47), este:

$$R^0 = R + 2R' = R_c + 3 \frac{R_p \cdot R_{cp}}{R_p + R_{cp}}. \quad (3.50)$$

Dacă LEA nu este prevăzută cu conductor de protecție ($R_{cp} \rightarrow \infty$), rezistența de secvență zero se reduce la:

$$R^0 = R_c + 3R_p. \quad (3.51)$$

3.3.1.1. Rezistența conductoarelor LEA

În curent continuu, rezistența unui conductor se calculează cu relația:

$$R_{cc} = \rho \frac{l}{S} \quad [\Omega], \quad (3.52)$$

în care:

- ρ este rezistivitatea electrică a materialului conductor, în $\Omega\text{mm}^2/\text{m}$;
- l – lungimea conductorului, în m;
- S – secțiunea conductorului, în mm^2 .

La determinarea rezistenței conductoarelor liniilor electrice trebuie să se țină seama de următoarele:

- în cazul conductoarelor funie, din cauza răsucirii, lungimea firelor componente ale funiei este cu $(2 \div 4) \%$ mai mare decât lungimea conductorului. În acest caz, pentru lungimea

conductorului, se consideră $(1,01 \div 1,02)$ l:

$$R_{cc} = (1,01 \div 1,02) \rho \frac{1}{S} \quad [\Omega]; \quad (3.53)$$

➤ în calcule se folosesc secțiunile standardizate, secțiunile reale (efective), care se calculează prin înmulțirea numărului de fire cu secțiunea unui fir, fiind de obicei mai mici. Abaterile ($2 \div 3$ %) sunt însă admise de prescripții;

➤ în cazul conductoarelor de Al-Ol, datorită conductibilității reduse a părții de oțel, la calculul rezistenței se consideră doar secțiunea aluminiului;

➤ în curent alternativ rezistența conductorului (R_{ca}) este mai mare decât în curent continuu (R_{cc}) datorită *efectului pelicular* și a *efectului de proximitate*.

Ca urmare a efectului pelicular, rezistența conductorului în curent alternativ este dată de:

$$R_{ca} = K_p R_{cc}, \quad (3.54)$$

unde K_p este coeficientul pelicular al conductorului care se indică în tabele.

De obicei, rezistența conductoarelor pe unitatea de lungime este dată în tabele, pentru diferite secțiuni și tipuri constructive, la o temperatură a mediului ambiant de $+20^\circ\text{C}$. În practică, nu se ținea seama de variația rezistenței cu temperatura decât în cazul studierii încălzirii conductoarelor. În acest caz, la o temperatură θ , expresia rezistenței conductorului (3.52) devine:

$$R_\theta = \rho \frac{1}{S} = \rho_{20} [1 + \alpha_{20} (\theta - 20)] \frac{1}{S} = R_{20} [1 + \alpha_{20} (\theta - 20)], \quad (3.55)$$

în care:

- ρ_{20} este rezistivitatea electrică la 20°C , indicată în tabele;
- α_{20} – coeficientul de variație a rezistivității cu temperatura, având valoarea de $0,00393$ $1/\text{grd}$ pentru cupru și $0,00403$ $1/\text{grd}$ pentru aluminiu;
- R_{20} – rezistența conductorului la 20°C , calculată sau obținută din tabele.

3.3.1.2. Rezistența pământului

Experiența a arătat că pământul poate fi echivalat cu un conductor de întoarcere plasat adânc în sol, la o distanță care depinde de natura solului, dispunerea prizelor de pământ, distanța dintre extremitățile conductorului și frecvența curentului. Rezistența căii de întoarcere prin pământ se poate calcula utilizând relația lui Carson:

$$R_{p0} = \omega \mu \frac{1}{8} \cdot 10^3 \quad [\Omega/\text{km}], \quad (3.56)$$

în care $\omega = 2\pi f$ și $\mu \approx \mu_0 = 4\pi \cdot 10^{-7}$ H/km.

Se constată că rezistența căii de întoarcere prin pământ R_{p0} nu depinde practic de conductivitatea solului și la frecvența de 50 Hz rezultă:

$$R_{p0} = \pi^2 f \cdot 10^{-4} \approx 0,05 \quad [\Omega/\text{km}]. \quad (3.57)$$

3.3.2. Reactanța LEA

Reactanța inductivă pe fază a unei linii electrice se determină cu relația:

$$X = \omega L = 2\pi f L \quad [\Omega], \quad (3.58)$$

în care L este inductivitatea pe fază în H, iar f este frecvența în Hz.

Inductivitatea se definește prin raportul dintre fluxul magnetic total care străbate o suprafață limitată de conturul unui circuit și curentul prin acel circuit:

$$L = \frac{\Phi_t}{i}. \quad (3.59)$$

Într-un mediu liniar din punct de vedere magnetic, inductivitatea depinde de natura materialului și de dimensiunea și forma spațială a circuitului. Dacă există mai multe circuite,

care se influențează reciproc, se definește o inductivitate proprie și o inductivitate mutuală.

Principial inductivitatea se referă la circuite închise. În calculul liniilor electrice se operează de obicei cu inductivități de calcul, corespunzătoare unor porțiuni de circuit, de exemplu: inductivitatea proprie a unui conductor sau inductivitatea mutuală dintre două conductoare. Inductivitățile de calcul nu au o semnificație fizică.

3.3.2.1. Inductivitățile de secvență ale unui conductor aparținând unei LEA trifazate cu simplu circuit

Pentru calculul inductivităților, liniile trifazate se reprezintă prin trei linii conductor-pământ, cuplate magnetic (Fig.3.8). În cazul liniilor aeriene trifazate, bucla monofazată apare între un conductor și pământ. În acest caz, inductivitatea conductorului aparținând buclei conductor-pământ se calculează considerând o linie echivalentă alcătuită din două conductoare situate la distanța D_{cp} (Fig.3.8). Această distanță depinde de rezistivitatea solului ρ ($\rho=10^2 \Omega m$, pentru sol umed și $\rho=10^3 \Omega m$, pentru sol uscat) și de frecvența curentului f ; se poate calcula cu una din relațiile:

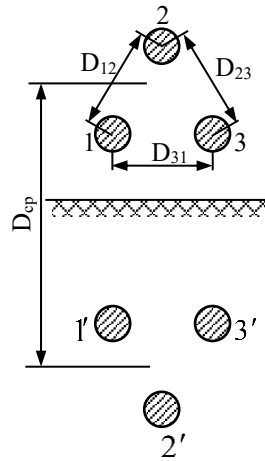


Fig.3.8. LEA trifazată reprezentată prin 3 bucle monofazate conductor-pământ [1].

$$D_{cp} = 660 \sqrt{\frac{\rho}{f}} \text{ [m]} \quad \text{sau} \quad D_{cp} = 550 \sqrt{\frac{\rho}{f}} \text{ [m]}. \quad (3.60)$$

La frecvența de 50 Hz se obține:

- $D_{cp} \approx 935$ (775) m, pentru sol umed;
- $D_{cp} \approx 2950$ (2460) m, pentru sol uscat.

Pentru calculul inductivităților se vor utiliza expresiile inductivității unui conductor aparținând unui circuit monofazat conductor-pământ:

$$L = \frac{\mu_0 l}{2\pi} \ln \frac{D_{cp}}{r_e} \quad (3.61)$$

și a inductivității mutuale dintre două conductoare de fază aparținând unor bucle monofazate conductor-pământ:

$$L' = \frac{\mu_0 l}{2\pi} \ln \frac{D_{cp}}{D} \quad (3.62)$$

unde $r_e = r \cdot e^{-1/4} = 0,7788 \cdot r$, reprezintă raza echivalentă a conductorului masiv numită și raza geometrică medie a conductorului pe fază (GMR – Geometrical Medium Radius). Se mai numește și distanța geometrică proprie a conductorului și se măsoară în metri. Ea reprezintă raza unui conductor fictiv care nu are nici un fel de inductanță internă, dar a cărei inductanță

totală are aceeași valoare ca a conductorului real.

Se constată că inductivitatea mutuală depinde de distanța dintre conductoare D . Dacă conductoarele sunt așezate pe orizontală, inductivitățile mutuale diferă funcție de cele două faze considerate, iar dacă conductoarele sunt dispuse în vârful unui triunghi echilateral, datorită nesimetriei față de pământ, inductivitatea mutuală diferă pentru grupuri de câte două faze.

Deoarece D_{cp} este mult mai mare decât înălțimea conductoarelor față de pământ, se consideră aceeași valoare pentru fiecare buclă monofazată, deci conductoarele vor avea aceeași inductivitate proprie, indiferent de poziția pe stâlp, $L_{11}=L_{22}=L_{33}=L$.

Din cauza reactanțelor (impedanțelor) diferite pe cele trei faze, chiar dacă linia este alimentată cu un sistem simetric de tensiuni, curenții din linie și tensiunile la sfârșitul acesteia vor forma sisteme nesimetrice. Acest inconvenient se elimină prin transpunerea fazelor, adică fiecare fază ocupă toate pozițiile posibile pe stâlp pe lungimi egale. Pentru liniile trifazate cu simplu circuit, transpunerea se poate efectua la $1/3$ și la $2/3$ din lungimea totală a liniei (Fig.3.9, b). Există și o altă variantă, în care prima treime este divizată în două șesimi, dispuse la începutul liniei și la sfârșitul ei (Fig.3.9, c). În acest caz, o fază pornită de pe o poziție ajunge, la sfârșitul liniei, în aceeași poziție pe stâlp, evitându-se astfel unele confuzii la efectuarea de manevre în exploatare [1].

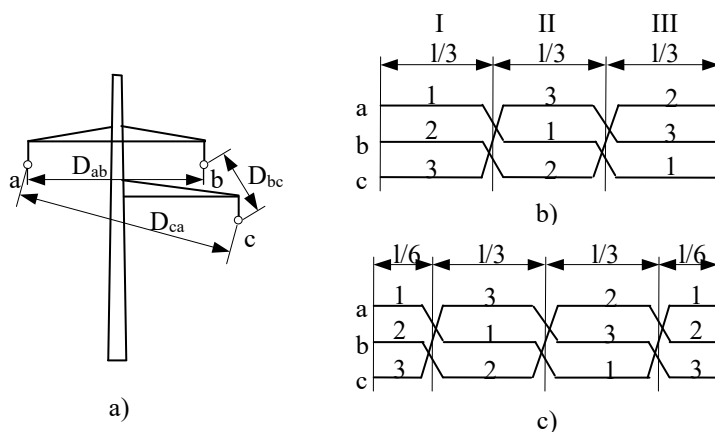


Fig.3.9. Transpunerea fazelor unei LEA trifazate cu simplu circuit [1]:

11) *coronamentul LEA; b) transpunere fără revenire la poziția inițială; c) transpunere cu revenire la poziția inițială.*

Distanța pe care un conductor de fază ocupă cele trei poziții se numește *ciclu de transpunere*, iar distanța dintre două puncte de transpunere se numește *pas de transpunere*. Transpunerea conductoarelor se poate realiza de-a lungul liniei pe stâlpi de transpunere sau în stațiile de conexiuni.

Numărul ciclurilor de transpunere pe o linie depinde de lungimea și de tensiunea nominală a liniei, și este dictat de necesitatea de a limita influența liniilor de înaltă tensiune (IT) asupra liniilor de telecomunicații. În prezent la liniile de 110 kV se practică un singur ciclu de transpunere, iar la 220 kV, 400 kV, în funcție de lungimea liniei, între unu și trei cicluri. Pentru țara noastră, având în vedere lungimile liniilor de 400 kV, lungimea ciclului este de cca. 250 km.

În cazul liniilor transpuse, se demonstrează că se pot obține valori egale pe fază ale inductanței pentru diferite configurații geometrice considerând o linie echivalentă cu o distanță medie geometrică între faze, D_m (GMD-Geometric Mean Distance), și dispunerea echilaterală a conductoarelor pe stâlp.

Pentru a calcula inductivitatea mutuală dintre conductoarele de fază 1 și 2, aparținând celor două bucle conductor-pământ, se scrie expresia fluxului mutual pentru întreaga linie ca sumă

a fluxurilor mutuale care înlănțuie faza 1 pentru cele trei poziții I, II și III (Fig.3.9, b) pe care le ocupă cele două conductoare într-un ciclu de transpunere egal cu lungimea totală a liniei (se consideră numai fluxul creat de i_2). Din acesta rezultă inductivitatea mutuală [1]:

$$L_{12} = L' = \frac{\mu_0 l}{2\pi} \ln \frac{D_{cp}}{D_m}, \quad (3.63)$$

în care $D_m = \sqrt[3]{D_{ab} D_{bc} D_{ca}}$ este distanța medie geometrică dintre conductoarele de fază (GMD-Geometric Mean Distance). Evident că $L_{12}=L_{23}=L_{31}$.

Inductivitatea de secvență pozitivă/negativă pentru conductorul de fază al unei LEA trifazate cu simplu circuit, conform relației (3.25), are expresia:

$$L^+ = L - L' = \frac{\mu_0 l}{2\pi} \ln \frac{D_{cp}}{r_e} - \frac{\mu_0 l}{2\pi} \ln \frac{D_{cp}}{D_m} = \frac{\mu_0 l}{2\pi} \ln \frac{D_m}{r_e}. \quad (3.64)$$

Se observă că inductivitatea L^+ are aceeași expresie ca inductivitatea unui conductor aparținând circuitului monofazat, dar calculată cu distanța D_m în loc de D .

Inductivitatea de secvență zero, conform (3.25) este:

$$L^0 = L + 2L' = \frac{\mu_0 l}{2\pi} \ln \frac{D_{cp}}{r_e} + 2 \frac{\mu_0 l}{2\pi} \ln \frac{D_{cp}}{D_m} = 3 \frac{\mu_0 l}{2\pi} \ln \frac{D_{cp}}{\sqrt[3]{r_e \cdot D_m^2}} = 3 \frac{\mu_0 l}{2\pi} \ln \frac{D_{cp}}{r_m}. \quad (3.65)$$

unde $r_m = \sqrt[3]{r_e \cdot D_m^2}$ este raza medie echivalentă a celor 3 conductoare.

Reactanțele corespunzătoare, în Ω/km sunt:

$$X_0^+ = 2\pi f \cdot 4,61 \lg \frac{D_m}{r_e} \cdot 10^{-4} = 0,1445 \lg \frac{D_m}{r_e} [\Omega/\text{km}]; \quad (3.66)$$

$$X_0^0 = 2\pi f \cdot 3 \cdot 4,61 \lg \frac{D_{cp}}{r_m} \cdot 10^{-4} = 3 \cdot 0,1445 \lg \frac{D_{cp}}{r_m} [\Omega/\text{km}]. \quad (3.67)$$

De exemplu, pentru o LEA de 220 kV cu conductor Al-Ol $3 \times 450 \text{ mm}^2$, având $D_m=9,3 \text{ m}$ și $r_e=13,8 \text{ mm}$, considerând $D_{cp}=1000 \text{ m}$, rezultă:

$$X_0^+ = 0,1445 \lg \frac{9,3}{13,8 \cdot 10^{-3}} = 0,408 [\Omega / \text{km}];$$

$$X_0^0 = 3 \cdot 0,1445 \lg \frac{D_{cp}}{r_m} = 0,4335 \lg \frac{1000}{1,06} = 1,28 [\Omega / \text{km}];$$

$$X_0^0 = 3,16 \cdot X_0^+.$$

În general, pentru LEA trifazate cu simplu circuit, reactanța de secvență pozitivă este în jur de $0,4 \Omega/\text{km}$ (pentru o gamă destul de largă a raportului D_m/r_e , logaritmul se modifică puțin), iar pentru reactanța de secvență zero se poate considera:

$$X_0^0 = (3 \div 4) \cdot X_0^+. \quad (3.68)$$

3.3.2.2. Inductivitățile de secvență ale unui conductor aparținând unei LEA trifazate cu dublu circuit

Pentru liniile trifazate cu dublu circuit se utilizează următoarele scheme de transpunere [1]:

- transpunerea ambelor circuite are loc la $1/3$ și $2/3$ din lungimea liniei, întotdeauna în sens opus unul altuia (Fig.3.10, a);
- în cazul în care se dorește ca ordinea fazelor să fie la sfârșit la fel ca la început, o treime din lungimea liniei este divizată și transpunerea are loc conform modelului: $1/6, 1/3, 1/3, 1/6$ (Fig.3.10, b).

Liniile trifazate cu dublu circuit se reprezintă prin 6 circuite monofazate conductor-pământ, distanța dintre conductoarele de ducere și căile de întoarcere prin pământ (D_{cp}) considerându-

se egale, deci conductoarele vor avea aceeași inductivitate proprie indiferent de poziția lor pe stâlp [1].

Procedând ca la liniile trifazate cu simplu circuit, pentru fluxul total atașat fazei 1 pentru cei trei pași (Fig.3.10, a) se pot scrie relațiile:

$$L = \frac{\mu_0 l}{2\pi} \ln \frac{D_{cp}}{r_e}, \quad (3.69)$$

$$L' = \frac{\mu_0 l}{2\pi} \ln \frac{D_{cp} D_{m2}}{D_m D_{m1}}, \quad (3.70)$$

unde:

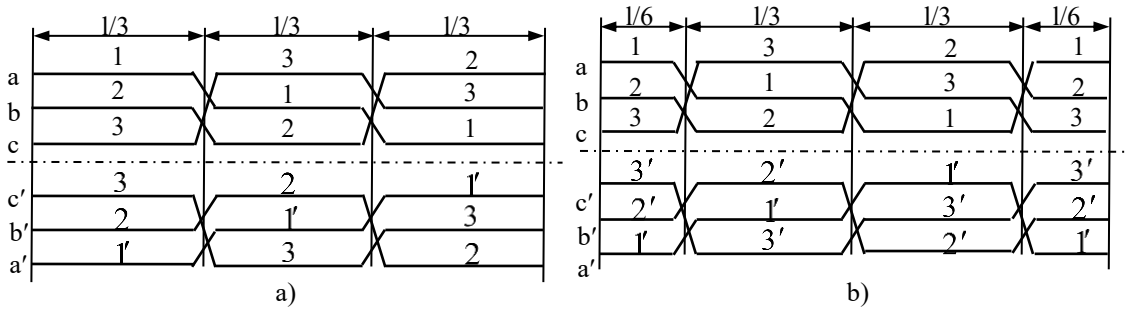


Fig.3.10. Transpunerea fazelor unei LEA trifazate dublu circuit [1]:

12) *transpunere fără întoarcere la poziția inițială; b) transpunere cu întoarcere la poziția inițială.*

- $D_m = \sqrt[3]{D_{ab} D_{bc} D_{ca}}$ este media geometrică a distanțelor dintre fazele unui circuit;
- $D_{m1} = \sqrt[3]{D_{ab'} D_{bc'} D_{ca'}}$ - media geometrică a distanțelor dintre fazele neomoloage ale celor două circuite (datorită simetriei $D_{ab'} = D_{ba'}$, $D_{ac'} = D_{ca'}$, $D_{bc'} = D_{cb'}$);
- $D_{m2} = \sqrt[3]{D_{aa'} D_{bb'} D_{cc'}}$ - media geometrică a distanțelor dintre fazele omoloage ale celor două circuite.

Pentru secvența pozitivă (negativă), cele două circuite se influențează într-o mică măsură deoarece liniile de câmp ale unui circuit care înlanțuie celălalt circuit sunt doar linii de dispersie. În consecință, reactanța de secvență pozitivă și negativă se pot calcula aproximativ ca la o linie cu simplu circuit, eroarea ce apare față de situația reală fiind de (1÷5)%. Reactanța specifică (pe fază și pe kilometru) a unei LEA cu dublu circuit cu un singur conductor pe fază, se calculează cu relația:

$$X_0^+ = \omega(L - L') = 0,1445 \lg \frac{D_m D_{m1}}{D_{m2} r_e} \text{ } [\Omega/\text{km}]. \quad (3.71)$$

La secvență zero însă, fluxurile celor două circuite se însumează și inductivitatea conductorului de dus al buclei echivalente este [2]:

$$L_{ech} = \frac{\mu_0 l}{2\pi} \ln \frac{D_{cp}}{r_m} \quad (3.72)$$

iar pentru o fază și un circuit:

$$L^0 = 6 \cdot L_{ech} = 6 \frac{\mu_0 l}{2\pi} \ln \frac{D_{cp}}{r_m}, \quad (3.73)$$

unde

$$r_m = \sqrt[6]{r_e \cdot D_{m,I-II}^5}, \quad (3.74)$$

$D_{m,I-II}$ fiind distanța medie geometrică dintre conductoarele circuitelor I și II și se calculează cu relația [2]:

$$D_{m,I-II} = \sqrt[9]{D_{aa'} D_{ab'} D_{ac'} D_{ba'} D_{bb'} D_{bc'} D_{ca'} D_{cb'} D_{cc'}}. \quad (3.75)$$

Pentru o linie aeriană trifazată cu dublu circuit [1]:

$$X_0^0 \approx 6X_0^+. \quad (3.76)$$

3.3.2.3. Influența construcției conductorului LEA asupra inductivității acestuia

Relațiile de calcul al inductivităților, stabilite în paragrafele precedente, au fost deduse considerând conductoarele masive, monofilare. În construcția LEA se folosesc de obicei conductoare multifilare sau funie, iar în cazul tensiunilor foarte înalte ($U_n > 220$ kV), pentru creșterea capacității de transport a liniei și evitarea apariției fenomenului corona, se utilizează conductoare fasciculare sau jumelate, adică mai multe conductoare pe fază, dispuse spațial în diferite geometrii. Sistemul se mai numește și sistem multiconductor pe fază.

Pentru *calculul inductivității unui conductor multifilar*, se consideră un circuit monofazat, în care conductorul 1 este alcătuit din n subconductoare, iar conductorul 2 este alcătuit din m subconductoare (Fig.3.11).

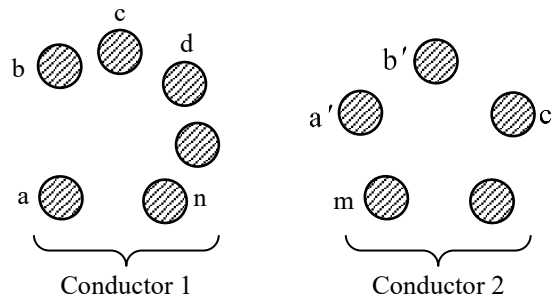


Fig.3.11. Circuit monofazat cu conductoare multifilare.

În acest caz în calcule se va utiliza *raza echivalentă a sistemului conductor multifilar 1 sau distanța medie geometrică proprie a conductorului 1* (self GMD). Aceasta se calculează ca rădăcină de ordinul n^2 a produsului celor n^2 factori, care reprezintă distanțele dintre fiecare subconductor și toate celelalte subconductoare din interiorul sistemului conductor 1 precum și razele echivalente ale tuturor subconductoarelor din componența conductorului 1, $d_{aa}=d_{bb}=d_{cc}=...=d_{nn}=r_e$:

$$D_{S1} = r_{eS1} = \left[(d_{aa} \cdot d_{ab} \cdot d_{ac} \cdot ... \cdot d_{an}) \cdot ... \cdot (d_{na} \cdot d_{nb} \cdot d_{nc} \cdot ... \cdot d_{nn}) \right]^{\frac{1}{n^2}}. \quad (3.77)$$

Odată cu creșterea numărului de fire componente ale conductorului multifilar, raportul r_{eS1}/r_{eS} se mărește, apropiindu-se de valoarea 0,7788, corespunzătoare conductorului masiv. Pentru *conductoarele fasciculare (sisteme multiconductor pe fază)*, în formulele de calcul al reactanțelor inductive, raza echivalentă a conductorului se înlocuiește cu raza medie echivalentă r_{ef} a conductorului fascicular (raza medie geometrică echivalentă – GMR).

În cazul unei dispoziții simetrice pe un cerc a subconductoarelor (Fig.3.12), această rază medie echivalentă r_{ef} se poate determina utilizându-se o relație dedusă de Guye, după o formulă stabilită de Maxwell:

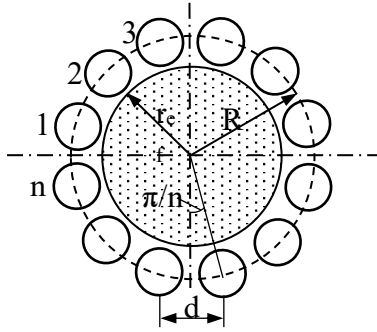


Fig.3.12. Sistem multi-conductor pe fază.

$$r_{ef} = \sqrt[n]{n r_e R^{n-1}}, \quad (3.78)$$

unde:

- n este numărul de subconductoare ale unei faze;
- r_e – raza echivalentă a unui subconductor din fascicul;
- R – raza cercului pe care sunt dispuse subconductoarele unei faze, care poate fi exprimată în funcție de distanța d dintre două subconductoare alăturate (Fig.3.12):

$$R = \frac{d}{2 \sin(\pi/n)}. \quad (3.79)$$

Pentru conductoare fasciculare cu 2÷5 subconductoare pe fază (Fig.3.13), raza medie echivalentă a fazei are următoarele expresii:

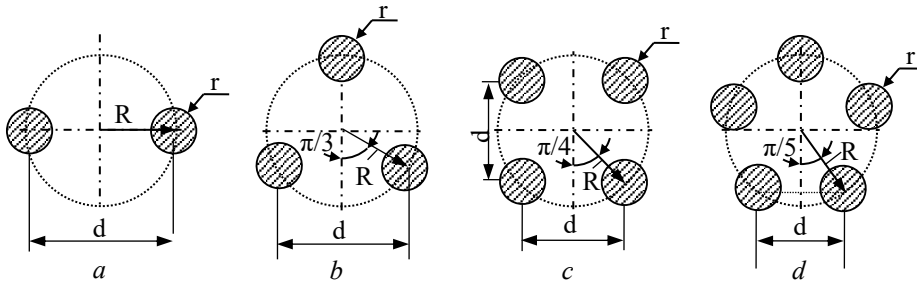


Fig.3.13. Conductoare fasciculare.

- pentru 2 conductoare pe fază (Fig.3.13, a):

$$r_{ef} = \sqrt{r_e d}; \quad (3.80)$$

- pentru 3 conductoare pe fază (Fig.3.13, b):

$$r_{ef} = \sqrt[3]{r_e d^2}; \quad (3.81)$$

- pentru 4 conductoare pe fază (Fig.3.13, c):

$$r_{ef} = \sqrt[4]{\sqrt{2} r_e d^3} = \sqrt[8]{2 r_e^2 d^6}; \quad (3.82)$$

- pentru 5 conductoare pe fază (Fig.3.13, d):

$$r_{ef} = \sqrt[5]{5 r_e \left[\frac{d}{2 \sin(\pi/5)} \right]^4} = 1,212 \sqrt[5]{r_e d^4}. \quad (3.83)$$

În cazul conductoarelor tip funie r_e se înlocuiește în relațiile (3.78, 3.80 – 3.83) cu r_{es1} .

Pentru liniile electrice aeriene cu simplu și dublu circuit, echipate cu conductoare fasciculare, reactanța de secvență pozitivă (negativă) se determină cu relațiile (3.66) și (3.67), respectiv (3.71) și (3.74), în care raza echivalentă a conductorului se înlocuiește cu raza medie

echivalentă r_{ef} a conductorului fascicular, corespunzătoare numărului de subconductoare ale fazei.

În cazul utilizării conductoarelor fasciculare, crește raza conductorului echivalent de fază, ceea ce determină o micșorare cu cca. 25% a reactanței față de reactanța conductoarelor funie.

Principalele avantaje și dezavantaje legate de utilizarea conductoarelor fasciculare în construcția LEA sunt următoarele:

➤ **Avantaje:**

- se diminuează câmpul electric superficial în apropierea conductorului, reducându-se valoarea câmpurilor perturbatoare și pierderile prin descărcare corona. Pentru secțiuni uzuale ale conductoarelor, la 400 kV sunt indispensabile 2 subconductoare pe fază. În Europa, numărul maxim de subconductoare la tensiunea de 400 kV este de 4;
- se poate crește intensitatea curentului maxim pentru o aceeași secțiune totală a conductorului, datorită faptului că faza se răcește mai bine (suprafața prin care se evacuează căldura crește);
- conduce la scăderea reactanței inductive a liniei și în consecință la reducerea căderilor de tensiune și a pierderilor de putere reactivă;
- reducerea ușoară a rezistenței electrice a liniei, la aceeași secțiune totală a conductorului, datorită reducerii efectului pelicular în conductor;

➤ **Dezavantaje:**

- pentru aceeași secțiune totală, creșterea numărului de subconductoare ridică costul liniei (eforturi suplimentare prin încărcarea cu gheață a cărei greutate depinde mai mult de suprafața totală de contact între conductor și aer decât de secțiunea totală);
- avariile sunt mai frecvente la liniile cu mai multe subconductoare iar sistemele de protecție mai complexe.

3.3.2.4. Influența conductoarelor de protecție asupra reactanțelor de secvență

Conductoarele de protecție împotriva descărcărilor atmosferice în linie sunt dispuse pe vârful stâlpilor și sunt legate la pământ, alcătuind circuite închise formate din conductorul de protecție și pământ.

Dacă conductorul de protecție este legat la pământ foarte rar, influența acestuia asupra reactanței de secvență zero este neglijabilă.

Reactanța de secvență zero se exprimă de obicei printr-un multiplu al reactanței de secvență pozitivă. Pentru LEA trifazate cu simplu circuit sau dublu circuit, cu sau fără conductor de protecție, ea are aproximativ următoarele valori:

- $X^0 \approx 3,5 X^+$, pentru linia cu simplu circuit fără conductoare de protecție;
- $X^0 \approx 3 X^+$, pentru linia cu simplu circuit cu conductoare de protecție din oțel;
- $X^0 \approx 2X^+$, pentru linia cu simplu circuit cu conductoare de protecție din Al-Ol;
- $X^0 \approx 5,5X^+$, pentru linia cu dublu circuit fără conductoare de protecție;
- $X^0 \approx 4,7X^+$, pentru linia cu dublu circuit cu conductoare de protecție din oțel;
- $X^0 \approx 3X^+$, pentru linia cu dublu circuit cu conductoare de protecție din Al-Ol.

3.3.3. Susceptanța capacitivă a LEA

Conductoarele unei linii electrice formează un sistem de condensatoare, având ca armături conductoarele metalice și pământul. Astfel, în cazul unei linii trifazate fără conductor de protecție există șase condensatoare, trei între conductoarele liniei și pământ, cu capacitățile parțiale C_{10} , C_{20} , C_{30} și alte trei între perechile de conductoare, având capacitățile parțiale C_{12} , C_{23} și C_{31} (Fig.3.14).

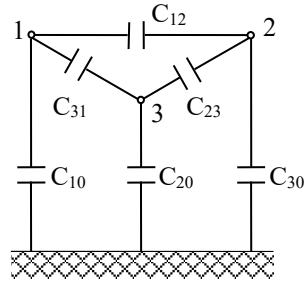


Fig.3.14. LEA trifazată cu evidențierea capacităților parțiale [2].

În calculul regimurilor de funcționare a rețelelor electrice (sisteme constituite din mai multe conductoare), pentru întocmirea schemelor echivalente interesează capacitatea de serviciu [2].

Capacitatea de serviciu a două conductoare oarecare k și i , care aparțin unui sistem de n conductoare, este definită de raportul dintre sarcina unuia dintre conductoare și diferența de potențial dintre acestea:

$$C_{(s)ki} = \frac{q_k}{V_k - V_i}, \quad (3.84)$$

în condițiile în care acest raport nu depinde de potențialele conductoarelor, ci numai de configurația lor geometrică și de natura dielectricului.

Numai în anumite condiții de funcționare ale sistemului de conductoare (servicii), prezentând anumite simetrii, cărora le corespund relații suplimentare între sarcini și potențiale, este posibil ca acest raport să nu depindă de potențialele conductoarelor. În acest caz se poate vorbi de capacitatea de serviciu pentru serviciul considerat. Dacă conductorul al doilea este pământul se definește corespunzător capacitatea de serviciu față de pământ.

3.3.3.1. Capacitățile de secvență ale LEA trifazate

Coefficientul de potențial propriu, α_{ii} , este inversul capacității conductorului față de pământ (de exemplu, pentru două conductoare coeficientul de potențial propriu, $\alpha_{11} = \alpha_{22}$, este egal numeric cu potențialul conductorului 1, când sarcina acestuia este egală cu o unitate pozitivă, sarcina imaginii este egală cu o unitate negativă, iar sarcina sistemului 22' este nulă). Coeficientul de potențial mutual, α_{ik} , este inversul capacității mutuale dintre conductoare ($\alpha_{12} = \alpha_{21} = \alpha'$ este egal numeric cu potențialul conductorului 1, când sarcina conductorului 2 este egală cu o unitate pozitivă, cea a imaginii sale cu o unitate negativă, iar sarcina sistemului 11' este nulă) [1].

În cazul LEA trifazate, înălțimile conductoarelor față de pământ și distanțele dintre acestea pot fi diferite ceea ce implică valori diferite ale capacităților conductoarelor față de pământ și ale capacităților dintre faze. Prin transpunerea fazelor, coeficienții de potențial proprii (α_{ii}) devin egali [2] și se calculează cu înălțimea medie geometrică a conductoarelor față de pământ $h_m = \sqrt[3]{h_a h_b h_c}$, iar în cazul conductoarelor fasciculare raza conductorului r se va înlocui cu raza medie echivalentă a fazei, $\rho_{ef} = \sqrt[n]{nrR^{n-1}}$, expresie similară cu (3.78), de care diferă prin faptul că raza echivalentă r_e a conductorului s -a înlocuit cu raza fizică r a acestuia [1]. Se obține:

$$\alpha_{11} = \alpha_{22} = \alpha_{33} = \alpha = \frac{1}{2\pi\epsilon l} \ln \frac{2h_m}{\rho_{ef}}, \quad (3.85)$$

iar capacitatea proprie a unui conductor față de pământ este:

$$C = \frac{1}{\alpha} = \frac{2\pi\epsilon l}{\ln \frac{2h_m}{\rho_{ef}}}. \quad (3.86)$$

Capacitatea mutuală dintre două conductoare are expresia:

$$C' = \frac{1}{\alpha'} = \frac{2\pi\epsilon l}{\ln \frac{2h_m}{D_m}}. \quad (3.87)$$

Pentru calcule mai exacte, având în vedere că într-o deschidere înălțimile conductoarelor nu sunt aceleași, în locul lui h_m se consideră

$$h'_m = h_m - \frac{2}{3} f_{\max}, \quad (3.88)$$

$f_{\max}$ fiind săgeata maximă a conductorului în deschidere.

Plecând de la expresiile impedanțelor de secvență (3.25), pentru capacitățile de secvență ale LEA trifazate rezultă următoarele relații:

$$\frac{1}{\omega C^+} = \frac{1}{\omega C^-} = \frac{1}{\omega C} - \frac{1}{\omega C'}, \quad \frac{1}{C^+} = \frac{1}{C} - \frac{1}{C'},$$

deci:

$$\frac{1}{C^+} = \frac{\ln \frac{2h_m}{\rho_{ef}}}{2\pi\epsilon l} - \frac{\ln \frac{2h_m}{D_m}}{2\pi\epsilon l} = \frac{1}{2\pi\epsilon l} \ln \frac{D_m}{\rho_{ef}},$$

din care se obține capacitatea de serviciu de secvență pozitivă (negativă):

$$C^+ = \frac{2\pi\epsilon l}{\ln \frac{D_m}{\rho_{ef}}}. \quad (3.89)$$

Pentru 1 km de linie, relația (3.89) devine:

$$C_0^+ = \frac{0,0242}{\lg \frac{D_m}{\rho_{ef}}} \quad [\mu F / km]. \quad (3.90)$$

Pentru capacitatea de secvență zero, relațiile sunt:

$$\frac{1}{C^0} = \frac{1}{C} + 2 \frac{1}{C'} = \alpha + 2\alpha'$$

$$\frac{1}{C^0} = \frac{\ln \frac{2h_m}{\rho_{ef}}}{2\pi\epsilon l} + 2 \frac{\ln \frac{2h_m}{D_m}}{2\pi\epsilon l} = \frac{1}{2\pi\epsilon l} \ln \frac{(2h_m)^3}{\rho_{ef} D_m^2} = 3 \frac{1}{2\pi\epsilon l} \ln \frac{2h_m}{\sqrt[3]{\rho_{ef} D_m^2}} = 3 \frac{1}{2\pi\epsilon l} \ln \frac{2h_m}{\rho_{ech}} \quad (3.91)$$

unde $\rho_{ech} = \sqrt[3]{\rho_{ef} D_m^2}$ este raza medie echivalentă a celor trei conductoare.

Capacitatea de serviciu de secvență zero are expresia:

$$C^0 = \frac{1}{3} \frac{2\pi\epsilon l}{\ln \frac{2h_m}{\rho_{ech}}}, \quad (3.92)$$

iar pentru 1 km de linie:

$$C_0^0 = \frac{0,008}{\lg \frac{2h_m}{\rho_{ech}}} \quad [\mu F / km]. \quad (3.93)$$

Valorile susceptanțelor de secvență sunt:

$$B_0^+ = \omega C_0^+ = \frac{7,58}{\lg \frac{D_m}{\rho_{ef}}} [\mu S / km];$$

$$B_0^0 = \omega C_0^0 = \frac{2,53}{\lg \frac{2h_m}{\rho_{ech}}} [\mu S / km]. \quad (3.94)$$

Pentru liniile de înaltă tensiune cu simplu circuit și un conductor pe fază, valorile orientative ale capacităților de secvență sunt: $C_0^+ = 9 \text{ nF/km}$, $C_0^0 = 5 \text{ nF/km}$.

3.3.3.2. Influența construcției LEA asupra capacităților de secvență

În cazul utilizării conductoarelor fasciculare ($U_n \geq 220 \text{ kV}$) raza medie echivalentă a fazei (ρ_{ef}) crește, determinând mărirea capacității și a susceptanței capacitive. Această creștere poate fi de (25÷40)% față de cazul utilizării unui singur conductor pe fază.

La LEA cu dublu circuit, în regim simetric echilibrat fiecare circuit formează un sistem complet de sarcini, influența dintre circuite fiind neglijabilă și ca urmare capacitățile de secvență pozitivă și negativă nu sunt influențate de existența liniei duble. În schimb capacitatea de secvență zero va fi mai mică cu (1÷3)% față de linia cu simplu circuit, datorită micșorării secțiunii care rămâne la dispoziția liniilor de câmp electric.

Prezența conductoarelor de protecție legate la pământ mărește capacitatea față de pământ; această creștere fiind redusă se neglijează în calcule.

3.3.4. Conductanța LEA

Conductanța este parametrul transversal al schemei echivalente a unei linii electrice corespunzător pierderilor de putere activă transversale.

La liniile electrice aeriene, aceste pierderi de putere se datorează imperfecțiunii izolației și fenomenului corona. Conductanța unei linii aeriene raportată la unitatea de lungime a liniei (1 km) se determină cu relația:

$$G_0 = \frac{\Delta P_{iz} + \Delta P_c}{U_n^2} 10^{-3} [\text{S} / \text{km}], \quad (3.95)$$

unde ΔP_{iz} și ΔP_c reprezintă pierderile trifazate de putere datorate imperfecțiunii izolației, respectiv fenomenului corona, în kW/km, iar U_n este tensiunea nominală a liniei în kV.

Datorită imperfecțiunii izolației conductoarelor, în punctele de fixare a acestora pe stâlpi apar scurgeri de curent prin izolație spre pământ, care sunt cu atât mai intense cu cât condițiile meteorologice sunt mai nefavorabile (ceață, ploaie etc.).

În condiții meteorologice favorabile (timp uscat), conductanța datorată imperfecțiunii izolației este foarte mică, având valori de ordinul $(0,2 \div 2) 10^{-3} \mu S / km$, ceea ce corespunde în cazul tensiunilor înalte de 110-220 kV unor pierderi de putere de (2,4÷24) W/km. În condiții meteo nefavorabile (ploaie, ceață), valoarea conductanței crește de (5÷6) ori, rămânând totuși neînsemnată.

Dacă însă LEA trece prin zone poluate, când pe izolatoare se depun particule bune conducătoare de electricitate, conductanța atinge valori de $(2 \div 40) 10^{-2} \mu S / km$, ceea ce corespunde unor pierderi de putere de (0,242÷4,84) kW/km, pentru o linie de 110 kV. Având în vedere că, în mod obișnuit, pentru aceste condiții se folosesc izolatoare care nu favorizează depunerile și că aceste izolatoare se curăță periodic, nici în acest caz nu se ia în considerare conductanța LEA datorată imperfecțiunii izolației la calculul liniilor electrice.

În concluzie, din punct de vedere economic, pierderile de putere datorate imperfecțiunii izolației se pot neglija.

Fenomenul corona este o descărcare autonomă incompletă, ce se produce la suprafața conductorului sub forma unei coroane luminoase, când intensitatea câmpului la suprafața acestuia depășește valoarea critică $E_{cr}=21,1$ kV/cm.

3.4. PARAMETRII LINIILOR ELECTRICE ÎN CABLU (LEC)

Parametrii LEC sunt aceiași ca în cazul LEA, dar au alte valori, influențate de factori care acționează și la LEA, dar cu altă pondere, la care se adaugă factori specifici cablurilor.

3.4.1. Rezistența LEC

Creșterea rezistenței în curent alternativ față de valoarea sa în curent continuu este cauzată atât de efectele pelicular și de proximitate cât și de pierderile de putere activă în ecrane, mantaua metalică, armătură și tubul din oțel, în care sunt pozate cablurile cu circulație de ulei sau presiune de gaz.

Pentru micșorarea influenței efectului pelicular și a celui de proximitate se recomandă ca secțiunile circulare mari ale cablurilor să fie realizate din patru sectoare izolate între ele prin 1-2 benzi de hârtie.

Influența efectului de proximitate poate crește apreciabil la montarea cablurilor monofazate în tuburi de oțel, în raport cu montarea normală în pământ. În funcție de dispunerea cablurilor în tub influența efectului de proximitate poate crește cu până la 100% [2].

Pentru reducerea pierderilor datorate curenților induși în mantalele metalice ale cablurilor, în dreptul manșoanelor de înădare, mantalele celor două cabluri dispuse consecutiv se izolează între ele și se leagă la pământ.

Practic rezistența în c.a. a conductoarelor cablurilor se determină din tabelele existente în literatura de specialitate în care, pentru diverse tipuri constructive și secțiuni, se indică raportul R_{ca}/R_{cc} . Spre exemplificare, în tabelul 3.2 se dau valori ale raportului R_{ca}/R_{cc} , pentru cabluri de diferite secțiuni, de construcție funie, cu mai multe vâne conductoare.

Tabelul 3.2. Valorile raportului R_{ca}/R_{cc} pentru cabluri de diferite secțiuni, de construcție funie.

S[mm ²]	50	125	150	200	250	300	350	375
R_{ca}/R_{cc}	1,02	1,06	1,07	1,1	1,13	1,16	1,19	1,21

Se constată că în cazul cablurilor, creșterea în alternativ a rezistenței este mult mai mare decât la liniile aeriene și începe la secțiuni mai mici.

3.4.2. Reactanța LEC

Deoarece la cabluri nu se cunosc de obicei elementele geometrice, în practică, reactanța inductivă a cablurilor se ia din tabelele fabricilor constructoare. Orientativ, reactanțele de secvență pozitivă (negativă) pentru cablurile trifazate au următoarele valori [1]:

- $X_0^+ \approx 0,08$ [Ω/km], pentru $U_n=(6\div 15)$ kV;
- $X_0^+ \approx 0,12$ [Ω/km], pentru $U_n=35$ kV.

Având în vedere că la LEA, reactanța pozitivă este de cca. $0,4 \Omega/\text{km}$, rezultă că $X_{LEA}^+ \approx 3,5X_{LEC}^+$.

Calculul reactanței de secvență zero a cablurilor este complicat mai ales pentru cablurile cu manta conductoare comună. Mantaua, fiind legată la pământ la ambele capete și la manșoanele de îmbinare, reprezintă o cale de întoarcere suplimentară pentru curenții de secvență zero, paralelă cu pământul.

Dacă legătura la pământ a mantalei este bine realizată pe toată lungimea ei, curentul de secvență zero prin pământ este maxim, deci efectul de scădere a reactanței de secvență zero (datorită curentului de secvență zero din manta) este mic și reactanța de secvență zero are valoarea maximă X_{max}^0 . Dacă mantaua conductoare a cablului este izolată față de pământ,

curentul de secvență zero circulă prin manta și efectul de scădere a reactanței de secvență zero este pronunțat, aceasta având valoarea minimă $X_{\min}^0$.

Deoarece valorile extreme ale lui X^0 sunt foarte diferite, se va considera valoarea medie $X_{\text{med}}^0 = (X_{\max}^0 + X_{\min}^0)/2$, valoarea reactanței de secvență zero trebuie stabilită prin măsurători.

Orientativ, pentru cablurile trifazate cu trei conductoare se poate considera $X^0 = (3,5 - 4,6)$ și $R^0 = 10R$.

3.4.3. Susceptanța LEC

În cazul LEC, capacitatea este mult mai mare decât la LEA, de aceea ea trebuie luată în considerare de la tensiuni de $(6 \div 10)$ kV. Pentru cablurile monofazate sau trifazate cu câmp radial capacitatea de serviciu se calculează ca în cazul condensatorului cilindric:

$$C_{\text{so}} = \frac{0,0242}{\lg \frac{R}{r}} \quad [\mu\text{F} / \text{km}]. \quad (3.96)$$

În cazul cablurilor trifazate fără câmp radial, capacitățile de secvență se determină folosind relațiile lui Maxwell și metoda imaginilor electrice.

Deoarece nu se cunosc date exacte privind dimensiunile constructive și materialele folosite în realizarea cablurilor, capacitățile de serviciu se iau din cataloagele date de fabricile constructoare. Orientativ, pentru valorile medii ale capacităților de secvență pozitivă ale cablului se pot considera următoarele valori:

- $C_0^+ \approx 0,28 \mu\text{F}/\text{km}$, pentru cabluri trifazate cu $U_n = (20 \div 30)$ kV și secțiuni $S = 120, 150, 185 \text{ mm}^2$;
- $C_0^+ = (0,2 - 0,25) \mu\text{F}/\text{km}$, pentru cabluri monofazate cu $U_n = 110$ kV.

Comparând aceste valori cu valoarea medie a capacității de secvență pozitivă a liniilor aeriene de înaltă tensiune ($9 \text{ nF}/\text{km}$), se observă că în cazul cablurilor capacitatea de exploatare este de $(20 \div 30)$ ori mai mare.

În ce privește capacitatea de secvență zero a cablurilor ea este de $(4 \div 5)$ ori mai mică decât capacitatea de secvență pozitivă $C_0^+ = (4 \div 5) \cdot C_0$.

3.4.4. Conductanța LEC

Conductanța liniilor electrice în cablu corespunde pierderilor de putere în dielectricul cablurilor, cauzate de:

- scurgerea de curent datorită imperfecțiunii izolației;
- pierderile active datorită ciclului de histerezis electric;
- pierderile produse prin ionizarea golurilor izolației.

Cunoscându-se valorile pierderilor dielectrice se poate calcula conductanța specifică a cablului:

$$G_0 = \frac{\Delta P}{U_n^2} \quad [\mu\text{S} / \text{km}]. \quad (3.97)$$

3.5. SCHEME ECHIVALENTE PENTRU TRANSFORMATOARELE ELECTRICE

3.5.1. Preambul

Transformatoarele utilizate în rețelele electrice, numite transformatoare de putere sau de forță, sunt destinate pentru transformarea valorii tensiunii și curentului în procesele de transport și distribuție a energiei electrice.

În rețelele electrice se folosesc următoarele tipuri de transformatoare:

- *trifazate*, cu două sau trei înfășurări, care permit interconectarea simultană a două sau trei rețele cu tensiuni nominale diferite;
- *monofazate*, cu două sau trei înfășurări, montate în grupuri de câte trei, în conexiuni stea sau triunghi, utilizate mai ales în cazul unor puteri trifazate pe unitate mai mari de 60 MVA;
- *autotransformatoare*, folosite pentru interconectarea rețelilor de înaltă tensiune, cu rapoarte de transformare apropiate de unitate.

Conexiunea înfășurărilor precum și forma constructivă a miezului influențează valoarea parametrilor.

Schema echivalentă a transformatorului cu două înfășurări presupune un anumit mod de legare galvanică a parametrilor săi, în situația în care toate elementele transformatorului sunt raportate la aceeași tensiune, care poate fi tensiunea secundară sau cea primară. În acest caz, în schema echivalentă a transformatorului există doar legături galvanice între primar și secundar, cuplajele inductive fiind eliminate.

În cazul general, schema echivalentă a transformatorului cu două înfășurări este aceea a unui cuadripol în T, Π sau Γ , (Fig.3.15, a, b, c), în care:

- R_T este rezistența înfășurări primare și secundare, raportată la același nivel de tensiune;
- X_T – reactanța de dispersie a înfășurării primare și secundare, raportată la același nivel de tensiune;
- G_T – conductanța, determinată de pierderile de putere activă în fier;
- B_T – susceptanța inductivă determinată de pierderile de putere reactivă prin curenți de magnetizare.

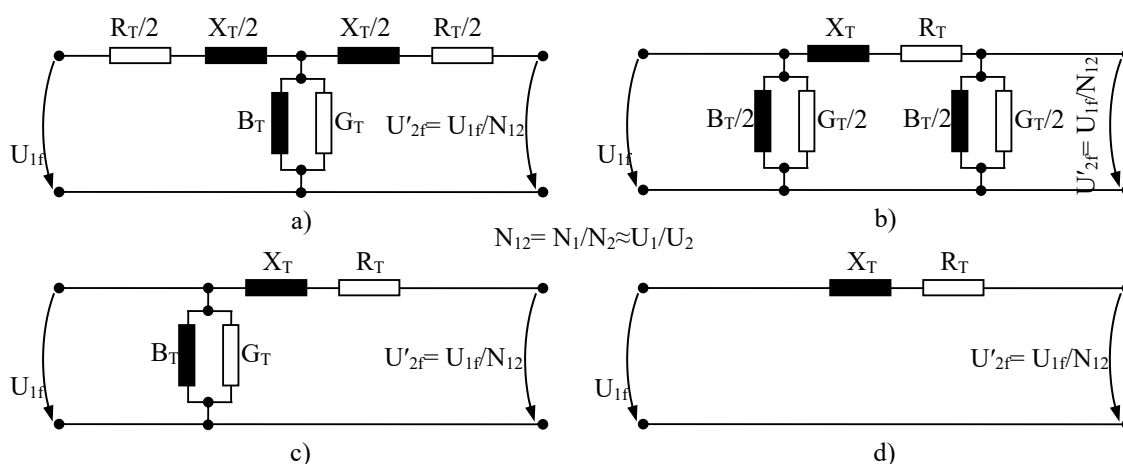


Fig.3.15. Scheme echivalente ale transformatorului cu două înfășurări [1]:

13) a) schema în T; b) schema în Π ; c) schema în Γ ; d) schema dipolară.

În calcule, se preferă schema în Γ deoarece elementele transversale, fiind conectate direct la bornele transformatorului, încarcă numai rețeaua nu și înfășurările transformatorului. Prin aceasta se micșorează volumul de calcul, iar erorile rămân reduse [1].

În calcule mai puțin pretențioase se pot neglija complet elementele transversale și implicit consumul corespunzător, iar schema echivalentă se reduce la cea dipolară (Fig.3.15, d).

Schema echivalentă a transformatorului cu trei înfășurări (Fig.3.16) se poate reprezenta printr-o stea cu trei ramuri, în care fiecare ramură corespunde unei înfășurări. Ea se completează cu o admitanță ($Y=G+jB$), corespunzătoare curentului de mers în gol, conectată în derivație, fie pe partea primară (partea notată punctat în Fig.3.16), fie în nodul 0.

În schemele echivalente cuadripolare ale transformatorului toate elementele sunt raportate la același nivel de tensiune. De aceea, schema echivalentă a unui transformator cu două

înfășurări se poate reprezenta prin cuadripolul echivalent, montat în serie cu un transformator ideal (fără pierderi active sau reactive), având raportul de transformare K_T egal cu al transformatorului real. Deoarece în cazul transformatoarelor trifazate, între tensiunile primare și secundare măsurate la borne omoloage apare un decalaj (multiplu de 30°), care depinde de clasa de conexiuni, în locul raportului de transformare real $K_T = U_{1n}/U_{2n}$ se va considera un raport de transformare complex $\underline{K}_T = \underline{U}_{1n}/\underline{U}_{2n} = (U_{1n}/U_{2n}) \cdot e^{j\varphi}$, unghiul φ fiind unghiul cu care $\underline{U}_{2n}$ este rotit în sensul acelor de ceasornic față de $\underline{U}_{1n}$. De exemplu, pentru conexiunea Yd-11, la care $\varphi = 11 \cdot 30^\circ$ se obține $\underline{K}_T = U_{1n}/U_{2n} e^{j330^\circ} = U_{1n}/U_{2n} e^{-j30^\circ}$.

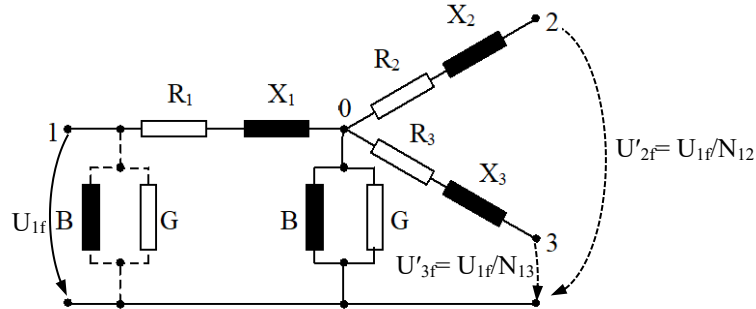


Fig.3.16. Schema echivalentă a transformatorului cu trei înfășurări [1].

3.5.2. Parametrii de secvență ai transformatoarelor cu două înfășurări

Pentru determinarea parametrilor de secvență pozitivă (negativă) ai unui transformator este necesară cunoașterea următoarelor date caracteristice:

- puterea nominală S_n , exprimată de obicei în [MVA];
- tensiunea nominală U_n , în [kV];
- tensiunea de scurtcircuit nominală procentuală $u_{sc}\%$;
- pierderile de putere în scurtcircuit sau în cupru la sarcină nominală, ΔP_{Cun} , în [kW];
- curentul de mers în gol I_0 sau curentul de magnetizare în procente, $i_0\%$;
- pierderile active de putere în fier ΔP_{Fe} , în [kW].

Curentul nominal al transformatoarelor se exprimă de obicei în [A], parametrii longitudinali (pe fază) în $[\Omega]$, iar parametrii transversali (pe fază) în [S].

Valorile acestor mărimi caracteristice sunt indicate în cataloage și pe plăcuțele transformatoarelor. Ultimele patru pot fi determinate și experimental, în urma încercărilor în scurtcircuit și în gol ale transformatorului.

3.5.2.1. Parametrii de secvență pozitivă/negativă ai transformatoarelor cu două înfășurări

14) Rezistența echivalentă R_T

În regim de scurtcircuit puterea activă absorbită de transformator ΔP_{Cun} este practic egală cu puterea pierdută prin efect Joule-Lenz în înfășurări, deci:

$$\Delta P_{Cun} = 3R_T I_n^2,$$

din care rezultă:

$$R_T = \frac{\Delta P_{Cu n}}{3I_n^2} = \frac{\Delta P_{Cu n} U_n^2}{S_n^2} 10^{-3} [\Omega], \quad (3.98)$$

în care: S_n se exprimă în MVA, U_n în kV, iar $\Delta P_{Cu n}$ în kW.

Se menționează că U_n este tensiunea nominală a înfășurării la care se face raportarea parametrilor transformatorului.

B. Reactanța echivalentă X_T

Se determină folosind tensiunea de scurtcircuit, care are o componentă activă (ΔU_a) și una

reactivă (ΔU_r), în cuadratură; ΔU_a și ΔU_r reprezintă căderile de tensiune produse de curentul nominal pe rezistența echivalentă (R_T), respectiv pe reactanța echivalentă (X_T) ale transformatorului.

Cele două componente ale tensiunii de scurtcircuit pot fi exprimate în procente din tensiunea nominală și anume:

$$\Delta u_a \% = \frac{\Delta U_a}{U_n} 100; \quad \Delta u_r \% = \frac{\Delta U_r}{U_n} 100. \quad (3.99)$$

Între tensiunea de scurtcircuit și componentele sale există relația:

$$u_{sc} \% = \sqrt{(\Delta u_a \%)^2 + (\Delta u_r \%)^2}, \quad (3.100)$$

în care $u_{sc} \%$ este cunoscută din datele de catalog ale transformatorului, iar:

$$\Delta u_a \% = \frac{\Delta U_a}{U_n} 100 = \frac{\sqrt{3} I_n R_T}{U_n} 100 = \frac{3 I_n^2 R_T}{\sqrt{3} U_n I_n} 100 = \frac{3 I_n^2 R_T}{S_n} 100 = \frac{\Delta P_{Cun}}{S_n} 100 = \Delta P_{Cun} \% \quad (3.101)$$

deci căderea de tensiune activă pe transformator în % este egală cu pierderile în cupru nominale în %.

Din (3.100), în care $u_{sc} \%$ și $\Delta u_a \%$ sunt cunoscute, rezultă:

$$\Delta u_r \% = \sqrt{(u_{sc} \%)^2 - (\Delta u_a \%)^2}. \quad (3.102)$$

Mărimea $\Delta u_r \%$ se poate exprima în funcție de X , plecând de la (3.102):

$$\Delta u_r \% = \frac{\Delta U_r}{U_n} 100 = \frac{\sqrt{3} X_T I_n}{U_n} 100 = \frac{\sqrt{3} I_n U_n X_T}{U_n^2} 100 = \frac{S_n}{U_n^2} X \cdot 100,$$

de unde:

$$X_T = \frac{\Delta u_r \%}{100} \frac{U_n^2}{S_n} [\Omega], \quad (3.103)$$

în care U_n se ia în kV, iar S_n în MVA.

La transformatoarele de puteri mari $\Delta u_r \% \gg \Delta u_a \%$, deci reactanța transformatorului se poate calcula cu relația:

$$X_T = \frac{u_{sc} \%}{100} \frac{U_n^2}{S_n}. \quad (3.104)$$

C. Conductanța echivalentă G_T

Se exprimă în funcție de pierderile trifazate de putere activă în fierul transformatorului, numeric egale cu puterea activă absorbită de transformator la funcționarea în gol, astfel:

$$\Delta P_{Fe} = G_T U_n^2,$$

din care:

$$G_T = \frac{\Delta P_{Fe}}{U_n^2} 10^{-3} [S], \quad (3.105)$$

unde ΔP_{Fe} se ia în kW, iar U_n în kV.

D. Susceptanța inductivă echivalentă B_T

Neglijând pierderile pe reactanța transformatorului, puterea reactivă absorbită de transformator în regim de mers în gol, ΔQ_{Fe} , se poate exprima prin relația:

$$\Delta Q_{Fe} = B_T U_n^2,$$

din care rezultă susceptanța inductivă a transformatorului:

$$B_T = \frac{\Delta Q_{Fe}}{U_n^2}. \quad (3.106)$$

Această relație nu poate fi utilizată deoarece nu se cunoaște ΔQ_{Fe} . Pentru determinarea

susceptanței B se pleacă de la expresia admitanței echivalente a transformatorului:

$$Y_T = \frac{I_0}{U_{nf}} = \frac{i_0 \% I_n}{100 U_{nf}} = \frac{i_0 \% \sqrt{3} U_n I_n}{100 U_n^2} = \frac{i_0 \% S_n}{100 U_n^2} \text{ [S]}, \quad (3.107)$$

unde S_n se ia în MVA, iar U_n în kV.

Cu valorile lui Y_T și G_T cunoscute se poate calcula susceptanța:

$$B_T = \sqrt{Y_T^2 - G_T^2} \approx Y_T, \quad (3.108)$$

deoarece în practică $G_T \ll B_T$, astfel se poate scrie că:

$$\Delta Q_{Fe} = \frac{i_0 \%}{100} S_n. \quad (3.109)$$

Rezultă că susceptanța exprimată în unități relative este numeric egală cu intensitatea curentului de mers în gol exprimat în unități relative.

3.5.2.2. Parametrii de secvență zero ai transformatoarelor cu două înfășurări

Determinarea parametrilor de secvență zero ai transformatoarelor cu două înfășurări se face pe baza următoarelor precizări:

- impedanța longitudinală de secvență zero a transformatorului este egală cu impedanța longitudinală de secvență pozitivă (negativă) a acestuia;
- impedanța transversală (de magnetizare) de secvență zero a transformatorului este influențată de construcția miezului și de conexiunea înfășurărilor.

În figura 3.17 sunt redată schemele de secvență zero pentru transformatoarele cu două înfășurări având diferite conexiuni) și se precizează modul de calcul al impedanței de secvență zero.

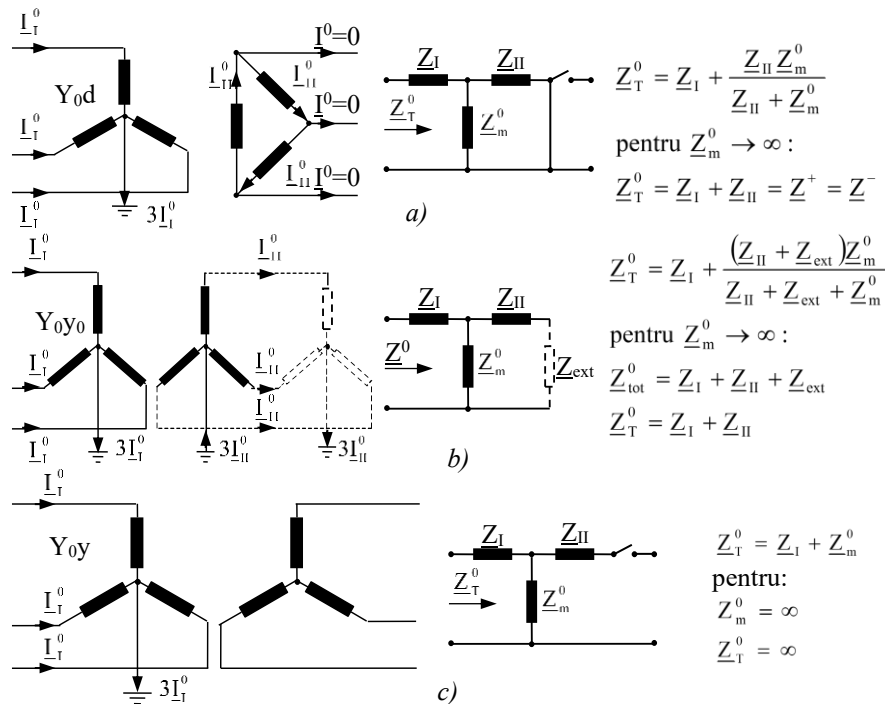


Fig.3.17. Scheme de secvență zero pentru transformatoarele cu două înfășurări [1]:

15) conexiunea Y_0d ; b) conexiunea Y_0y_0 ; c) conexiunea Y_0y .

3.5.3. Parametrii de secvență ai transformatoarelor cu trei înfășurări

Pentru calculul parametrilor acestor transformatoare sunt necesare unele precizări suplimentare. Astfel, după modul cum sunt dimensionate înfășurările, în practică se întâlnesc trei tipuri de transformatoare (Tabelul 3.3), individualizate prin posibilitățile de încărcare a

înfășurărilor în raport cu sarcina nominală (100%).

Tabelul 3.3 Tipuri de transformatoare cu trei înfășurări

Tipul transformatorului	Raportul puterilor înfășurărilor IT/MT/JT%
I	100/100/100%
II	100/100/66,66%; respectiv 100/66,66/100%
III	100/66,66/66,66%

Ultimele două tipuri constructive au un cost mai redus, fiind preferate în cazurile în care nu este necesară distribuția întregii puteri a înfășurării primare fie pe înfășurarea secundară fie pe cea terțiară.

Pierderile în cupru nominale ale transformatoarelor cu trei înfășurări, indicate în cataloage, reprezintă pierderile maxime în înfășurări, care se produc când puterea nominală, corespunzătoare înfășurării primare, se repartizează cât mai inegal pe celelalte două înfășurări. Rezistențele înfășurărilor, raportate la aceeași tensiune, se consideră invers proporționale cu puterile nominale ale acestora,

$$\frac{R_1}{R_2} = \frac{S_{n2}}{S_{n1}}; \quad \frac{R_1}{R_3} = \frac{S_{n3}}{S_{n1}}; \quad \frac{R_2}{R_3} = \frac{S_{n3}}{S_{n2}}. \quad (3.109)$$

Se menționează că în cazul transformatoarelor cu trei înfășurări, R_1 , R_2 și R_3 reprezintă rezistența unei înfășurări primare, secundare și respectiv terțiare, reduse la același nivel de tensiune (U_n), spre deosebire de transformatorul cu două înfășurări, la care R_T reprezintă rezistența totală a transformatorului (primar+secundar) pe o fază, redusă la același nivel de tensiune.

Parametrii transversali ai transformatoarelor cu trei înfășurări (conductanța G și susceptanța B) se determină cu aceleași relații ca în cazul transformatoarelor cu două înfășurări (3.105), (3.106) și (3.109). De aceea, în continuare se prezintă numai calculul rezistenței și reactanței.

16) Rezistența înfășurărilor:

➤ pentru primul tip de transformator, conform (3.109) rezistențele raportate la aceeași tensiune sunt egale între ele ($R_1=R_2=R_3=R$), iar pierderile în cupru nominale sunt definite pentru încărcarea nominală a două înfășurări (de exemplu primarul și secundarul), a treia fiind în gol. Puterile nominale ale înfășurărilor parcurse de curent fiind egale, rezultă că valorile nominale ale acestor curenți, raportate la aceeași tensiune, sunt de asemenea egale:

$$\Delta P_{Cu n} = 6RI_n^2; \\ R = \frac{\Delta P_{Cu n}}{6I_n^2} = \Delta P_{Cu n} \frac{U_n^2}{2S_n^2} \cdot 10^{-3} \quad [\Omega], \quad (3.110)$$

în care S_n se exprimă în [MVA], U_n în [kV] și $\Delta P_{Cu n}$ în [kW];

➤ pentru transformatoarele de tipul al doilea, pierderile în înfășurări sunt maxime când înfășurările de 100% sunt încărcate la sarcină nominală, iar cea de a treia înfășurare (66,66%) funcționează în gol. Conform (3.110), pentru rezistențele înfășurărilor rezultă următoarele relații:

- pentru tipul 100/100/66,66%:

$$R_1 = R_2 = R, \quad R_3 = 1,5R; \quad (3.111)$$

- pentru tipul 100/66,66/100%:

$$R_1 = R_3 = R, \quad R_2 = 1,5R; \quad (3.112)$$

- pentru transformatoarele de tipul al treilea (100/66,66/66,66%), în acord cu (3.109):

$$R_1 = R, \quad R_2 = R_3 = 1,5R; \quad (3.113)$$

Pierderile în cupru se dau în ipoteza că primele două înfășurări sunt încărcate la puterea nominală, iar a treia la jumătate din puterea nominală:

$$\Delta P_{\text{Cun}} = 3 \left[RI_n^2 + \frac{3}{2} R \left(\frac{2}{3} I_n \right)^2 + \frac{3}{2} R \left(\frac{1}{3} I_n \right)^2 \right] = \frac{11}{2} RI_n^2;$$

$$R = \frac{2}{11} \frac{\Delta P_{\text{Cun}}}{I_n^2} = \frac{6}{11} \Delta P_{\text{Cun}} \frac{U_n^2}{S_n^2} \cdot 10^{-3} \quad [\Omega]. \quad (3.114)$$

B. Reactanța înfășurărilor

În calculul reactanțelor transformatoarelor cu trei înfășurări se admite ipoteza potrivit căreia tensiunea de scurtcircuit ($u_{sc}\%$) este egală cu căderea de tensiune reactivă ($\Delta u_r\%$), eroarea fiind cu atât mai mică cu cât puterea transformatorului este mai mare.

Pentru aceste transformatoare se indică în cataloage tensiunile de scurtcircuit pentru fiecare pereche de înfășurări, cea de a treia fiind întotdeauna în gol, respectiv: $u_{sc12}\%$, $u_{sc23}\%$ și $u_{sc13}\%$.

Considerând reactanțele reduse la aceeași tensiune U_n , acestea se pot calcula la fel ca la transformatorul cu două înfășurări:

$$X_{12} = \frac{u_{sc12}\%}{100} \frac{U_n^2}{S_n}; \quad X_{23} = \frac{u_{sc23}\%}{100} \frac{U_n^2}{S_n}; \quad X_{13} = \frac{u_{sc13}\%}{100} \frac{U_n^2}{S_n}. \quad (3.115)$$

Cele trei reactanțe nu formează o schemă echivalentă de calcul care să unească printr-o legătură galvanică unică toate cele trei borne de intrare de pe aceeași fază, corespunzând celor trei trepte de tensiune. Ele realizează numai legături parțiale între perechi de trepte de tensiune, corespunzător ipotezei în care au fost determinate (regim de scurtcircuit de probă pe câte două înfășurări, a treia fiind în gol).

Potrivit condițiilor reale de încercare în scurtcircuit se pot scrie relațiile [2]:

$$X_{12} = X_1 + X_2; \quad X_{13} = X_1 + X_3; \quad X_{23} = X_2 + X_3, \quad (3.116)$$

din care rezultă reactanțele înfășurărilor raportate la aceeași tensiune:

$$X_1 = \frac{X_{12} + X_{13} - X_{23}}{2}; \quad X_2 = \frac{X_{23} + X_{12} - X_{13}}{2}; \quad X_3 = \frac{X_{13} + X_{23} - X_{12}}{2}. \quad (3.23)$$

3.6. APLICAȚII

Aplicația 3.1. Să se determine parametrii electrici de secvență pentru linia electrică aeriană din figura 3.18. Datele constructive ale conductoarelor sunt prezentate în tabelele 3.4 și 3.5. Conductoarele utilizate sunt de tipul Al-OI, aluminiul și oțelul având rezistivitățile: $\rho_{Al}=0,0294 \Omega\text{mm}^2/\text{m}$, respectiv $\rho_{OI}=0,135 \Omega\text{mm}^2/\text{m}$. Înălțimile față de pământ se referă la distanța dintre clema de prindere a conductorului și pământ (fără lungimea izolatoarelor!).

Tabelul 3.4

Tensiunea (kV)	Felul stâlpului	Secțiunea conductorului (mm^2)	Nr. circuite
110 s.c.	metalic	$3 \times 185 \text{ Al-OI} + 70 \text{ OI}$	1

Tabelul 3.5

Construcția conductorului de aluminiu-oțel	Secțiunea nominală a cond. De Al-OI (mm^2)	Nr. total de fire Al-OI	Raza conductorului r (m)	r_e (GMR) (m)
Normală	185/32	26/7	0,0096	0,00776

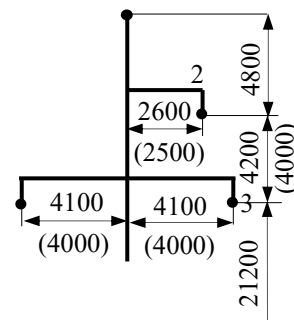


Fig.3.18. LEA de IT de 110 kV s.c.

Soluție:

17) Rezistențele de secvență în curent alternativ

➤ Pentru calculul rezistențelor specifice, de secvență pozitivă și negativă, se utilizează relațiile:

$$R_{cc} = (1,01 \dots 1,02) \frac{\rho_l}{S}; \quad R_{ca} = K_p \cdot R_{cc}.$$

Se obține:

$$R_{Al} = \frac{\rho_{Al} \cdot 1000}{S_{Al}} = \frac{29,4}{185} = 0,159 \text{ } \Omega/\text{km}; \quad R_{Ol} = \frac{\rho_{Ol} \cdot 1000}{S_{Ol}} = \frac{135}{32} = 4,219 \text{ } \Omega/\text{km};$$

$$R_0^+ = R_0^- = 1,02 \cdot K_p \frac{R_{Al} \cdot R_{Ol}}{R_{Al} + R_{Ol}} = 1,02 \cdot 1,01 \frac{0,159 \cdot 4,219}{0,159 + 4,219} = 0,158 \text{ } \Omega/\text{km},$$

unde coeficientul pelicular $K_p=1,01$.

Dacă la calculul rezistenței se consideră doar secțiunea aluminiului, se obține:

$$R_{Al}^+ = R_{Al}^- = 1,02 \cdot K_p \cdot R_{Al} = 1,02 \cdot 1,01 \cdot 0,159 = 0,163 \text{ } \Omega/\text{km},$$

eroarea față de calculul exact fiind de 3,67%.

➤ Rezistența specifică de secvență zero, în lipsa conductorului de gardă, se calculează cu:

$$R_0^0 = R_0^+ + 3R_{p0} = 0,158 + 3 \cdot 0,05 = 0,308 \text{ } \Omega/\text{km},$$

în care $R_{p0} = 0,05 \text{ } \Omega/\text{km}$ este rezistența specifică a pământului.

2. Reactanțele de secvență

➤ Reactanțele specifice, de secvență pozitivă și negativă, se calculează cu relația, adică

$$X_0^+ = X_0^- = 0,1445 \cdot \lg \frac{D_m}{r_e}, \text{ unde } D_m = \sqrt[3]{D_{12} D_{23} D_{31}} \text{ se determină pe baza datelor din figura 3.17,}$$

b și $r_e=7,76 \text{ mm}$ (tabelul 3.3):

$$D_{12} = \sqrt{(4100+2600)^2 + 4200^2} = 7908 \text{ mm};$$

$$D_{23} = \sqrt{(4100-2600)^2 + 4200^2} = 4460 \text{ mm};$$

$$D_{31} = 4100 + 4100 = 8200 \text{ mm};$$

$$D_m = \sqrt[3]{7908 \cdot 8200 \cdot 4460} = 6613 \text{ mm, iar}$$

$$X_0^+ = X_0^- = 0,1445 \cdot \lg \left(\frac{6613}{7,76} \right) = 0,423 \text{ } \Omega/\text{km};$$

➤ Reactanța specifică de secvență zero se determină cu relația:

$$X_0^0 = 3 \cdot 0,1445 \lg \frac{D_{cp}}{r_m}, \text{ cu } D_{cp} = 1000 \text{ m};$$

$$r_m = \sqrt[3]{r_e D_m^2} = \sqrt[3]{7,76 \cdot 6613^2} = 697,51 \text{ mm și}$$

$$X_0^0 = 3 \cdot 0,1445 \cdot \lg \frac{10^6}{697,51} = 1,368 \text{ } \Omega/\text{km, iar}$$

$$X_0^0/X_0^+ = 1,368/0,423 = 3,23.$$

18) Susceptanțele de secvență

➤ Capacitatea specifică de secvență pozitivă și negativă se calculează cu relația (3.90), în care $\rho_{ef}=r=9,6 \text{ mm}$, conform tabelului 3.5:

$$C_0^+ = C_0^- = \frac{0,0242}{\lg \frac{6613}{9,6}} = 0,00852 \mu\text{F/km}.$$

Susceptanțele specifice de secvență pozitivă și negativă sunt:

$$Y_0^+ = Y_0^- = (2 \cdot \pi \cdot 50) \cdot 0,00852 = 2,678 \mu\text{S/km};$$

➤ Capacitatea specifică de secvență zero se calculează cu relația (3.93), în care

$$h_m = \sqrt[3]{h_1 \cdot h_2 \cdot h_3} \text{ și } \rho_{ech} = \sqrt[3]{\rho_{ef} D_m^2}.$$

Pentru o deschidere de 245 m săgeata nominală are valoarea 9200 mm, iar înălțimea medie se va corecta conform relației (3.82).

Din figura 3.17 rezultă:

$$h_1 = h_3 = 21200 \text{ mm}; \quad h_2 = 21200 + 4200 = 25400 \text{ mm};$$

$$h_m = \sqrt[3]{21200 \cdot 25400 \cdot 21200} = 22517 \text{ mm, iar}$$

$$h'_m = 22517 - \frac{2}{3} \cdot 9200 = 16384 \text{ mm.}$$

$$\rho_{ech} = \sqrt[3]{9,6 \cdot 6613^2} = 748,78 \text{ mm și}$$

$$C_0^0 = \frac{0,008}{\lg \frac{2 \cdot 16384}{748,78}} = 0,00487 \mu\text{F/km}.$$

Susceptanța specifică de secvență zero este:

$$Y_0^0 = (2 \cdot \pi \cdot 50) \cdot 0,00487 = 1,531 \mu\text{S/km}.$$

Aplicația 3.2. Se cere să se calculeze parametrii transformatorului de putere cu două înfășurări ale cărui caracteristici sunt prezentate în tabelul 3.6.

Tabelul 3.6 Caracteristicile unui transformator de putere cu două înfășurări

S_n (MVA)	U_n (kV)		Grupa de conexiuni	ΔP_{Fe} (kW)	ΔP_{Cun} (kW)	u_{sc} (%)	i_0 (%)	Reglaj ploturi $\times \Delta U_p$
	IT	JT						
63	110	10,5	YNd11	60	260	12	0,9	$\pm 9 \times 1,78\%$

Soluție:

Parametrii transformatorului raportați la înfășurarea de IT sunt:

➤ rezistența

$$R_{T1} = \frac{\Delta P_{Cun} U_{nIT}^2}{S_n^2} = \frac{260 \cdot 110^2}{63^2} 10^{-3} = 0,793 \Omega;$$

➤ impedanța

$$Z_{T1} = \frac{u_{sc\%}}{100} \frac{U_{nIT}^2}{S_n} = \frac{12}{100} \frac{110^2}{63} = 23,04 \Omega;$$

➤ reactanța

$$X_{T1} = \sqrt{Z_{T1}^2 - R_{T1}^2} = \sqrt{23,04^2 - 0,793^2} = 23,026 \Omega;$$

$$X_{T1}/R_{T1} = 23,026/0,793 = 29,03;$$

$$X_{T1} \cong \frac{u_{sc\%}}{100} \frac{U_{nIT}^2}{S_{Tn}} = \frac{12}{100} \frac{110^2}{63} = 23,04 \Omega;$$

➤ conductanța

$$G_{T1} = \frac{\Delta P_{Fe}}{U_{nIT}^2} 10^{-3} = \frac{60}{110^2} 10^{-3} = 4,96 \mu S;$$

➤ susceptanța

$$B_{T1} \cong \frac{i_{0\%}}{100} \frac{S_n}{U_{nIT}^2} = \frac{0,9}{100} \frac{25}{110^2} = 18,60 \mu S.$$

Aplicația 3.3. Se cere să se calculeze parametrii transformatorului de putere cu trei înfășurări (tip 2) ale cărui caracteristici sunt prezentate în tabelul 3.7.

Tabelul 3.7. Caracteristicile unui transformator de putere cu trei înfășurări

S _n (MVA)	U _n (kV)			Grupa de conexiuni	ΔP_{Fe} (kW)	ΔP_{Cun} (kW)	u _{sc} (%)			Reglaj ploturi $\times \Delta U_p$
	IT	MT	JT				IT-MT	IT-JT	MT-JT	
120	220	121	10,5	Ynyn0d11	95	420	13,85	23,27	17,91	$\pm 8 \times 1,25\%$

Soluție:

Parametrii transformatorului raportați la înfășurarea de IT sunt:

➤ rezistențele

$$R_1 = R_2 = R, \quad R_3 = 1,5R;$$

$$R_1 = R_2 = \frac{\Delta P_{Cun}}{6I_n^2} = \Delta P_{Cun} \frac{U_{nIT}^2}{2S_n^2} \cdot 10^{-3} = 420 \frac{220^2}{2 \cdot 120^2} \cdot 10^{-3} = 0,706 \Omega;$$

$$R_3 = 1,5 \cdot 0,706 = 1,059 \Omega;$$

➤ reactanțele

$$X_{IT-MT} = \frac{u_{scIT-MT} \%}{100} \frac{U_{nIT}^2}{S_n} = \frac{13,85}{100} \frac{220^2}{120} = 55,86 \Omega;$$

$$X_{MT-JT} = \frac{u_{scMT-JT} \%}{100} \frac{U_{nIT}^2}{S_n} = \frac{17,91}{100} \frac{220^2}{120} = 72,237 \Omega;$$

$$X_{IT-JT} = \frac{u_{scIT-JT} \%}{100} \frac{U_{nIT}^2}{S_n} = \frac{23,27}{100} \frac{220^2}{120} = 93,86 \Omega;$$

$$X_{IT} = \frac{X_{IT-MT} + X_{IT-JT} - X_{MT-JT}}{2} = \frac{55,86 + 93,86 - 72,237}{2} = 38,675 \Omega;$$

$$X_{MT} = \frac{X_{MT-JT} + X_{IT-MT} - X_{IT-JT}}{2} = \frac{72,237 + 55,86 - 93,86}{2} = 17,185 \Omega;$$

$$X_{JT} = \frac{X_{IT-JT} + X_{MT-JT} - X_{IT-MT}}{2} = \frac{93,86 + 72,237 - 55,86}{2} = 55,12 \Omega.$$

BIBLIOGRAFIE

- [1]. Radu-Adrian Tîrnovan, Producerea, Transportul și Distribuția Energiei Electrice. Note de curs, Ed. UT. PRESS, Cluj-Napoca, 2017, ISBN 978-606-737-273-1
- [2]. Dan Călin Peter, Radu-Adrian Tîrnovan, Transportul și distribuția energiei electrice, Cluj-Napoca, U.T. Press, 2014 ISBN 978-973-662-960-0.
- [3]. Darie, S., Vădan, I. Producerea, Transportul și Distribuția Energiei Electrice. Instalații pentru transportul și distribuția energiei electrice. Editura UT Press, Cluj Napoca, 2003, ISBN 973-662-037-0.
- [4]. PE 134-95. Normativ privind metodologia de calcul al curenților de scurtcircuit în rețelele electrice cu tensiunea peste 1 kV. București, 1996.

4. METODA MĂRIMILOR RAPORTATE (UNITĂȚI RELATIVE)

4.1. MĂRIMI ÎN UNITĂȚI RELATIVE

Pentru simplificarea analizei rețelelor electrice este utilă reprezentarea mărimilor fizice, nu în unitățile absolute obișnuite ale acestora, ci în unități relative, fără dimensiuni [1, 2].

Valoarea relativă a unei mărimi fizice oarecare reprezintă raportul acesteia față de valoarea unei alte mărimi fizice, de aceeași natură, aleasă ca unitate de bază. Pentru exprimarea diferitelor mărimi în unități relative, trebuie alese în prealabil, pentru fiecare din ele, unitățile de bază. Deoarece valorile mărimilor de bază sunt numere reale, raportarea unui fazor sau a unui număr complex, reprezentat în sistemul fizic de măsură, la mărimea de bază corespunzătoare nu modifică faza fazorului, respectiv argumentul numărului complex:

$$\underline{X}_{u.r.} = \frac{\underline{X}}{X_{baza}} = \frac{|\underline{X}| \cdot e^{j\varphi_X}}{X_{baza}} = X_{u.r.} \cdot e^{j\varphi_X}; \quad (4.1)$$

4.1.1. Mărimi de bază și mărimi raportate

Mărimile electrice prin care se poate caracteriza un sistem electric sunt: curentul $\underline{I}$, tensiunea $\underline{U}$, puterea aparentă $\underline{S}$, impedențele rețelei $\underline{Z}$ și defazajele din rețea (acestea din urmă fiind adimensionale).

Dacă se alege în mod arbitrar puterea de bază S_b și tensiunea de bază U_b , curentul de bază I_b și impedența de bază Z_b se pot exprima în funcție de mărimile de bază alese:

$$I_b = \frac{S_b}{\sqrt{3}U_b}; \quad (4.2)$$

$$Z_b = \frac{U_b}{\sqrt{3}I_b} = \frac{U_b^2}{S_b}. \quad (4.3)$$

În consecință, dintre cele patru mărimi de bază doar două pot fi alese arbitrar, celelalte două rezultând din relațiile (4.2) și (4.3). De obicei, se alege ca mărimi de bază puterea S_b și tensiunea U_b . Alegerea mărimilor de bază trebuie făcută astfel încât operațiile de calcul să fie cât mai simple și ordinul de mărime să permită folosirea lor comodă. Se recomandă pentru puterea de bază să se aleagă o valoare care reprezintă un multiplu de 10 (100, 1000 MVA), iar tensiunile de bază se aleg, în mod uzual, egale cu tensiunile nominale ale transformatoarelor de putere.

După alegerea mărimilor de bază, curentul, tensiunea, puterea și impedența în mărimi relative se determină cu relațiile:

$$\underline{S}_{u.r.} = \frac{\underline{S}}{S_b}; \quad (4.4)$$

$$\underline{U}_{u.r.} = \frac{\underline{U}}{U_b}; \quad (4.5)$$

$$\underline{I}_{u.r.} = \frac{\underline{I}}{I_b} = \underline{I} \frac{\sqrt{3}U_b}{S_b}; \quad (4.6)$$

$$\underline{Z}_{u.r.} = \frac{\underline{Z}}{Z_b} = \underline{Z} \frac{S_b}{U_b^2}. \quad (4.7)$$

Deoarece alegerea mărimilor de bază S_b și U_b este arbitrară, aceeași mărime reală poate avea valori numerice diferite când este exprimată în unități relative.

Legea lui Ohm în unități relative este identică cu cea scrisă în unități fizice:

$$\underline{U}_{u.r.} = \frac{U}{U_b} = \frac{\underline{Z} \underline{I}}{Z_b I_b} = \underline{Z}_{u.r.} \underline{I}_{u.r.}. \quad (4.8)$$

Regulile care se aplică în utilizarea metodei unităților relative sunt:

- Valoarea numerică a puterii de bază este aceeași pentru întregul sistem în studiu – se recomandă a se adopta un multiplu de 10;
- Tensiunile de bază se aleg în așa fel încât să respecte rapoartele de transformare ale transformatoarelor de putere:

$$\frac{U_{b1}}{U_{b2}} = \frac{U_1}{U_2} = \frac{N_1}{N_2} = K_T, \quad (4.9)$$

unde U_1 și U_2 sunt tensiunile primare (întă tensiune – IT), respectiv secundare (joasă tensiune – JT), ale transformatoarelor de putere iar K_T este raportul de transformare al transformatorului de putere, la curent nominal.

Prin aplicarea regulilor de mai sus, impedanțele transformatorului rămân nemodificate atunci când se face raportarea acestora la tensiunea primară sau secundară.

Această raportare, după rapoartele de transformare reale ale transformatoarelor, se numește raportare exactă. În calculele practice se recurge uneori la raportarea aproximativă, care constă în faptul că pentru fiecare treaptă de transformare tensiunea de bază se ia egală cu tensiunea medie nominală a treptei respective.

Se constată existența următoarelor egalități rezultate în urma raportării: puterile relative trifazată și monofazată sunt egale numeric:

$$S_{u.r.}^{3f} = S_{u.r.}^{1f}; \quad (4.10)$$

tensiunile relative de linie și de fază sunt numeric egale:

$$\underline{U}_{u.r.} = \underline{V}_{u.r.}. \quad (4.11)$$

4.1.2. Schimbarea bazei

Dacă se modifică mărimile de bază de la S_{b1} și U_{b1} la S_{b2} și U_{b2} , se modifică valorile relative în timp ce valorile mărimilor în unități absolute (fizice) rămân nemodificate, deci:

$$\underline{Z} = \underline{Z}_{1,u.r.} \cdot Z_{b1} = \underline{Z}_{2,u.r.} \cdot Z_{b2} \Rightarrow \underline{Z}_{2,u.r.} = \underline{Z}_{1,u.r.} \left(\frac{U_{b1}}{U_{b2}} \right)^2 \frac{S_{b2}}{S_{b1}}. \quad (4.12)$$

Producătorii de echipamente electrice dau de multe ori impedanțele unor elemente de rețea (generatoare, transformatoare, bobine de reactanță) în unități relative, prin raportare la impedanța de referință Z_n , corespunzătoare parametrilor nominali ai elementului respectiv (I_n , U_n și S_n). Valorile impedanțelor relative nominale se determină cu relația (4.7), în care mărimile de bază se înlocuiesc cu mărimile corespunzătoare nominale, adică:

$$\underline{Z}_{n,u.r.} = \frac{\underline{Z}}{Z_n} = \frac{\sqrt{3} \underline{Z} I_n}{U_n} = \underline{Z} \frac{S_n}{U_n^2}. \quad (4.13)$$

Transformarea impedanțelor relative nominale în impedanțe raportate la mărimile de bază (S_b și U_b), se face pe baza relației (4.12), obținându-se:

$$\underline{Z}_{u.r.} = \underline{Z}_{n,u.r.} \frac{S_b}{S_n} \frac{U_n^2}{U_b^2}. \quad (4.14)$$

4.2. IMPEDANȚELE ÎN UNITĂȚI RELATIVE ALE PRINCIPALELOR ELEMENTE DE SISTEM

4.2.1. Impedanța generatorului în unități relative

Producătorii prezintă reactanțele generatoarelor în unități relative (Tabelul 2.1). Mărimile de bază sunt alese egale cu mărimile nominale ale generatorului:

$$S_b = S_{nG}; \quad U_b = U_{nG}. \quad (4.15)$$

Se calculează impedanța de bază:

$$Z_b = \frac{U_b^2}{S_b} = \frac{U_{nG}^2}{S_{nG}}, \quad (4.16)$$

cu U_{nG} în kV și S_{nG} în MVA.

Se determină reactanțele raportate de secvență pozitivă (pentru regim supratranzitoriu, tranzitoriu, permanent), secvență negativă și inversă cu o relație de forma:

$$x_{G,u.r.} = \frac{X_G}{Z_b} = X_G \frac{S_{nG}}{U_{nG}^2}. \quad (4.17)$$

4.2.2. Modelarea transformatorului în mărimi raportate

Pentru modelarea transformatoarelor în unități relative se parcurg la următorii pași [1, 2]:

- Se aleg mărimile de bază egale cu mărimile nominale ale transformatorului:

$$S_b = S_n; \quad U_{b1} = U_{n1}; \quad U_{b2} = U_{n2}; \quad (4.18)$$

- Se calculează impedanțele de bază (4.2):

$$Z_{b1} = \frac{U_{b1}^2}{S_b} = \frac{U_{n1}^2}{S_n}; \quad Z_{b2} = \frac{U_{b2}^2}{S_b} = \frac{U_{n2}^2}{S_n}. \quad (4.19)$$

- Se determină parametrii transformatorului în unități relative. Calculele se fac atât pentru U_{b1} cât și pentru U_{b2} :

- *Rezistența transformatorului în unități relative* – rezistența în valori absolute a transformatorului este dată de relația:

$$R_T = \frac{\Delta P_{Cu n} U_n^2}{S_n^2} 10^{-3} \quad [\Omega], \quad (4.20)$$

în care: S_n se exprimă în MVA, U_n este tensiunea nominală a înfășurării la care se face raportarea parametrilor transformatorului, în kV, iar $\Delta P_{Cu n}$ se exprimă în kW. Astfel, din (4.19) și (4.20) rezultă:

$$R_{T1,u.r.} = \frac{R_{T1}}{Z_{b1}} = \left(\frac{\Delta P_{Cu n} \cdot U_{n1}^2}{S_n^2} 10^{-3} \right) \frac{1}{Z_{b1}} = \left(\frac{\Delta P_{Cu n} \cdot U_{n1}^2}{S_n^2} 10^{-3} \right) \frac{S_n}{U_{n1}^2} = \frac{\Delta P_{Cu n}}{S_n} 10^{-3}; \quad (4.21)$$

$$R_{T2,u.r.} = \frac{R_{T2}}{Z_{b2}} = \left(\frac{\Delta P_{Cun} \cdot U_{n2}^2}{S_n^2} 10^{-3} \right) \frac{1}{Z_{b2}} = \left(\frac{\Delta P_{Cun} \cdot U_{n2}^2}{S_n^2} 10^{-3} \right) \frac{S_n}{U_{n2}^2} = \frac{\Delta P_{Cun}}{S_n} 10^{-3}. \quad (4.22)$$

Din relațiile (4.21) și (4.22) rezultă că rezistența transformatorului în unități relative are aceeași valoare atât pe partea primară cât și pe partea secundară, deci:

$$R_{T,u.r.} = R_{T1,u.r.} = R_{T2,u.r.} = \frac{\Delta P_{Cun}}{S_n} 10^{-3}. \quad (4.23)$$

Din relația precedentă se observă că rezistența transformatorului în unități relative nu depinde de tensiune.

▪ *Reactanța transformatorului în unități relative* – reactanța în valori absolute a transformatorului este dată de relația:

$$X_T \cong \frac{u_{sc} \%}{100} \frac{U_n^2}{S_n} [\Omega], \quad (4.24)$$

în care U_n se ia în kV, iar S_n în MVA. Astfel, din (4.19) și (4.24) rezultă:

$$X_{T,u.r.} = X_{T1,u.r.} = X_{T2,u.r.} = \left(\frac{u_{sc} \%}{100} \frac{U_{n1}^2}{S_n} \right) \frac{1}{Z_{b1}} = \left(\frac{u_{sc} \%}{100} \frac{U_{n1}^2}{S_n} \right) \frac{S_n}{U_{n1}^2} = \frac{u_{sc} \%}{100}. \quad (4.25)$$

▪ *Conductanța transformatorului în unități relative* – în valori absolute conductanța transformatorului este dată de relația:

$$G_T = \frac{\Delta P_0}{U_n^2} 10^{-3} [S], \quad (4.26)$$

unde ΔP_0 se ia în kW, iar U_n în kV.

Valoarea relativă a conductanței este:

$$G_{T,u.r.} = G_{T1,u.r.} = G_{T2,u.r.} = \left(\frac{\Delta P_0}{U_{n1}^2} 10^{-3} \right) \frac{1}{Y_{b1}} = \left(\frac{\Delta P_0}{U_{n1}^2} 10^{-3} \right) Z_{b1} = \left(\frac{\Delta P_0}{U_{n1}^2} 10^{-3} \right) \frac{U_{n1}^2}{S_n} = \frac{\Delta P_{Fe}}{S_n} 10^{-3}; \quad (4.27)$$

▪ *Susceptanța inductivă a transformatorului în unități relative* – în valori absolute susceptanța transformatorului este dată de relația:

$$B_T = \frac{i_0 \%}{100} \frac{S_n}{U_n^2} [S], \quad (4.28)$$

unde S_n se ia în MVA, iar U_n în kV.

Valoarea relativă a susceptanței este:

$$B_{T,u.r.} = B_{T1,u.r.} = B_{T2,u.r.} = \left(\frac{i_0 \%}{100} \frac{S_n}{U_{n1}^2} \right) Z_{b1} = \left(\frac{i_0 \%}{100} \frac{S_n}{U_{n1}^2} \right) \frac{U_{n1}^2}{S_n} = \frac{i_0 \%}{100}. \quad (4.29)$$

4.3. APLICAȚII

Aplicația 4.1. Să se calculeze în unități relative parametrii transformatorului cu două înfășurări având datele prezentate în Tabelul 4.1.

Tabelul 4.1. Datele transformatorului analizat

S_n [MVA]	U_1 [kV]	U_2 [kV]	ΔP_{Cun} [kW]	ΔP_0 [kW]	usc%	I_0 %
1,6	20	6,3	18	2,7	6	1,7

Soluție:

În Tabelul 4.2 sunt calculați parametrii transformatorului corespunzători unei scheme echivalente în Π , atât în funcție de tensiunea înfășurării primare cât și în funcție de tensiunea înfășurării secundare.

Tabelul 4.2. Parametrii corespunzători schemei echivalente în Π în unități fizice.

U [kV]	R_T (4.19)	X_T (4.23)	G_T (4.25)	B_T (4.27)
20	$\frac{18 \cdot 20^2}{1,6^2} 10^{-3} = 2,813$	$\frac{6}{100} \frac{20^2}{1,6} = 15$	$\frac{2,7}{20^2} 10^{-3} = 6,75 \cdot 10^{-6}$	$\frac{1,7}{100} \frac{1,6}{20^2} = 6,80 \cdot 10^{-5}$
6,3	$\frac{18 \cdot 6,3^2}{1,6^2} 10^{-3} = 0,279$	$\frac{6}{100} \frac{6,3^2}{1,6} = 1,49$	$\frac{2,7}{6,3^2} 10^{-3} = 68 \cdot 10^{-6}$	$\frac{1,7}{100} \frac{1,6}{6,3^2} = 6,85 \cdot 10^{-4}$

- Se aleg mărimile de bază:

$$S_b = S_n = 1,6 \text{ MVA};$$

$$U_{b1} = U_{n1} = 20 \text{ kV}; U_{b2} = U_{n2} = 6,3 \text{ kV}.$$

- Se calculează impedențele de bază:

$$Z_{b1} = \frac{U_{b1}^2}{S_b} = \frac{U_{n1}^2}{S_n} = \frac{20^2}{1,6} = 250 \Omega;$$

$$Z_{b2} = \frac{U_{b2}^2}{S_b} = \frac{U_{n2}^2}{S_n} = \frac{6,3^2}{1,6} = 24,80 \Omega.$$

Se calculează parametrii transformatorului în unități relative:

- Rezistența transformatorului în unități relative (4.7) sau (4.23):

$$R_{T,u.r.} = R_{T1,u.r.} = R_{T2,u.r.} = \frac{R_{T1}}{Z_{b1}} = \frac{2,812}{250} = 0,01125 \text{ u.r.};$$

$$R_{T,u.r.} = R_{T1,u.r.} = R_{T2,u.r.} = \frac{\Delta P_{Cun}}{S_n} 10^{-3} = \frac{18}{1,6} 10^{-3} = 0,01125 \text{ u.r.};$$

- Reactanța transformatorului în unități relative (4.7) sau (4.25):

$$X_{T,u.r.} = X_{T1,u.r.} = X_{T2,u.r.} = \frac{X_{T1}}{Z_{b1}} = \frac{15}{250} = 0,06 \text{ u.r.};$$

$$X_{T,u.r.} = X_{T1,u.r.} = X_{T2,u.r.} = \frac{u_{sc} \%}{100} = \frac{6}{100} = 0,06 \text{ u.r.};$$

- Conductanța transformatorului în unități relative (4.7) sau (4.27):

$$G_{T,u.r.} = G_{T1,u.r.} = G_{T2,u.r.} = G_{T1} Z_{b1} = 6,75 \cdot 10^{-6} \cdot 250 = 1,687 \cdot 10^{-3} \text{ u.r.};$$

$$G_{T,u.r.} = G_{T1,u.r.} = G_{T2,u.r.} = \frac{\Delta P_{Fe}}{S_n} 10^{-3} = \frac{2,7}{1,6} 10^{-3} = 1,687 \cdot 10^{-3} \text{ u.r.};$$

- Susceptanța inductivă a transformatorului în unități relative (4.7) sau (4.29):

$$B_{T,u.r.} = B_{T1,u.r.} = B_{T2,u.r.} = B_{T1} Z_{b1} = 6,80 \cdot 10^{-5} \cdot 250 = 0,017 \text{ u.r.};$$

$$B_{T,u.r.} = B_{T1,u.r.} = B_{T2,u.r.} = \frac{i_{0\%}}{100} = \frac{1,7}{100} = 0,017 \text{ u.r.}.$$

Aplicația 4.2. Se cere să se recalculeze parametrii transformatorului cu două înfășurări din aplicația 4.1 în unități relative, în noua bază, pentru care se aleg: $S_{b,nou} = 10 \text{ MVA}$, $U_{b,nou} = 22 \text{ kV}$.

Soluție:

Pentru recalcularea parametrilor în noua bază se aplică relația (4.12). Se obțin următoarele valori:

$$R_{T,nou,u.r.} = R_{T,vechi,u.r.} \left(\frac{U_{b,vechi}}{U_{b,nou}} \right)^2 \frac{S_{b,nou}}{S_{b,vechi}} = 0,01125 \left(\frac{20}{22} \right)^2 \frac{10}{1,6} = 0,0581 \text{ u.r.}$$

$$X_{T,nou,u.r.} = X_{T,vechi,u.r.} \left(\frac{U_{b,vechi}}{U_{b,nou}} \right)^2 \frac{S_{b,nou}}{S_{b,vechi}} = 0,06 \left(\frac{20}{22} \right)^2 \frac{10}{1,6} = 0,31 \text{ u.r.}$$

$$G_{T,nou,u.r.} = G_{T,vechi,u.r.} \left(\frac{U_{b,nou}}{U_{b,vechi}} \right)^2 \frac{S_{b,vechi}}{S_{b,nou}} = 1,687 \cdot 10^{-3} \cdot \left(\frac{22}{20} \right)^2 \frac{1,6}{10} = 0,326 \cdot 10^{-3} \text{ u.r.}$$

$$B_{T,nou,u.r.} = B_{T,vechi,u.r.} \left(\frac{U_{b,nou}}{U_{b,vechi}} \right)^2 \frac{S_{b,vechi}}{S_{b,nou}} = 0,017 \left(\frac{22}{20} \right)^2 \frac{1,6}{10} = 0,0033 \text{ u.r.}$$

Aplicația 4.3. Să se calculeze, în unități relative, parametrii unei linii electrice de 110 kV dublu circuit, ale cărei caracteristici sunt prezentate în tabelul 4.3. Se precizează că puterea de bază este $S_b=100$ MVA, iar tensiunea de bază este $U_b=110$ kV.

Tabelul 4.3

U_n (kV)	Lungimea (km)	Secțiunea (mm ²)	Rezistența (Ω/km)		Reactanța (Ω/km)		Admitanța (10 ⁻⁶ S/km)	
			R^+	R^0	X^+	X^0	Y^+	Y^0
110	75	2×3×240 AlOl+70 Ol	0,061	0,261	0,204	1,109	5,539	2,679

Soluție:

Impedanța de secvență pozitivă/negativă a liniei este:

$$\underline{Z}_L = (R^+ + jX^+)L = (0,061 + j0,204) \cdot 75 = (4,575 + j15,3) \Omega,$$

iar în unități relative,

$$\underline{Z}_{L,u.r.} = \underline{Z}_L \frac{S_b}{U_b^2} = (4,575 + j15,3) \cdot \frac{100}{110^2} = (0,0378 + j0,1264) \text{ u.r.}$$

Admitanța (susceptanța capacitivă) de secvență pozitivă/negativă a liniei este:

$$\underline{Y}_{0L} = jY^+ \cdot L = j5,539 \cdot 10^{-6} \cdot 75 = j0,415 \cdot 10^{-3} \text{ S},$$

iar în unități relative,

$$\underline{Y}_{0L,u.r.} = j0,415 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{110^2}{100} = j50,215 \cdot 10^{-3} \text{ u.r.}$$

Aplicația 4.4. Pentru LEA, din aplicația anterioară, se cere să se recalculeze, în unități relative, parametrii liniei electrice în noua bază, $S_{b,nou}=100$ MVA și $U_{b,nou}=220$ kV.

Soluție:

Impedanța de secvență pozitivă/negativă în noua bază

$$\underline{Z}_{L,nou,u.r.} = \underline{Z}_{L,vechi,u.r.} \left(\frac{U_{b,vechi}}{U_{b,nou}} \right)^2 \frac{S_{b,nou}}{S_{b,vechi}} = (0,0378 + j0,1264) \left(\frac{110}{220} \right)^2 \frac{100}{100} = (0,00945 + j0,0316) \text{ u.r.}$$

Admitanța (susceptanța capacitivă) în noua bază

$$\underline{Y}_{L,nou,u.r.} = \underline{Y}_{L,vechi,u.r.} \cdot \left(\frac{U_{b,nou}}{U_{b,vechi}} \right)^2 \frac{S_{b,vechi}}{S_{b,nou}} = j50,215 \cdot 10^{-3} \cdot \left(\frac{220}{110} \right)^2 \frac{100}{100} = j0,200 \text{ u.r.}$$

Aplicația 4.5. Se consideră rețeaua electrică prezentată în figura 4.2, datele elementelor de rețea fiind indicate în tabele 4.4, 4.5, 4.6, 4.7. Se cere:

- Să se calculeze parametrii elementelor de rețea în unități fizice;
- Să se stabilească mărimile de bază pentru calculul parametrilor elementelor de rețea în unități relative;
- Să se determine parametrii elementelor de rețea în unități relative;
- Să se întocmească schema electrică echivalentă (de secvență pozitivă) a rețelei și să se calculeze curentul debitat de generator, respectiv curentul absorbit de două sarcină, în regim staționar. Se consideră că generatorul (fără RAT) este o sursă de tensiune. Se va apela la modelarea rețelei în unități relative.

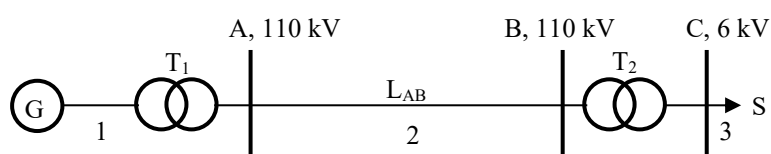


Fig.4.2. Schema monofilară a rețelei în studiu.

Tabelul 4.4. Parametrii generatorului G

Gen.	S_n [MVA]	U_n [kV]	I_n [kA]	$\cos\varphi_n$	Rezistența la 20°C [10 ⁻³ Ω]		Reactanțele nominale [u.r.]			
					Stator	Rotor	x_d''	x_d	x^-	x^0
G	21,0	10,5	1,155	0,9	3,97	182,5	0,2128	0,2938	0,8058	0,5328

Tabelul 4.5. Parametrii transformatoarelor T₁ și T₂

Trafo	S_n [MVA]	U_{n1} [kV]	U_{n2} [kV]	Reglaj	ΔP_0 [kW]	I_0 [%]	ΔP_{Cm} [kW]	U_{sc} [%]
T ₁ , DyN5	25	116	10,5	$\pm 9 \times 1,78$	30	1	130	11
T ₂ , YNd11	16	110	6,3	$\pm 8 \times 1,25$	14,14	1,2	81,5	10,5

Tabelul 4.6. Parametrii liniei electrice aeriene L

Linie s.c.	U_n [kV]	Lungimea L [km]	Secțiunea conductorului [mm ²]	Rezistența [Ω/km]		Reactanța [Ω/km]		Admitanța [10 ⁻⁶ S/km]	
				r^+	r^0	x^+	x^0	y^+	y^0
L _{AB}	110	50	3×185/32 AlO1+70 O1	0,160	0,380	0,40	1,30	2,73	1,90

Tabelul 4.7. Parametrii sarcinii S

Sarcina.	U_n [kV]	P_s [MW]	Q_s [Mvar]	R_s [Ω]	X_s [Ω]
S	6	2,88	2,16	8	6

Soluție:

Se are în vedere un regim de funcționare staționar simetric astfel încât interesează numai parametrii de secvență pozitivă.

În cazul generatorului se neglijează rezistența luându-se în calcul numai reactanța sincronă.

În cazul transformatoarelor se vor lua în calcul numai parametrii serie (longitudinali), deci se neglijează curenții de magnetizare.

19) Calculul parametrilor elementelor de rețea în unități fizice:

Din datele indicate în tabelele 4.4 – 4.7 se pot determina parametrii de calcul ai elementelor de rețea.

Se calculează, la început, parametrii pentru fiecare element în unități fizice și, ulterior, în unități relative:

Parametrii de calcul ai generatorului, în unități fizice

$$X_G = x_d \frac{U_{nG}^2}{S_{nG}} = 0,2938 \frac{10,5^2}{21} = 1,54 \Omega$$

Transformatoarele se consideră a fi transformatoare în fază! Transformatoarele sunt prevăzute cu posibilități de reglaj (cu ploturi). Sistemul de reglare este amplasat pe partea de IT (U_1). Parametrii de calcul ai transformatoarelor se vor calcula în funcție de nivelul de joasă tensiune pentru poziția mediană a plotului ($p = 0$), adică $t_{12} = t_{21} = 1$.

Parametrii de calcul ai transformatoarelor, în unități fizice, sunt calculați în Tabelul 4.8 raportați la nivelul de tensiune corespunzător cu introducerea schemelor echivalente în schema echivalentă a rețelei (Fig.4.3).

Tabelul 4.8. Parametrii de calcul ai transformatoarelor în unități fizice

Trafo.	Impedanța [Ω] $Z_T = \frac{u_{sc\%}}{100} \frac{U_{nT}^2}{S_{nT}}$	Rezistența [Ω] $R_T = \frac{\Delta P_{Cun} \cdot U_{nT}^2}{S_{nT}^2} 10^{-3}$	Reactanța [Ω] $X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2}$
T ₁	$0,11 \frac{116^2}{25} = 59,20$	$\frac{130 \cdot 116^2}{25^2} 10^{-3} = 2,80$	$\sqrt{59,20^2 - 2,80^2} \approx 59,20$
T ₂	$0,105 \frac{6,3^2}{16} = 0,260$	$\frac{81,5 \cdot 6,3^2}{16^2} 10^{-3} = 0,0126$	$\sqrt{0,260^2 - 0,0126^2} \approx 0,260$

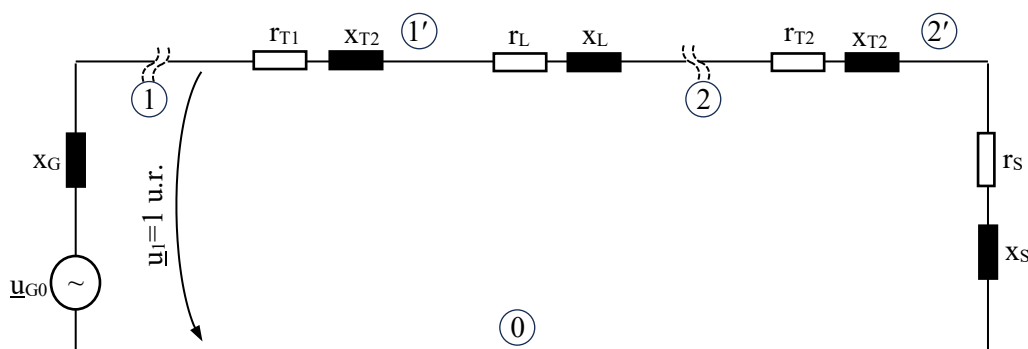


Fig.4.3. Schema electrică monofază a rețelei analizate în unități relative.

În tabelul 4.9 se prezintă calculul parametrilor liniei electrice aeriene L_{AB} .

Tabelul 4.9. Parametrii de calcul ai liniei electrice aeriene L, în unități fizice

Linia	Rezistența [Ω] $R_L = R_L^+ = R_L^- = r^+ \cdot L$	Reactanța inductivă [Ω] $X_L = X_L^+ = X_L^- = x_0^+ \cdot L$
L_{AB}	$0,16 \cdot 50 = 8$	$0,4 \cdot 50 = 20$

B. Stabilirea mărimilor de bază

- Se alege puterea de bază, comună pentru toată rețeaua, $S_b = 100$ MVA;
- Se aleg tensiunile de bază pentru fiecare tronson, conform tabelului 4.10 și se calculează celelalte mărimi de bază (Z_b și I_b). Tensiunile de bază se aleg în așa fel încât să respecte rapoartele de transformare ale transformatoarelor de putere (pentru poziția mediană a ploturilor). În varianta a, tensiunile de bază se aleg pornind de la generator spre sarcină, iar în varianta b, pornind de la sarcină spre generator. Varianta c este incorectă deoarece la stabilirea tensiunilor de bază nu au fost respectate rapoartele de transformare.

Tabelul 4.10. Alegerea mărimilor de bază

Varianta	a			b			c		
Tronson	G-A (1)	A-C (2)	C-S (3)	G-B (1)	B-C (2)	C-S ₂ (3)	G-B (1)	B-C (2)	C-S ₂ (3)
S _b [MVA]	100	100	100	100	100	100	100	100	100
U _b [kV]	10,5	116	116·6,3/110= =6,64	104,76·10,5/116= =9,48	6·110/6,3= =104,76	6	10,5	116	6,3
Z _b = U _b ² /S _b [Ω]	1,10	134,56	0,44	0,90	109,75	0,36			
I _b = S _b /(√3U _b) [kA]	5,5	0,5	8,70	6,09	0,526	9,62			
Observații	corect			corect			incorect		

C. Calculul parametrilor elementelor de rețea în mărimi raportate

Parametrii de rețea în unități relative sunt determinați și prezentați în tabelul 4.11. Parametrii fiecărui element de rețea se determină prin raportarea la impedanța de bază corespunzătoare nivelului de tensiune (tronsonului) la care s-au calculat valorile fizice ale acestora

Tabelul 4.11. Parametrii de calcul ai elementelor rețelei din figura 4.1 în unități relative

Element	Rezistența [u.r.] $R_{u.r.} = \frac{R}{Z_b}$	Reactanța [u.r.] $X_{u.r.} = \frac{X}{Z_b}$	Admitanța [u.r.] $Y_{u.r.} = \frac{1}{Z_{u.r.}}$
G	0	$\frac{1,54}{1,10} = 1,4$	$\frac{1}{j1,4} = -j0,714$
T ₁	$\frac{2,80}{134,56} = 0,021$	$\frac{59,20}{134,56} = 0,440$	$\frac{1}{0,021+j0,44} = 0,108 - j2,268$
T ₂	$\frac{0,0126}{0,44} = 0,0286$	$\frac{0,260}{0,44} = 0,590$	$\frac{1}{0,0286+j0,590} = 0,082 - j1,690$
L _{AB}	$\frac{8}{134,56} = 0,06$	$\frac{20}{134,56} = 0,149$	$\frac{1}{0,06+j0,149} = 2,33 - j5,78$
S	$\frac{8}{0,48} = 16,67$	$\frac{6}{0,48} = 12,5$	$\frac{1}{16,67+j12,5} = 0,0384 - j0,029$

D. Calculul curentului debitat de generator și a curenților de sarcină, în regim permanent

Pentru calculul regimului permanent se întocmește schema electrică echivalentă monofazată în unități relative (Fig.4.3), corespunzătoare schemei monofilare a rețelei (Fig.4.2).

În figura 4.3 toate mărimile sunt în unități relative și pentru simplificare se consideră că notațiile cu litere mici desemnează mărimi raportate.

Considerând că la bornele transformatorului T₁ tensiunea are valoarea nominală, atunci în conformitate cu schema din figura 4.3:

$$\underline{u}_1 = \frac{U_{nG}}{U_{b1}} = \frac{10,5}{10,5} = 1$$

și tensiunea la mers în gol a generatorului

$$\underline{u}_{G0} = \underline{u}_1 + \frac{j\dot{i}_G}{\underline{y}_G}, \quad (4.30)$$

cu:

$$\dot{i} = \underline{u}_1 \cdot \underline{y}_{ech1}. \quad (4.31)$$

Pentru schema echivalentă din figura 4.3 se scrie:

$$r_{ech1} = r_{T1} + r_L + r_{T2} + r_S = 0,021 + 0,06 + 0,0286 + 16,67 = 16,7796 \text{ u.r.};$$

$$x_{ech1} = x_{T1} + x_L + x_{T2} + x_S = 1,4 + 0,440 + 0,149 + 0,590 + 12,5 = 13,679 \text{ u.r.};$$

$$Z_{ech1} = 16,7796 + j13,679 \text{ u.r.};$$

$$\underline{y}_{ech1} = \frac{1}{Z_{ech1}} = \frac{1}{16,7796 + j13,679} = 0,0358 - j0,0292 \text{ u.r.}$$

Se calculează curentul în unități relative cu (4.31):

$$\underline{i} = \underline{u}_1 \cdot \underline{y}_{ech1} = 1 \cdot (0,0358 - j0,0292) = 0,0358 - j0,0292 \text{ u.r.} \Rightarrow i = |\underline{i}| = 0,0462 \text{ u.r.};$$

Curentul debitat de generator în unități fizice este:

$$I_G = i \cdot I_{b1} = 0,0462 \cdot 5,50 \cdot 10^3 = 254 \text{ A}.$$

Curentul prin linie în unități fizice este:

$$I_L = i \cdot I_{b2} = 0,0462 \cdot 0,50 \cdot 10^3 = 23 \text{ A}.$$

Curentul absorbit de sarcină în unități fizice este:

$$I_S = i \cdot I_{b3} = 0,0462 \cdot 8,70 \cdot 10^3 = 402 \text{ A}.$$

Tensiunea la mers în gol a generatorului (4.30):

$$\underline{u}_{G0} = 1 + \frac{0,0358 - j0,0292}{-j0,714} = 1,0409 + j0,0501 \text{ u.r.} \Rightarrow u_{G0} = |\underline{u}_{G0}| = 1,0421 \text{ u.r.},$$

respectiv $U_{G0} = 1,0421 \cdot 10,5 = 10,94 \text{ kV}$.

BIBLIOGRAFIE

- [1]. Dan Călin Peter, Radu-Adrian Tîrnovan, Transportul și Distribuția Energiei Electrice, Ed. UT. PRESS, Cluj-Napoca 2014, ISBN 978-973-662-960-0.
- [2]. Darie, S., Vădan, I., *Producerea, Transportul și Distribuția Energiei Electrice. Instalații pentru transportul și distribuția energiei electrice*, U.T. PRES, Cluj-Napoca, 2004.

5. CIRCULAȚIA PUTERILOR ACTIVE ȘI REACTIVE

5.1. TRANZITUL DE PUTERE PE O LATURĂ FĂRĂ TRANSFORMATORE

Pentru calculul circulației de puteri pe o latură fără transformatoare (Fig.5.1), se consideră tensiunile de fază $\underline{U}_{fi}$ și $\underline{U}_{fk}$ respectiv curentul $\underline{I}_{ik}$ prin latură.

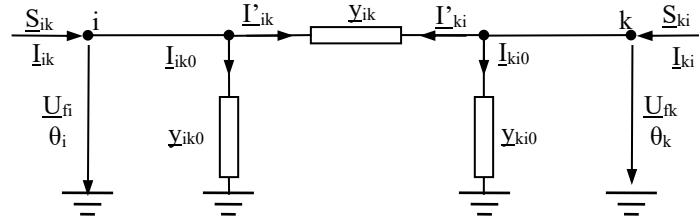


Fig.5.1. Schema echivalentă în Π a unei laturi fără transformator.

Puterea aparentă complexă trifazată injectată la nodul i are expresia [4]:

$$\underline{S}_{ik} = 3\underline{U}_{fi} \underline{I}_{ik}^* = \sqrt{3}\sqrt{3}\underline{U}_{fi} \underline{I}_{ik}^* = \sqrt{3}\underline{U}_{fi} \underline{I}_{ik}^*, \quad (5.1)$$

unde $\underline{U}_f$ este de tensiune de fază (U_f valoarea efectivă a tensiunii de fază și θ argumentul acesteia).

Valoarea curentului $\underline{I}_{ik}$ la nodul i se determină astfel:

$$\underline{I}_{ik} = \underline{U}_{fi} \underline{y}_{ik0} + (\underline{U}_{fi} - \underline{U}_{fk}) \underline{y}_{ik} = \frac{1}{\sqrt{3}} [\underline{U}_{fi} \underline{y}_{ik0} + (\underline{U}_{fi} - \underline{U}_{fk}) \underline{y}_{ik}]. \quad (5.2)$$

Pentru simplificarea calculelor curentul se va considera multiplicat cu $\sqrt{3}$!

Se exprimă tensiunile în coordonate polare (relațiile lui Euler):

$$\begin{cases} \underline{U}_i = U_i \cdot e^{j\theta_i} = U_i (\cos\theta_i + j\sin\theta_i) \\ \underline{U}_k = U_k \cdot e^{j\theta_k} = U_k (\cos\theta_k + j\sin\theta_k) \end{cases} \quad (5.3)$$

Admitanțele longitudinală și transversală se exprimă în coordonate carteziene sau polare:

$$\begin{cases} \underline{y}_{ik} = g_{ik} + jb_{ik} = y_{ik} e^{j\gamma_{ik}} = y_{ik} (\cos\gamma_{ik} + j\sin\gamma_{ik}) \\ \underline{y}_{ik0} = \underline{y}_{ki0} = g_{ik0} + jb_{ik0} \end{cases}, \quad (5.4)$$

cu γ argumentul admitanței.

Expresia puterii $\underline{S}_{ik}$ tranzitate de la nodul „i” către nodul „k” devine [4]:

$$\begin{aligned} \underline{S}_{ik} &= \underline{U}_i \underline{I}_{ik}^* = \underline{U}_i [\underline{U}_{fi} \underline{y}_{ik0} + (\underline{U}_{fi} - \underline{U}_{fk}) \underline{y}_{ik}]^* = U_i^2 (\underline{y}_{ik} + \underline{y}_{ik0})^* - \underline{U}_i \underline{U}_k^* \underline{y}_{ik}^* = \\ &= U_i^2 [y_{ik} (\cos\gamma_{ik} - j\sin\gamma_{ik}) + g_{ik0} - jb_{ik0}] - U_i U_k y_{ik} [\cos(\theta_i - \theta_k - \gamma_{ik}) + j\sin(\theta_i - \theta_k - \gamma_{ik})] = \\ &= P_{ik} + jQ_{ik} \end{aligned} \quad (5.5)$$

Identificând partea reală și partea imaginară din relația (5.7) se determină expresiile puterilor active și reactive tranzitate pe laturi [4]:

$$\begin{cases} P_{ik} = U_i^2(g_{ik0} + y_{ik} \cos \gamma_{ik}) - U_i U_k y_{ik} \cos(\theta_i - \theta_k - \gamma_{ik}) \\ Q_{ik} = -U_i^2(b_{ik0} + y_{ik} \sin \gamma_{ik}) - U_i U_k y_{ik} \sin(\theta_i - \theta_k - \gamma_{ik}) \end{cases} \quad (5.6)$$

Tranzitul de putere de la nodul k la nodul i se poate scrie cu relația:

$$\begin{aligned} \underline{S}_{ki} &= \underline{U}_k \underline{I}_{ki}^* = \underline{U}_k [\underline{U}_k \underline{y}_{ki0} + (-\underline{U}_i + \underline{U}_k) \underline{y}_{ki}]^* = U_k^2 (\underline{y}_{ki} + \underline{y}_{ki0})^* - \underline{U}_k \underline{U}_i^* \underline{y}_{ki}^* = \\ &= U_k^2 [y_{ki} (\cos \gamma_{ki} - j \sin \gamma_{ki}) + g_{ki0} - j b_{ki0}] - U_k U_i y_{ki} [\cos(\theta_k - \theta_i - \gamma_{ki}) + j \sin(\theta_k - \theta_i - \gamma_{ki})] = \\ &= P_{ki} + j Q_{ki} \end{aligned} \quad (5.7)$$

Identificând partea reală și partea imaginară din relația (5.7) se determină expresiile puterilor active și reactive tranzitate pe laturi:

$$\begin{cases} P_{ki} = U_k^2(g_{ki0} + y_{ki} \cos \gamma_{ki}) - U_k U_i y_{ki} \cos(\theta_k - \theta_i - \gamma_{ki}) \\ Q_{ki} = -U_k^2(b_{ki0} + y_{ki} \sin \gamma_{ki}) - U_k U_i y_{ki} \sin(\theta_k - \theta_i - \gamma_{ki}) \end{cases} \quad (5.8)$$

Pierderea de putere pe latura i-k, $\Delta \underline{S}_{ik}$, se calculează cu relația:

$$\Delta \underline{S} = \underline{S}_{ik} + \underline{S}_{ki}, \quad (5.9)$$

sau

$$\begin{aligned} \Delta \underline{S}_{ik} &= \text{Re}\{\underline{S}_{ik} + \underline{S}_{ki}\} + j \text{Im}\{\underline{S}_{ik} + \underline{S}_{ki}\} = \Delta P_{ik} + j \Delta Q_{ik} = \\ &= U_i^2 \underline{y}_{ik0}^* + \underline{U}_i \underline{y}_{ik}^* (\underline{U}_i - \underline{U}_k)^* + U_k^2 \underline{y}_{ki0}^* + \underline{U}_k \underline{y}_{ki}^* (\underline{U}_k - \underline{U}_i)^* = \quad (5.10) \\ &= U_i^2 (\underline{y}_{ik0} + \underline{y}_{ik})^* + U_k^2 (\underline{y}_{ki0} + \underline{y}_{ki})^* - \underline{U}_i \underline{y}_{ik}^* \underline{U}_k^* - \underline{U}_k \underline{y}_{ki}^* \underline{U}_i^* \end{aligned}$$

Dacă există egalitățile:

$$\underline{y}_{ik} = \underline{y}_{ki}; \underline{y}_{ik0} = \underline{y}_{ki0}, \quad (5.11)$$

atunci (5.11) se scrie:

$$\Delta \underline{S}_{ik} = (\underline{y}_{ik0} + \underline{y}_{ik})^* (U_i^2 + U_k^2) - \underline{y}_{ik}^* (\underline{U}_i \underline{U}_k^* + \underline{U}_k \underline{U}_i^*) \quad (5.12)$$

și

$$\begin{aligned} \Delta P_{ik} &= \Delta P_{ki} = \\ &= (U_i^2 + U_k^2)(g_{ik0} + y_{ik} \cos \gamma_{ik}) - U_i U_k y_{ik} [\cos(\theta_i - \theta_k) \cos \gamma_{ik} - \sin(\theta_i - \theta_k) \sin \gamma_{ik}] - \\ &\quad - U_i U_k y_{ik} [\cos(\theta_i - \theta_k) \cos \gamma_{ik} + \sin(\theta_i - \theta_k) \sin \gamma_{ik}] = \quad (5.13) \\ &= (U_i^2 + U_k^2)(g_{ik0} + y_{ik} \cos \gamma_{ik}) - 2 U_i U_k y_{ik} \cos(\theta_i - \theta_k) \cos \gamma_{ik} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta Q_{ik} &= \Delta Q_{ki} = \\ &= -(U_i^2 + U_k^2)(b_{ik0} + y_{ki} \sin \gamma_{ik}) - U_i U_k y_{ik} [\sin(\theta_i - \theta_k) \sin \gamma_{ik} - \sin(\theta_i - \theta_k) \sin \gamma_{ik}] - \\ &\quad - U_i U_k y_{ik} [\sin(\theta_i - \theta_k) \sin \gamma_{ik} + \sin(\theta_i - \theta_k) \sin \gamma_{ik}] = \quad (5.14) \\ &= -(U_i^2 + U_k^2)(b_{ik0} + y_{ki} \sin \gamma_{ik}) - 2 U_i U_k y_{ik} \sin(\theta_i - \theta_k) \sin \gamma_{ik} \end{aligned}$$

5.2. TRANZITUL DE PUTERE PE O LATURĂ CU TRANSFORMATOR

Fie schema echivalentă în Π a unui transformator ridicător (Fig.5.2,a), respectiv coborâtor (Fig.5.2, b), având un raport de transformare real N_{ik} ($N_{ik} \cdot N_{ki} = 1$). Raportul de transformare este definit ca fiind raportul dintre tensiunea înfășurării primare, respectiv tensiunea înfășurării

secundare, la mers în gol. Dacă parametrii transformatorului sunt raportați la același nivel de tensiune, atunci admitanțele transversale din schema echivalentă în Π , sunt egale cu jumătate din admitanța transversală a transformatorului (raportată la același nivel de tensiune) corespunzătoare pierderilor la mersul în gol:

$$\underline{y}_{ik0} = \underline{y}_{ki0} = \frac{g_{ik0} - j b_{ik0}}{2}, \quad (5.15)$$

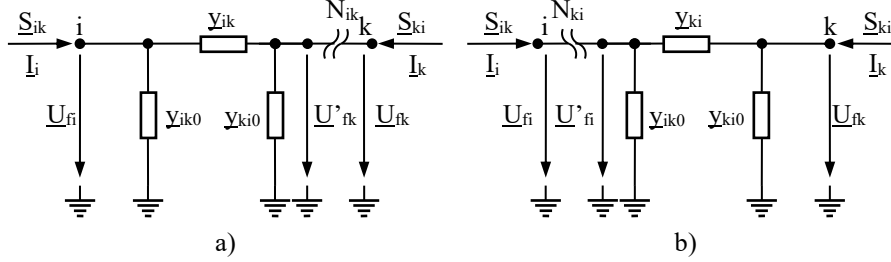


Fig.5.2. Schema echivalentă în Π cu operatorul N_{ik} :

20) *transformator ridicător; b) transformator coborător.*

Se consideră transformatorul ridicător (Fig.5.2, a), adică transformatorul este conectat la nodul i iar parametrii acestuia sunt raportați la tensiunea acestui nod. Puterea aparentă complexă trifazată transmisă de la nodul i la nodul k este:

$$\begin{aligned} \underline{S}_{ik} &= \underline{U}_i \underline{I}_i^* = \underline{U}_i \left[\underline{U}_i \underline{y}_{ik0} + (\underline{U}_i - \underline{N}_{ik} \cdot \underline{U}_k) \underline{y}_{ik} \right]^* = \\ &= U_i^2 (g_{ik0}/2 + j b_{ik0}/2 + \underline{y}_{ik})^* - \underline{U}_i \underline{U}_k^* \underline{y}_{ik}^* \underline{N}_{ik} \end{aligned} \quad (5.16)$$

sau introducând tensiunea în coordonate polare:

$$\begin{aligned} \underline{S}_{ik} &= \underline{U}_i \underline{I}_i^* = \underline{U}_i \left[\underline{U}_i \underline{y}_{ik0} + (\underline{U}_i - \underline{N}_{ik} \cdot \underline{U}_k) \underline{y}_{ik} \right]^* = \\ &= U_i^2 (g_{ik0}/2 + j b_{ik0}/2 + y_{ik} e^{j\gamma_{ik}})^* - U_i U_k y_{ik} N_{ik} e^{j(\theta_i - \theta_k - \gamma_{ik})} \end{aligned} \quad (5.17)$$

Expresiile puterilor active și reactive tranzitate prin transformator de la nodul i la nodul k, sunt:

$$\begin{cases} P_{ik} = U_i^2 (g_{ik0}/2 + y_{ik} \cos \gamma_{ik}) - U_i U_k y_{ik} N_{ik} \cos(\theta_i - \theta_k - \gamma_{ik}) \\ Q_{ik} = -U_i^2 (b_{ik0}/2 + y_{ik} \sin \gamma_{ik}) - U_i U_k y_{ik} N_{ik} \sin(\theta_i - \theta_k - \gamma_{ik}) \end{cases} \quad (5.18)$$

În cazul puterilor transferate în sens invers, de la nodul k la nodul i, se pot scrie relațiile:

$$\begin{cases} \underline{S}_{ki} = \underline{U}_k \underline{I}_k^* = \underline{N}_{ik} \cdot \underline{U}_k \left[\underline{N}_{ik} \cdot \underline{U}_k \underline{y}_{ki0} + (-\underline{U}_i + \underline{N}_{ik} \cdot \underline{U}_k) \underline{y}_{ik} \right]^* = \\ = U_k^2 (g_{ki0}/2 + j b_{ki0}/2 + y_{ik} e^{j\gamma_{ik}})^* N_{ik}^2 - U_i U_k y_{ik} N_{ik} e^{j(\theta_k - \theta_i - \gamma_{ik})} \\ P_{ki} = U_k^2 (g_{ki0}/2 + y_{ik} \cos \gamma_{ik}) N_{ik}^2 - U_i U_k y_{ik} N_{ik} \cos(\theta_k - \theta_i - \gamma_{ik}) \\ Q_{ki} = -U_k^2 (b_{ki0}/2 + y_{ik} \sin \gamma_{ik}) N_{ik}^2 - U_i U_k y_{ik} N_{ik} \sin(\theta_k - \theta_i - \gamma_{ik}) \end{cases} \quad (5.19)$$

Pierderea de putere pe latura i-k, $\Delta \underline{S}_{ik}$, se calculează cu relația (5.9), sau:

$$\begin{aligned} \Delta \underline{S}_{ik} &= \text{Re}\{\underline{S}_{ik} + \underline{S}_{ki}\} + j \cdot \text{Im}\{\underline{S}_{ik} + \underline{S}_{ki}\} = \Delta P_{ik} + j \Delta Q_{ik} = \\ &= U_i^2 \underline{y}_{ik0}^* + \underline{U}_i \underline{y}_{ik}^* (\underline{U}_i - \underline{N}_{ik} \cdot \underline{U}_k)^* + N_{ik}^2 \cdot U_k^2 \underline{y}_{ik0}^* + \underline{U}_k \underline{y}_{ki}^* \underline{N}_{ik} \cdot (\underline{N}_{ik} \cdot \underline{U}_k - \underline{U}_i)^* = \\ &= U_i^2 (\underline{y}_{ik0} + \underline{y}_{ik})^* + U_k^2 N_{ik}^2 (\underline{y}_{ki0} + \underline{y}_{ki})^* - \underline{N}_{ik} \cdot \underline{U}_i \underline{y}_{ik}^* \underline{U}_k^* - \underline{N}_{ik} \cdot \underline{U}_k \underline{y}_{ki}^* \underline{U}_i^* \end{aligned} \quad (5.21)$$

Deoarece există egalitățile $\underline{y}_{ik} = \underline{y}_{ki}$; $\underline{y}_{ik0} = \underline{y}_{ki0}$, atunci (5.20) se scrie:

$$\Delta \underline{S}_{ik} = (\underline{y}_{ik0} + \underline{y}_{ik})^* (\underline{U}_i^2 + N_{ik}^2 \cdot \underline{U}_k^2) - \underline{y}_{ik}^* N_{ik} \cdot (\underline{U}_i \underline{U}_k^* + \underline{U}_k \underline{U}_i^*) \quad (5.22)$$

și

$$\begin{aligned} \Delta P_{ik} = \Delta P_{ki} &= (\underline{U}_i^2 + N_{ik}^2 \cdot \underline{U}_k^2) (g_{ik0} + y_{ik} \cos \gamma_{ik}) - \\ &- N_{ik} \cdot \underline{U}_i \underline{U}_k y_{ik} [\cos(\theta_i - \theta_k) \cos \gamma_{ik} - \sin(\theta_i - \theta_k) \sin \gamma_{ik}] - \\ &- N_{ik} \cdot \underline{U}_i \underline{U}_k y_{ik} [\cos(\theta_i - \theta_k) \cos \gamma_{ik} + \sin(\theta_i - \theta_k) \sin \gamma_{ik}] = \quad ; \quad (5.23) \\ &= (\underline{U}_i^2 + N_{ik}^2 \cdot \underline{U}_k^2) (g_{ik0} + y_{ik} \cos \gamma_{ik}) - 2 N_{ik} \cdot \underline{U}_i \underline{U}_k y_{ik} \cos(\theta_i - \theta_k) \cos \gamma_{ik} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta Q_{ik} = \Delta Q_{ki} &= -(\underline{U}_i^2 + N_{ik}^2 \cdot \underline{U}_k^2) (b_{ik0} + y_{ki} \sin \gamma_{ik}) - \\ &- N_{ik} \cdot \underline{U}_i \underline{U}_k y_{ik} [\sin(\theta_i - \theta_k) \sin \gamma_{ik} - \sin(\theta_i - \theta_k) \sin \gamma_{ik}] - \\ &- N_{ik} \cdot \underline{U}_i \underline{U}_k y_{ik} [\sin(\theta_i - \theta_k) \sin \gamma_{ik} + \sin(\theta_i - \theta_k) \sin \gamma_{ik}] = \quad (5.24) \\ &= -(\underline{U}_i^2 + N_{ik}^2 \cdot \underline{U}_k^2) (b_{ik0} + y_{ki} \sin \gamma_{ik}) - 2 N_{ik} \cdot \underline{U}_i \underline{U}_k y_{ik} \sin(\theta_i - \theta_k) \sin \gamma_{ik} \end{aligned}$$

Se consideră transformatorul coborât (Fig.5.2, b), adică transformatorul este conectat la nodul k, iar parametrii acestuia sunt raportați la tensiunea acestui nod. Puterea aparentă complexă trifazată transmisă de la nodul i la nodul k este:

$$\begin{aligned} \underline{S}_{ik} &= \underline{U}_i \underline{I}_i^* = N_{ki} \cdot \underline{U}_i [N_{ki} \cdot \underline{U}_i \underline{y}_{ik0} + (N_{ki} \cdot \underline{U}_i - \underline{U}_k) \underline{y}_{ik}]^* = \\ &= N_{ki}^2 \underline{U}_i^2 (g_{ik0}/2 + j b_{ik0}/2 + \underline{y}_{ik})^* - \underline{U}_i \underline{U}_k \underline{y}_{ik}^* N_{ik} \quad , \quad (5.24) \end{aligned}$$

sau introducând tensiunea în coordonate polare:

$$\begin{aligned} \underline{S}_{ik} &= \underline{U}_i \underline{I}_i^* = N_{ki} \cdot \underline{U}_i [N_{ki} \cdot \underline{U}_i \underline{y}_{ik0} + (N_{ki} \cdot \underline{U}_i - \underline{U}_k) \underline{y}_{ik}]^* = \\ &= N_{ki}^2 \underline{U}_i^2 (g_{ik0}/2 + j b_{ik0}/2 + y_{ik} e^{j\gamma_{ik}})^* - \underline{U}_i \underline{U}_k y_{ik} N_{ki} e^{j(\theta_i - \theta_k - \gamma_{ik})} \quad . \quad (5.25) \end{aligned}$$

Expresiile puterilor active și reactive tranzitate prin transformator de la nodul i la nodul k, sunt:

$$\begin{cases} P_{ik} = N_{ki}^2 \underline{U}_i^2 (g_{ik0}/2 + y_{ik} \cos \gamma_{ik}) - \underline{U}_i \underline{U}_k y_{ik} N_{ki} \cos(\theta_i - \theta_k - \gamma_{ik}) \\ Q_{ik} = -N_{ki}^2 \underline{U}_i^2 (-b_{ik0}/2 + y_{ik} \sin \gamma_{ik}) - \underline{U}_i \underline{U}_k y_{ik} N_{ki} \sin(\theta_i - \theta_k - \gamma_{ik}) \end{cases} \quad (5.26)$$

În cazul puterilor transferate în sens invers, de la nodul k la nodul i, se pot scrie relațiile:

$$\begin{cases} \underline{S}_{ki} = \underline{U}_k \underline{I}_k^* = \underline{U}_k [\underline{U}_k \underline{y}_{ki0} + (-N_{ki} \cdot \underline{U}_i + \underline{U}_k) \underline{y}_{ki}]^* = \\ = \underline{U}_k^2 (g_{ki0}/2 + j b_{ki0}/2 + y_{ki} e^{j\gamma_{ki}})^* - \underline{U}_i \underline{U}_k y_{ik} N_{ki} e^{j(\theta_k - \theta_i - \gamma_{ki})} \\ P_{ki} = \underline{U}_k^2 (g_{ki0}/2 + y_{ki} \cos \gamma_{ki}) - \underline{U}_i \underline{U}_k y_{ki} N_{ki} \cos(\theta_k - \theta_i - \gamma_{ki}) \\ Q_{ki} = -\underline{U}_k^2 (-b_{ki0}/2 + y_{ki} \sin \gamma_{ki}) - \underline{U}_i \underline{U}_k y_{ki} N_{ki} \sin(\theta_k - \theta_i - \gamma_{ki}) \end{cases} \quad (5.27)$$

Deoarece există egalitățile $\underline{y}_{ik} = \underline{y}_{ki}$; $\underline{y}_{ik0} = \underline{y}_{ki0}$, atunci se scrie:

$$\Delta \underline{S}_{ik} = (\underline{y}_{ik0} + \underline{y}_{ik})^* (N_{ki}^2 \cdot \underline{U}_i^2 + \underline{U}_k^2) - \underline{y}_{ik}^* N_{ki} \cdot (\underline{U}_i \underline{U}_k^* + \underline{U}_k \underline{U}_i^*) \quad (5.28)$$

și

$$\begin{aligned}
\Delta P_{ik} = \Delta P_{ki} = & (N_{ki}^2 \cdot U_i^2 + U_k^2)(g_{ik0} + y_{ik} \cos \gamma_{ik}) - \\
& - N_{ki} \cdot U_i U_k y_{ik} [\cos(\theta_i - \theta_k) \cos \gamma_{ik} - \sin(\theta_i - \theta_k) \sin \gamma_{ik}] - \\
& - N_{ki} \cdot U_i U_k y_{ik} [\cos(\theta_i - \theta_k) \cos \gamma_{ik} + \sin(\theta_i - \theta_k) \sin \gamma_{ik}] = \quad ; \quad (5.29) \\
= & (U_i^2 + N_{ki}^2 \cdot U_k^2)(g_{ik0} + y_{ik} \cos \gamma_{ik}) - 2N_{ki} \cdot U_i U_k y_{ik} \cos(\theta_i - \theta_k) \cos \gamma_{ik}
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\Delta Q_{ik} = \Delta Q_{ki} = & -(N_{ki}^2 \cdot U_i^2 + U_k^2)(b_{ik0} + y_{ki} \sin \gamma_{ik}) - \\
& - N_{ki} \cdot U_i U_k y_{ik} [\sin(\theta_i - \theta_k) \sin \gamma_{ik} - \sin(\theta_i - \theta_k) \sin \gamma_{ik}] - \\
& - N_{ki} \cdot U_i U_k y_{ik} [\sin(\theta_i - \theta_k) \sin \gamma_{ik} + \sin(\theta_i - \theta_k) \sin \gamma_{ik}] = \quad .(5.30) \\
= & -(N_{ki}^2 \cdot U_i^2 + U_k^2)(b_{ik0} + y_{ki} \sin \gamma_{ik}) - 2N_{ki} \cdot U_i U_k y_{ik} \sin(\theta_i - \theta_k) \sin \gamma_{ik}
\end{aligned}$$

BIBLIOGRAFIE

- [1]. Dan Călin Peter, Radu-Adrian Tîrnovan, Transportul și Distribuția Energiei Electrice, Editura U.T. Press, Cluj-Napoca, 2014, ISBN 978-973-662-960-0.
- [2]. M. Gavrilăș, Sisteme Electroenergetice – Note de curs, <http://iota.ee.tuiasi.ro/~mgavril/>, accesat octombrie 2017.
- [3]. Rețele-Electrice-Note-de-Curs, <https://www.scribd.com/document/92804615/Retele-Electrice-Note-de-Curs>, accesat octombrie 2017.

6. MODELUL NODAL AL REȚELELOR ELECTRICE ÎN REGIM STAȚIONAR

6.1. PREAMBUL

Este important, ca în urma calculului (soluționării) modelului algebric de regim permanent, să se determine tensiunile și curenții în diferite părți ale SEE. Acest lucru este esențial, de exemplu, pentru dimensionarea diferitelor elemente componente ale SEE cum ar fi generatoarele, liniile electrice, transformatoarele de putere, etc., astfel încât acestea să poată suporta solicitărilor la care sunt supuse în timpul funcționării în regim staționar fără niciun risc de deteriorare. În plus, pentru o funcționare optimă (economică), pierderile de putere ar trebui menținute la o valoare acceptabilă, ținând cont de diverse constrângeri. Pentru a satisface aceste cerințe, trebuie cunoscută starea sistemului, adică toate tensiunile (complexe) ale tuturor nodurilor din sistem. Cunoscând acestea, se pot calcula toți curenții și, prin urmare, toate fluxurile de putere activă și reactivă, precum și alte mărimi relevante din sistem.

În general, problema de regim permanent a SEE este formulată ca un set neliniar de ecuații:

$$f(\mathbf{x}, \mathbf{u}, \mathbf{p}) = 0, \quad (6.1)$$

unde

- f este o funcție n -dimensională (neliniară);
- $\mathbf{x}$ este un vector n -dimensional care conține variabilele de stare, sau stările, ca și componente. Acestea sunt, valorile efective ale tensiunilor și argumentele (unghiurile) tensiunilor în raport cu o referință, necunoscute ale nodurilor din sistem;
- $\mathbf{u}$ este un vector a mărimilor de control (cunoscute), de exemplu, valoarea efectivă a tensiunii și puterea activă la generatoarele cu control al tensiunii;
- $\mathbf{p}$ este un vector cu parametrii componentelor rețelei, de exemplu, reactanțele și rezistențele de linie.

Problema de regim permanent a sistemelor electroenergetice constă în formularea ecuațiilor (6.1) și apoi rezolvarea acestora în raport cu $\mathbf{x}$.

Dacă mărimile de stare $\mathbf{x}$ sunt determinate, toate celelalte mărimi de interes din sistem pot fi calculate cunoscând mărimile $\mathbf{u}$ și $\mathbf{p}$. Mărimile de sistem de interes sunt reprezentate de circulația curenților prin laturile rețelelor electrice, fluxurile de putere activă și reactivă prin linii și transformatoare, generarea de putere reactivă de către mașinile sincrone, consumul de putere activă și reactivă de către sarcinile dependente de tensiune etc.

6.2. REGIMURILE DE FUNCȚIONARE ALE REȚELELOR ELECTRICE

Prin regimul de funcționare al unei rețele electrice se înțelege starea ei la un moment dat, caracterizată prin valorile unor mărimi fizice (parametrii regimului), în diferite puncte, precum și prin condițiile de funcționare [1].

Starea normală se caracterizează prin concordanța dintre cerințe (consum) și producție (generare), frecvența și tensiunile fiind în limitele operaționale.

Parametrii regimului se pot clasifica în: cantitativi (valorile puterilor active și reactive, valorile curenților, a factorului de putere etc.) și calitativi (valoarea tensiunii și a frecvenței, simetria sistemului de tensiuni și curenți, valoarea armonicilor etc.).

Referitor la condițiile de funcționare, este posibil ca rețeaua să funcționeze cu toate elementele sau, în urma unui incident care a avut loc în rețea, o parte din elementele rețelei să fie scoase din funcțiune dar rețeaua să continue să funcționeze.

Clasificarea regimurilor de funcționare a rețelelor electrice este prezentată în tabelul 6.1 [1].

Tabelul 6.1 Clasificarea regimurilor de funcționare a rețelelor electrice

Criteriul de clasificare	Modul de variație a mărimilor în timp	Gradul în care este afectată simetria celor trei faze	Natura regimului în raport cu intenția operatorului
Regimurile RE	- staționare (permanente) - nestaționare lente - nestaționare rapide	- simetrice - nesimetrice	- normale - de avarie

În funcție de solicitarea și comportarea elementelor componente, în exploatarea rețelelor electrice se evidențiază următoarele regimuri de funcționare [1]:

➤ **regimul permanent normal**, este regimul normal și simetric de exploatare a rețelelor electrice. Este un regim de lungă durată, în care parametrii rețelei au valori egale sau foarte apropiate de cele nominale. Pe baza acestui regim se efectuează calculul și proiectarea elementelor rețelei. El impune condițiile cele mai severe privind: solicitările maxime admisibile, calitatea energiei furnizate, economicitatea funcționării etc.;

➤ **regimul nestaționar (tranzitoriu) normal** cuprinde stările de trecere între două regimuri normale. Aceste stări tranzitorii pot fi lente sau rapide, dependent de propagarea în sistem a undelor electromagnetice și pot fi simultane sau consecutive unor modificări normale în structura rețelelor și sistemelor electrice: conectarea și deconectare voită (de serviciu) a unor elemente componente (linii, transformatoare, baterii de compensare etc.), trecerea de la funcționarea în sarcină la funcționarea în gol și invers etc. Acest regim se caracterizează prin supratensiuni, numite supratensiuni interne sau de comutație și supracurenți. Supratensiunile solicită suplimentar izolația, iar supracurenții, căile de curent;

➤ **regimul nestaționar (tranzitoriu) de avarie** cuprinde stările nestaționare (lente sau rapide), care apar în urma unei avarii de natură electrică sau mecanică la unul din elementele componente ale rețelei. Aceste regimuri sunt provocate de: scurtcircuite, puneri la pământ, ruperea conductoarelor cu întreruperea fazelor etc. Toate aceste avarii, cu excepția punerilor simple la pământ, determină în elementele componente ale rețelei curenți de scurtcircuit, care depășesc de câteva ori valorile nominale, scăderea tensiunii în nodurile rețelei sau apariția unor supratensiuni;

➤ **regimul permanent de avarie** este regimul care se stabilește după eliminarea avariei de către protecții, de aceea unii autori îl numesc regim staționar de după avarie. În timp ce regimul tranzitoriu de avarie durează cel mult câteva secunde, până la acționarea protecțiilor, regimul permanent de avarie poate dura câteva minute, până la câteva ore. În acest regim, cu durată limitată, se admit abateri mai mari ale tensiunii, frecvenței etc. față de valorile nominale, în comparație cu regimul permanent normal.

Se menționează că regimul staționar simetric normal stă la baza proiectării și exploatarei elementelor rețelei electrice, iar celelalte regimuri stau la baza verificării lor.

6.3. GENERALITĂȚI PRIVIND CALCULUL REGIMULUI PERMANENT

6.3.1. Terminologie

Scopul calculului electric al rețelelor în regim permanent este determinarea tensiunilor nodurilor din rețea, a circulației curenților sau a puterilor în fiecare ramură a acestora, a variațiilor de tensiune în nodurile de racordare a consumatorilor și a pierderilor de putere și de energie [1].

Analiza rețelelor electrice se bazează pe legile și teoremele fundamentale din electrotehnică și anume: legea lui Ohm, teoremele lui Kirchhoff, metoda potențialelor la noduri, metoda curenților ciclici, legea lui Joule-Lenz etc.

Calculul regimului permanent al unei rețele electrice cuprinde următoarele etape [1]:

- alegerea schemei echivalente pentru fiecare element de rețea și determinarea parametrilor acesteia;
- conectarea schemelor echivalente ale elementelor de rețea în concordanță cu situația reală existentă;
- stabilirea metodei de analiză a rețelei;
- îmbunătățirea soluției de bază prin modificarea rapoartelor de transformare, a injecțiilor de puteri reactive etc.

Calculul de regim permanent este necesar [2]:

1. În activitatea de planificare a dezvoltării rețelelor electrice pentru stabilirea configurației lor;
2. În activitatea de exploatare pentru alegerea regimului de funcționare;
3. Pentru analiza capacității de transport, în vederea testării limitelor puterilor de transfer (limita termică $I_{\max,adm}$);
4. Pentru controlul on-line, al funcționării sistemului electric, folosind estimatoare de stare și calculatoare de proces;
5. Pentru optimizarea regimurilor de funcționare;
6. În studiul și alegerea protecțiilor prin rele și automatizărilor;
7. În calculele de stabilitate statică, tranzitorie și de tensiune etc.

Punctul de pornire în calculul regimului permanent îl constituie schema monofilară a sistemului, căreia i se atașează un graf ale cărui noduri și laturi descriu topologia sistemului analizat.

O rețea electrică este constituită din [3]:

- **laturi**, care modelează elemente din structura SEE (linii electrice, transformatoare, bobine de reactanță, generatoare etc.) și care corespund unei scheme echivalente reprezentate printr-un dipol sau cuadripol liniar;
- **noduri**, care reprezintă extremitatea unei laturi sau punctul de întâlnire a două sau mai multe laturi și este asociat barelor colectoare din stațiile și posturile de transformare sau punctului neutru. Aici sunt conectate generatoare și/sau consumatori. Generatoarele sunt reprezentate prin curenți/puteri injectați la noduri în timp ce sarcinile prin impedențe sau prin curenți/puteri ce ies din noduri. Sensul vehiculării curentului/puterii este definit prin semnul asociat „+” pentru curentul/puterea „introdusă” în nod de surse și „-” pentru curentul / puterea „extrasă” din nod de consumatori. Punctul neutru este nod de referință în timp ce restul nodurilor sunt noduri independente.

Schemele echivalente ale diferitelor elemente din sistem conțin:

- **laturi longitudinale**, sunt laturi definite între două noduri independente;
- **laturi transversale**, sunt definite între un nod independent și nodul de referință.

Se disting trei tipuri caracteristice de noduri și anume [2]:

1) Noduri de tip generator (noduri cu tensiune controlată) pentru care se dau P și $|\underline{U}|$ precum și limitele în care trebuie să se încadreze puterea reactivă ($Q_{\min}$, $Q_{\max}$). Fixarea unei anumite tensiuni la acest tip de nod se poate face datorită posibilităților de reglaj a puterii reactive a generatoarelor. În urma calculului, se determină puterea reactivă generată Q_{gi} și argumentul tensiunii θ_{gi} . La nodul generator „hibrid”, puterea injectată în nod va fi egală cu suma algebrică dintre puterea debitată de generator și cea absorbită de consumatorul local;

2) Noduri de tip consumator, caracterizate de mărimile P și Q (pot fi și noduri de tip generator fără reglaj de tensiune) sau numai una din puteri și un parametru de tip conductanță (G_c) sau

susceptanță (B_c). În această categorie se încadrează și nodurile pasive cu puteri injectate nule, noduri în care nu există consumatori racordați sau dacă există aceștia sunt reprezentați prin admitanța (Y_c) sau impedanța constantă (Z_c). Se determină tensiunile în modul $|\underline{U}|$ și argument θ ;

3) Nod de echilibrare a puterilor active și reactive din sistem (notat E), la care se impun $|\underline{U}|$ și θ . Introducerea acestui nod, în care sunt conectate surse de putere activă și reactivă, este necesară din următoarele motive:

- puterea activă a generatorului conectat la acest nod va echilibra pierderile totale din sistem, necunoscută a problemei. Din această cauză el se mai numește și generator adaptabil după puterea activă;
- tensiunea $|\underline{U}_e|$ a nodului de echilibrare fixează nivelul general al tensiunilor din nodurile sistemului, atunci când lipsesc nodurile cu tensiune controlată;
- argumentele θ ale tensiunilor celorlalte noduri sunt raportate la argumentul tensiunii nodului de echilibrare, luat de obicei egal cu zero;
- introducerea în calcule a nodului de echilibrare a puterilor active corespunde cu ipoteza frecvenței unice în sistem. Astfel, dacă generatorul adaptabil din acest nod nu este capabil să compenseze puterea totală ΔP_1 pierdută în sistem la frecvența f_1 , echilibrul poate fi totuși realizat la frecvența $f_2 < f_1$ când $\Delta P_2 = P_e$;
- echilibrarea puterilor reactive se realizează cu contribuția tuturor nodurilor la care s-a impus $|\underline{U}|$;
- rolul generatoarelor, adaptabile după puterea reactivă, conectate în aceste noduri, este de a menține tensiunile nodale, privite ca variabile locale ale sistemului, într-o plajă de variație dorită, prin influențarea bilanțurilor zonale de putere reactivă;
- dacă se scrie ecuația de bilanț global a puterilor în sistem [4]:

$$\sum_{i \in n_g} \underline{S}_{gi} + \underline{S}_e = \sum_{j \in n_c} \underline{S}_{cj} + \Delta \underline{S}, \quad (6.2)$$

rezultă că puterea la nodul de echilibru este dată de relația:

$$\underline{S}_e = \sum_{j \in n_c} \underline{S}_{cj} + \Delta \underline{S} - \sum_{i \in n_g} \underline{S}_{gi}. \quad (6.3)$$

În relația (6.3) se cunosc cu exactitate puterile cerute de consumatori și cele disponibile ale surselor, în schimb pierderile de putere din rețea $\Delta \underline{S}$ sunt evaluate cu aproximație. Ca atare nodul de echilibrare trebuie ales astfel încât să poată prelua înexactitățile introduse de pierderile de putere din rețea. De regulă acest rol este îndeplinit de cea mai importantă centrală din sistem. Puterea activă (P_e) și reactivă (Q_e) în acest nod se determină la sfârșitul calculului regimului permanent.

În figura 6.1 este reprezentată simbolic reprezentarea nodurilor din SEE [3].

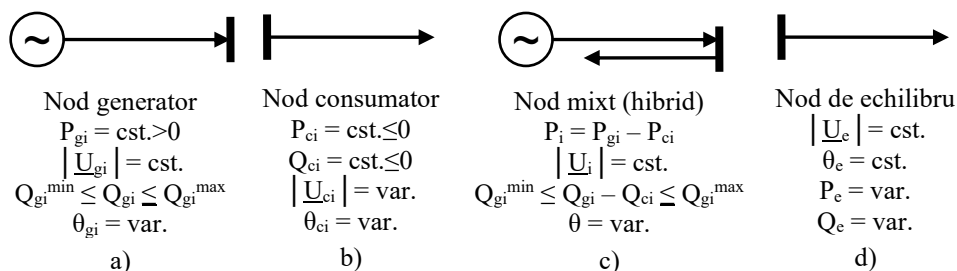


Fig.6.1 Caracterizarea nodurilor unui SEE (convenția de semn a injectiilor):

21) nod generator; b) nod consumator; c) nod mixt (hibrid); d) nod de echilibru.

6.3.2. Clasificarea variabilelor de sistem

Pentru a stabili sistemul de ecuații de rezolvat, este necesar ca, în funcție de tipul nodului să se facă o clasificare a variabilelor sistemului, astfel deosebim:

- **Variabile de cerere**, P_c , Q_c , - toate puterile active și reactive consumate;
- **Variabile de intrare sau de control** – toate mărimile care pot fi „manipulate” pentru a satisface echilibrul dintre consum și generare, în condițiile în care SEE funcționează cu restricții și funcții obiectiv. În cele mai multe cazuri acestea sunt:
 - *modulul tensiunilor* la toate nodurile generatoare;
 - *puterea generată* la toate nodurile generatoare cu excepția nodului de echilibru (la nodul de echilibru, puterea generată se calculează la sfârșitul regimului permanent închizându-se balanța prin acoperirea pierderilor în sistem);
 - *prizele de funcționare* ale transformatoarelor cu reglaj sub sarcină;
- **Variabilele de stare** (necunoscutele problemei) – care odată calculate permit calculul altor mărimi de interes. Mărimile de stare sunt tensiunile complexe în toate nodurile din sistem;
- **Variabilele de ieșire** – sunt funcții de variabile de stare, de cele de intrare și de cerere:
 - *circulația de puteri* active și reactive pe liniile electrice;
 - *puterea reactivă generată*;
 - *puterile P_e și Q_e generate* la nodul de echilibru;
 - *intensitatea curenților* în liniile electrice.

6.4. FORMULAREA PROBLEMEI DE REGIM PERMANENT

Pentru efectuarea calculului de regim permanent se iau în considerare următoarele ipoteze:

- Sistemul trifazat de tensiuni este simetric de secvență pozitivă;
- Rețeaua este echilibrată;
- Parametrii elementelor de rețea sunt constanți în timp;
- Rețeaua funcționează într-un regim staționar (permanent);

În aceste condiții în calcule se utilizează diagrama monofazată de secvență directă.

6.4.1. Modelul nodal de bază

Se consideră un nod i al unei rețele electrice (Fig.6.2) conectat prin laturi longitudinale cu alte noduri (y_{ik} , $k=1\dots n$), respectiv cu nodul de referință 0 prin admitanțe de forma y_{ik0} ($k=1\dots n$). Admitanțele nodurilor cu care nodul i nu este conectat se consideră nule. Se scrie **Legea I a lui Kirchhoff** pentru nodul „ i ”:

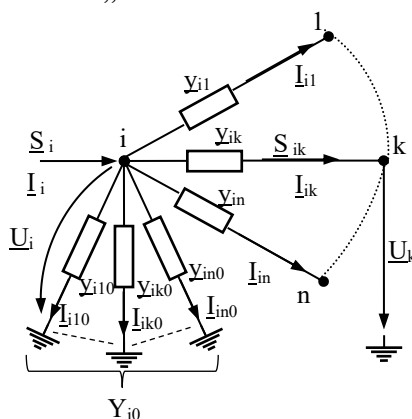


Fig.6.2. Conexiunile nodului.

$$I_i - (I_{i1} + \dots + I_{ik} + \dots + I_{in}) - (I_{i10} + \dots + I_{ik0} + \dots + I_{in0}) = 0, i = 1 \dots n, \quad (6.4)$$

sau

$$\begin{aligned}
& \underline{I}_i - \left(\underline{y}_{i10} + \dots + \underline{y}_{ik0} + \dots + \underline{y}_{in0} \right) \underline{U}_i - \underline{y}_{i1} (\underline{U}_i - \underline{U}_1) - \dots \\
& \quad - \underline{y}_{ik} (\underline{U}_i - \underline{U}_k) - \dots - \underline{y}_{in} (\underline{U}_i - \underline{U}_n) = \\
& = \underline{I}_i - \left(\underline{y}_{i10} + \dots + \underline{y}_{ik0} + \dots + \underline{y}_{in0} \right) \underline{U}_i - \left(\underline{y}_{i1} + \dots + \underline{y}_{ik} + \dots + \underline{y}_{in} \right) \underline{U}_i + \\
& \quad + \left(\underline{y}_{i1} \underline{U}_1 + \dots + \underline{y}_{ik} \underline{U}_k + \dots + \underline{y}_{in} \underline{U}_n \right) = 0, i = 1 \dots n
\end{aligned} \quad (6.5)$$

Se procedează la separarea necunoscutelor (potențialele nodurilor) de termenul liber (mărimă cunoscută, la fel ca admitanțele laturilor) curentul injectat $\underline{I}_i$ (puterea injectată $\underline{S}_i$):

$$\left(\sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n \underline{y}_{ik} + \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n \underline{y}_{ik0} \right) \underline{U}_i + \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n \left[(-\underline{y}_{ik}) \underline{U}_k \right] = \underline{I}_i, i = 1 \dots n. \quad (6.6)$$

Se fac următoarele notații:

$$\begin{cases} \underline{Y}'_{ii} = \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n \underline{y}_{ik}; & \underline{Y}_{i0} = \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n \underline{y}_{ik0}; & \underline{Y}_{ii} = \underline{Y}'_{ii} + \underline{Y}_{i0} \\ \underline{Y}_{ik} = \underline{Y}_{ki} = -\underline{y}_{ik} \end{cases}, \quad i = 1, \dots, n, \quad (6.7)$$

astfel încât relația (6.6) se poate scrie:

$$\underline{Y}_{ii} \cdot \underline{U}_i + \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n (\underline{Y}_{ik} \cdot \underline{U}_k) = \underline{I}_i, i = 1 \dots n \quad (6.8)$$

Ecuatiile (6.8) pot fi puse sub formă matriceală:

$$[\underline{Y}_{nn}]_{n \times n} \cdot [\underline{U}_n]_{n \times 1} = [\underline{I}_n]_{n \times 1}, \quad (6.9)$$

ecuația (6.9) reprezentând modelul matematic de bază pentru calculul regimului permanent al SEE.

În studiul rețelelor și sistemelor electrice pentru caracterizarea structurii și parametrilor elementelor acestora se utilizează așa-zisele matrice de sistem:

- **Matricea admitanțelor nodale** $[\underline{Y}_{nn}]$;
- sau **Matricea impedanțelor nodale** $[\underline{Z}_{nn}] = [\underline{Y}_{nn}]^{-1}$.

Matricea $[\underline{U}_n]$ este matricea coloană ($n \times 1$) a potențialelor nodurilor (tensiune de linie), iar matricea $[\underline{I}_n]$ este matricea coloană ($n \times 1$) a curenților injectați în noduri (pozitivi în cazul generatoarelor, negativi în cazul consumatorilor) multiplicați cu $\sqrt{3}$.

6.4.2. Reguli generale de scriere a matricei $[\underline{Y}_{nn}]$

Calculul termenilor matricei admitanței trebuie să țină seama de prezența laturilor de tip transformator, respectiv la care dintre noduri este conectat galvanic transformatorul. Dacă nodul curent este nodul i , atunci determinarea termenilor matricei admitanțelor nodale se face astfel [4]:

- **Termenii diagonali se exprimă prin:**

- dacă transformatorul ideal se află conectat la nodul i :

$$\underline{Y}_{ii} = \underbrace{\sum \underline{y}_{ik}}_{\text{linii}} + \underbrace{\sum \underline{y}_{ik0}}_{\text{trafo}} + \sum \underline{y}_{ki} N_{ki}^2; \quad (6.10)$$

- dacă transformatorul ideal este conectat la nodul k:

$$\underline{Y}_{ii} = \sum \underline{y}_{ik} + \sum \underline{y}_{ik0} \quad (6.11)$$

În cazul în care componentele transversale ale transformatorului nu se neglijează acestea se adaugă și ele la termenul $\underline{Y}_{ii}$;

- **Termenii nediagonali** în cazul laturii cu transformator se exprimă astfel:

- dacă transformatorul ideal se află conectat galvanic la nodul i (operatorul $\underline{N}_{hk}$ se află la nodul h):

$$\underline{Y}_{ik} = -\underline{y}_{ki} \underline{N}_{ki}^*; \underline{Y}_{ki} = -\underline{y}_{ki} \underline{N}_{ki} \quad (6.12)$$

iar dacă raportul de transformare este real:

$$\underline{Y}_{ik} = -\underline{y}_{ki} \underline{N}_{ki} = \underline{Y}_{ki} \quad (6.13)$$

- dacă transformatorul ideal se află conectat galvanic la nodul k (operatorul $\underline{N}_{ik}$ se află la nodul k):

$$\underline{Y}_{ik} = -\underline{y}_{ik} \underline{N}_{ik}^*; \underline{Y}_{ki} = -\underline{y}_{ik} \underline{N}_{ik} \quad (6.14)$$

iar dacă raportul de transformare este real:

$$\underline{Y}_{ik} = -\underline{y}_{ik} \underline{N}_{ik} = \underline{Y}_{ki} \quad (6.15)$$

6.5. APLICAȚII

Aplicația 6.1. Pentru rețeaua electrică a cărei schemă monofazată de principiu este prezentată în figura 6.3 se cere să se determine matricea admitanțelor nodale $[\underline{Y}_{nn}]$. Toate mărimile din figură sunt date în unități relative (raportate).

Soluție:

Rețeaua în studiu conține 4 noduri independente notate cu 1, 2, 3, 4, astfel încât matricea admitanțelor nodale va avea dimensiunea 4×4 , nodul de referință 0 fiind exclus. Pentru rezolvarea problemei se utilizează relațiile (6.6):

- **Pentru nodul 1**

$$\underline{Y}_{11} = \underline{y}_{12} + \underline{y}_{14} + \underline{y}_{120} = (0,58-j3,75) + (2,3-j12) + (j0,05) = 5,76-j15,7 \text{ u.r.};$$

$$\underline{Y}_{12} = -\underline{y}_{12} = -(0,58-j3,75) = -0,58+j3,75 \text{ u.r.};$$

$$\underline{Y}_{13} = 0;$$

$$\underline{Y}_{14} = -\underline{y}_{14} = -(2,3-j12) = -2,3+j12 \text{ u.r.};$$

- **Pentru nodul 2**

$$\underline{Y}_{22} = \underline{y}_{12} + \underline{y}_{23} + \underline{y}_{210} + \underline{y}_{230} = (0,58-j3,75) + (1,5-j9,8) + (j0,05) + (j0,05) = 2,08-j13,49 \text{ u.r.};$$

$$\underline{Y}_{21} = \underline{Y}_{12} = -0,58+j3,75 \text{ u.r.};$$

$$\underline{Y}_{23} = \underline{y}_{23} = -(1,5-j9,8) = -1,5+j9,8 \text{ u.r.};$$

$$\underline{Y}_{24} = 0;$$

- **Pentru nodul 3**

$$\underline{Y}_{33} = \underline{y}_{23} + \underline{y}_{34} + \underline{y}_{320} = (1,5-j9,8) + (1,7-j8) + (j0,01) = 3,2-j17,79 \text{ u.r.};$$

$$\underline{Y}_{31} = \underline{Y}_{13} = 0;$$

$$\underline{Y}_{32} = \underline{Y}_{23} = -1,5+j9,8 \text{ u.r.};$$

$$\underline{Y}_{34} = -\underline{y}_{34} = -(1,7-j8) = -1,7+j8 \text{ u.r.};$$

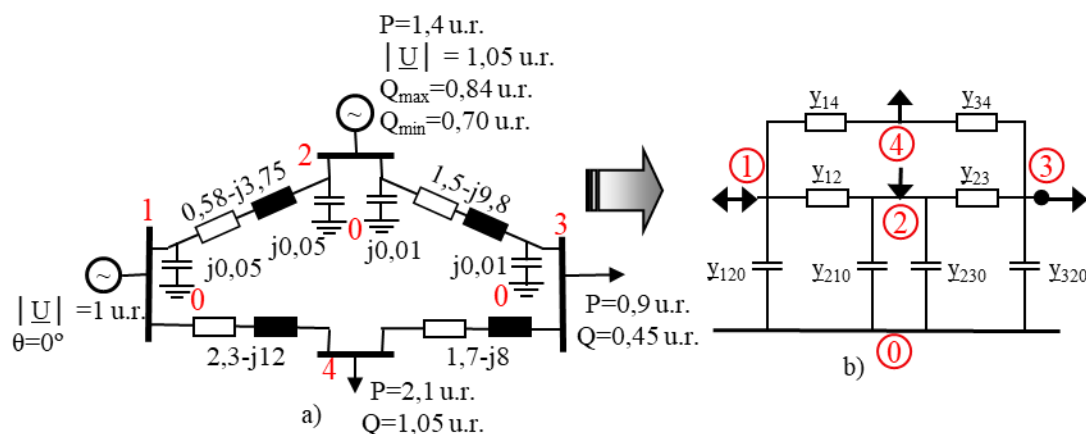


Fig. 6.3. Schema electrică monofază echivalentă a rețelei în studiu.

➤ Pentru nodul 4

$$\underline{Y}_{44} = \underline{y}_{14} + \underline{y}_{34} = (2,3 - j12) + (1,7 - j8) = 4 - j20 \text{ u.r.}$$

$$\underline{Y}_{41} = \underline{Y}_{14} = -2,3 + j12 \text{ u.r.}$$

$$\underline{Y}_{42} = \underline{Y}_{24} = 0;$$

$$\underline{Y}_{43} = \underline{Y}_{34} = -1,7 + j8 \text{ u.r.}$$

$$[\underline{Y}_{nn}] = \begin{matrix} & \begin{matrix} 1 & 2 & 3 & 4 \end{matrix} \\ \begin{matrix} 1 \\ 2 \\ 3 \\ 4 \end{matrix} & \begin{bmatrix} 5,76 - j15,7 & -0,58 + j3,75 & 0 & -2,3 + j12 \\ -0,58 + j3,75 & 2,08 - j13,49 & -1,5 + j9,8 & 0 \\ 0 & -1,5 + j9,8 & 3,2 - j17,79 & -1,7 + j8 \\ -2,3 + j12 & 0 & -1,7 + j8 & 4 - j20 \end{bmatrix} \end{matrix} \text{ u.r.}$$

BIBLIOGRAFIE

- [1]. Dan Călin Peter, Radu-Adrian Tîrnovan, Transportul și Distribuția Energiei Electrice, Editura U.T. Press, Cluj-Napoca, 2014, ISBN 978-973-662-960-0.
- [2]. Darie, S., Vădan, I., Producerea, Transportul și Distribuția Energiei Electrice. Instalații pentru Transportul și Distribuția energiei electrice, U.T. Press, Cluj Napoca 2003, ISBN 973-662-037-0.
- [3]. M. Gavrilăș, Sisteme Electroenergetice – Note de curs, <http://iota.ee.tuiasi.ro/~mgavril/>, accesat octombrie 2017.
- [4]. Rețele-Electrice-Note-de-Curs, <https://www.scribd.com/document/92804615/Retele-Electrice-Note-de-Curs>, accesat octombrie 2017.

7. FORMULAREA PROBLEMEI DE REGIM PERMANENT A SISTEMELOR ELECTROENERGETICE

În acest curs sunt prezentate principalele tipuri de modele matematice utilizate în calculul regimului permanent al SEE.

7.1. INTRODUCERE

Problema calculului regimului permanent poate fi formulată ca un set de relații algebrice de egalitate/inegalitate, liniare/nelineare. Relațiile dezvoltate iau în considerare topologia sistemului și se bazează pe legile lui Kirchhoff și pe constrângerile impuse de limitele de funcționare ale rețelei.

În formularea modelelor matematice se ține cont de necunoscutele de determinat dependente de natura nodului, fiecărui nod generic „i” fiindu-i asociate patru mărimi (care pot fi variabile sau date):

- U_i – valoarea efectivă a tensiunii;
- θ_i – argumentul tensiunii;
- P_i – puterea netă activă (suma algebrică a puterii active generate și a celei consumate în nod);
- Q_i – puterea reactivă netă (suma algebrică a puterii reactive generate și a celei consumate în nod).

Conform clasificării nodurilor, în cele trei tipuri de noduri, fiecărui nod îi vor fi atașate două mărimi date (impuse) și două necunoscute (de determinat):

- în nodurile consumator (tip PQ) sunt date P și Q și se calculează U și θ . În general nodurile de tip PQ reprezintă circa 80% din totalitatea nodurilor unui SEE;
- în nodurile de tip PU (generator) sunt date P și U și se determină Q și θ .
- în nodul de echilibrare, de tip U0, sunt fixate U și θ și se calculează P și Q .

7.2. TIPURI DE MODELE UTILIZATE ÎN ANALIZA SISTEMELOR ELECTROENERGETICE

Modelele utilizate în analiza regimului permanent al SEE pot fi grupate în [1]:

1) Modele liniare – sisteme de ecuații algebrice cu necunoscutele tensiunile (potențialele) nodurilor la puterea a I- a. Este vorba despre modelul ecuațiilor nodale liniare cu injecție de curenți;

2) Modele neliniare – sisteme de ecuații algebrice cu necunoscutele tensiunile (potențialele) nodurilor la o putere diferită de puterea a I- a. Este vorba despre

- modelul ecuațiilor nodale neliniare (în mărimi complexe);
- modelul bilanțului de curenți în noduri (în mărimi reale);
- modelul bilanțului de puteri în noduri (în mărimi reale).

7.2.1. Modelul ecuațiilor nodale liniare cu injecții de curent

Modelul apelează la ecuațiile de bază (7.7):

$$\underline{Y}_{ii} \cdot \underline{U}_i + \sum_{k=1; k \neq i}^n (\underline{Y}_{ik} \cdot \underline{U}_k) = \underline{I}_i, i = 1, \dots, n, \quad (7.1)$$

unde „i” este un nod generic, n reprezintă numărul de noduri independente (fără nodul 0, pământul fictiv), iar $I_i = \text{const.}$ și $\cos \varphi_i = \text{const.}$

Se separă nodul de echilibrare, nod notat cu „e”, a cărui potențial este cunoscut:

$$\underline{Y}_{ee} \cdot \underline{U}_e + \sum_{k=1; k \neq e}^n (\underline{Y}_{ek} \cdot \underline{U}_k) = \underline{I}_e ; \quad (7.2)$$

$$\underline{Y}_{ii} \cdot \underline{U}_i + \sum_{k=1; k \neq i}^n (\underline{Y}_{ik} \cdot \underline{U}_k) = \underline{I}_i, i = 1, \dots, n; i \neq e. \quad (7.3)$$

Sistemul de ecuații (7.2) este un sistem liniar, cu mărimi complexe, având (n-1) ecuații și (n-1) necunoscute.

Atât potențialele nodurilor cât și admitanțele nodale se exprimă în coordonate carteziene:

$$\begin{cases} \underline{U}_i = U'_i + jU''_i \\ \underline{U}_k = U'_k + jU''_k \end{cases} \quad (7.4)$$

$$\begin{cases} \underline{Y}_{ii} = G_{ii} + jB_{ii} \\ \underline{Y}_{ik} = G_{ik} + jB_{ik} \end{cases}, \quad (7.5)$$

cu

- U'_i componenta reală a tensiunii;
- U''_i componenta imaginară a tensiunii;
- G – conductanță;
- B – susceptanță.

Se înlocuiesc expresiile tensiunilor și a admitanțelor din (7.4) și (7.5) în (7.3) rezultând:

$$\begin{aligned} \underline{I}_i &= (G_{ii} + jB_{ii}) \cdot (U'_i + jU''_i) + \sum_{k=1; k \neq i}^n (G_{ik} + jB_{ik}) \cdot (U'_k + jU''_k) = \\ &= G_{ii} \cdot U'_i - B_{ii} \cdot U''_i + \sum_{k=1; k \neq i}^n (G_{ik} \cdot U'_k - B_{ik} \cdot U''_k) + \\ &+ j \left[G_{ii} \cdot U''_i + B_{ii} \cdot U'_i + \sum_{k=1; k \neq i}^n (G_{ik} \cdot U''_k + B_{ik} \cdot U'_k) \right], i = 1, \dots, n; i \neq e \end{aligned} \quad (7.6)$$

În relația (7.6) se separă partea reală de partea imaginară rezultând un sistem de 2(n-1) ecuații liniare cu 2(n-1) necunoscute, respectiv partea reală U'_h și cea imaginară U''_h a tensiunilor:

$$\begin{cases} G_{ii} \cdot U'_i - B_{ii} \cdot U''_i + \sum_{k=1; k \neq i}^n (G_{ik} \cdot U'_k - B_{ik} \cdot U''_k) = I_{ia} \\ G_{ii} \cdot U''_i + B_{ii} \cdot U'_i + \sum_{k=1; k \neq i}^n (G_{ik} \cdot U''_k + B_{ik} \cdot U'_k) = I_{ir} \end{cases}, i = 1, \dots, n; i \neq e. \quad (7.7)$$

unde

- $I_{ia} = I_i \cdot \cos \varphi_i = \text{const.};$
- $I_{ir} = I_i \cdot \sin \varphi_i = \text{const.}$

7.2.2. Modele neliniare

7.2.2.1. Modelul ecuațiilor nodale neliniare (în mărimi complexe)

Termenul liber al ecuațiilor (7.1) se calculează cu relația:

$$\underline{I}_i = \frac{\underline{S}_i^*}{\underline{U}_i^*} = \frac{P_i - jQ_i}{\underline{U}_i^*}, \quad i = 1, \dots, n, \quad (7.8)$$

sau

$$\underline{I}_i = \frac{P_i - jQ_i}{\underline{U}_i^*} + (-\underline{Y}_{i0} \cdot \underline{U}_i), \quad i = 1, \dots, n. \quad (7.9)$$

Relațiile (7.2) și (7.3) se rescriu:

$$\underline{Y}_{ii} \cdot \underline{U}_i + \sum_{k=1; k \neq i, e}^n \underline{Y}_{ik} \cdot \underline{U}_k + \underline{Y}_{ie} \cdot \underline{U}_e = \frac{P_i - jQ_i}{\underline{U}_i^*}, i = 1, \dots, n; i \neq e; \quad (7.10)$$

$$\underline{Y}_{ee} \cdot \underline{U}_e + \sum_{k=1; k \neq e}^n \underline{Y}_{ek} \cdot \underline{U}_k = \frac{P_e - jQ_e}{\underline{U}_e^*}. \quad (7.11)$$

Sistemul de ecuații de soluționat, format din ecuații de forma (7.10), este un sistem neliniar de (n-1) ecuații cu (n-1) necunoscute, în mărimi complexe ($\underline{U}_i$).

7.2.2.2. Modelul bilanțului de curenți în noduri

Ecuația nodală de bază este dată de relația (7.10).

Se exprimă tensiunile în coordonate carteziene (7.4) sau în coordonate polare (cu relațiile lui Euler):

$$\begin{cases} \underline{U}_i = U_i \cdot e^{j\theta_i} = U_i (\cos \theta_i + j \sin \theta_i) \\ \underline{U}_k = U_k \cdot e^{j\theta_k} = U_k (\cos \theta_k + j \sin \theta_k) \end{cases} \quad (7.12)$$

unde θ reprezintă argumentul tensiunii în raport cu fazorul de referință al tensiunii nodului de echilibrare.

Admitanțele longitudinale și transversale, din matricea admitanțelor laturilor, se exprimă în coordonate carteziene sau polare:

$$\begin{cases} \underline{y}_{ik} = g_{ik} + jb_{ik} = y_{ik} e^{j\gamma_{ik}} = y_{ik} (\cos \gamma_{ik} + j \sin \gamma_{ik}) \\ \underline{y}_{ik0} = \underline{y}_{ki0} = g_{ik0} + jb_{ik0} \end{cases} \quad (7.13)$$

Astfel relația (7.10) se poate scrie:

$$\begin{aligned} \underline{Y}_{ik} \cdot \underline{U}_i + \sum_{k=1; k \neq i}^n \underline{Y}_{ik} \cdot \underline{U}_k - \frac{(P_i - jQ_i) \cdot (U'_i + jU''_i)}{\underline{U}_i^* \cdot \underline{U}_i} = \\ = \underline{Y}_{ii} \underline{U}_i + \sum_{k=1; k \neq i}^n \underline{Y}_{ik} \underline{U}_k - \frac{(PU'_i + QU''_i) + j(PU''_i - QU'_i)}{(U'_i)^2 + (U''_i)^2} = 0, i = 1, \dots, n; i \neq e \end{aligned} \quad (7.14)$$

Pentru admitanțele nodale pot fi scrise următoarele relații:

$$\begin{cases} \underline{Y}_{ii} = \sum_{k \in \Omega_i} (\underline{y}_{ik} + \underline{y}_{ik0}) = G_{ii} + jB_{ii} = Y_{ii} e^{j\gamma_{ii}} = \sum_{k \in \Omega_i} [g_{ik0} + y_{ik} \cos \gamma_{ik} + j(b_{ik0} + y_{ik} \sin \gamma_{ik})] \\ G_{ii} = \sum_{k \in \Omega_i} (g_{ik0} + y_{ik} \cos \gamma_{ik}) \\ B_{ii} = \sum_{k \in \Omega_i} (b_{ik0} + y_{ik} \sin \gamma_{ik}) \end{cases} ; (7.15)$$

$$\begin{cases} \underline{Y}_{ik} = -\underline{y}_{ik} = -y_{ik} e^{j\gamma_{ik}} = G_{ik} + jB_{ik} = Y_{ik} e^{j\gamma_{ik}} = Y_{ik} \cdot \cos \gamma_{ik} + jY_{ik} \cdot \sin \gamma_{ik} \\ G_{ik} = Y_{ik} \cdot \cos \gamma_{ik} \\ B_{ik} = Y_{ik} \cdot \sin \gamma_{ik} \end{cases} \quad (7.16)$$

22) Modelul în coordonate carteziene – se obține prin exprimarea tensiunilor și a admitanțelor în coordonate carteziene, respectiv identificarea părții reale respectiv a părții imaginare din relația (7.14):

$$\begin{cases} G_{ii} \cdot U'_i - B_{ii} \cdot U''_i + \sum_{k=1; k \neq i}^n (G_{ik} \cdot U'_k - B_{ik} \cdot U''_k) - \frac{P_i \cdot U'_i + Q_i \cdot U''_i}{(U'_i)^2 + (U''_i)^2} = 0 \\ G_{ii} \cdot U'_i + B_{ii} \cdot U''_i + \sum_{k=1; k \neq i}^n (G_{ik} \cdot U'_k + B_{ik} \cdot U''_k) - \frac{P_i \cdot U'_i - Q_i \cdot U''_i}{(U'_i)^2 + (U''_i)^2} = 0 \end{cases}, i = 1, \dots, n; i \neq e. \quad (7.17)$$

Sistemul de ecuații (7.17) este un sistem de $2(n-1)$ ecuații având $2(n-1)$ necunoscute, respectiv componente reale U' și cele imaginare U'' ale tensiunilor în noduri.

23) Modelul în coordonate polare – se obține prin exprimarea tensiunilor și a admitanțelor în coordonate polare, respectiv identificarea părții reale respectiv a părții imaginare din relația (7.14):

$$\begin{cases} Y_{ii} \cdot U_i \cdot \cos(\theta_i + \gamma_{ii}) + \sum_{k=1; k \neq i}^n Y_{ik} \cdot U_k \cdot \cos(\theta_k + \gamma_{ik}) - \frac{P_i \cdot \cos \theta_i + Q_i \cdot \sin \theta_i}{U_i} = 0 \\ Y_{ii} \cdot U_i \cdot \sin(\theta_i + \gamma_{ii}) + \sum_{k=1; k \neq i}^n Y_{ik} \cdot U_k \cdot \sin(\theta_k + \gamma_{ik}) - \frac{P_i \cdot \sin \theta_i - Q_i \cdot \cos \theta_i}{U_i} = 0 \end{cases}, i = 1, \dots, n; i \neq e \quad (7.18)$$

Sistemul de ecuații (7.18) este un sistem de $2(n-1)$ ecuații cu $2(n-1)$ necunoscute, respectiv valorile efective ale potențialelor nodurilor U și argumentele acestora θ .

7.2.2.3. Modelul bilanțului de puteri în noduri

Bilanțul puterilor într-un nod generic se exprimă prin relația:

$$\underline{S}_i = \underline{U}_i \underline{I}_i^* = \underline{U}_i \left(\underline{Y}_{ii}^* \cdot \underline{U}_i^* + \sum_{k=1; k \neq i}^n \underline{Y}_{ik}^* \cdot \underline{U}_k^* \right), i = 1, \dots, n; i \neq e, \quad (7.19)$$

unde curentul nodal $\underline{I}_i$ este exprimat prin relația (7.19).

1) O primă formă a ecuațiilor de bilanț de puteri în noduri în coordonate carteziane se scrie:

$$\begin{aligned} \underline{S}_i &= (U'_i + jU''_i) \left\{ (G_{ii} - jB_{ii})(U'_i - jU''_i) + \sum_{k=1; k \neq i}^n [(G_{ik} - jB_{ik})(U'_k - jU''_k)] \right\} = \\ &= \left[(U'_i)^2 + (U''_i)^2 \right] \cdot G_{ii} + U'_i \cdot \sum_{k=1; k \neq i}^n (G_{ik} \cdot U'_k - B_{ik} \cdot U''_k) + U''_i \cdot \sum_{k=1; k \neq i}^n (G_{ik} \cdot U''_k + B_{ik} \cdot U'_k) + \\ &+ j \left\{ - \left[(U'_i)^2 + (U''_i)^2 \right] \cdot B_{ii} - U'_i \cdot \sum_{k=1; k \neq i}^n (G_{ik} \cdot U''_k + B_{ik} \cdot U'_k) + U''_i \cdot \sum_{k=1; k \neq i}^n (G_{ik} \cdot U'_k - B_{ik} \cdot U''_k) \right\} = \\ &= P_i + jQ_i, i = 1 \dots n, i \neq e \end{aligned} \quad (7.20)$$

respectiv prin identificarea părții reale și a celei imaginare din relația (7.20):

$$\begin{cases} \left[(U'_i)^2 + (U''_i)^2 \right] \cdot G_{ii} + U'_i \cdot \sum_{k=1; k \neq i}^n (G_{ik} \cdot U'_k - B_{ik} \cdot U''_k) + U''_i \cdot \sum_{k=1; k \neq i}^n (G_{ik} \cdot U''_k + B_{ik} \cdot U'_k) = P_i \\ - \left[(U'_i)^2 + (U''_i)^2 \right] \cdot B_{ii} - U'_i \cdot \sum_{k=1; k \neq i}^n (G_{ik} \cdot U''_k + B_{ik} \cdot U'_k) + U''_i \cdot \sum_{k=1; k \neq i}^n (G_{ik} \cdot U'_k - B_{ik} \cdot U''_k) = Q_i \end{cases} \quad (7.21)$$

Sistemul de ecuații (7.21) este un sistem de $2(n-1)$ ecuații având $2(n-1)$ necunoscute, respectiv componente reale U' și cele imaginare U'' ale tensiunilor în noduri.

2) Modelul bazat pe bilanțul puterilor în noduri în coordonate polare se scrie:

$$\underline{S}_i = U_i \cdot e^{j\theta_i} \cdot \left[Y_{ii} e^{-j\gamma_{ii}} \cdot U_i \cdot e^{-j\theta_i} + \sum_{k=1; k \neq i}^n (Y_{ik} \cdot e^{-j\gamma_{ik}} \cdot U_k \cdot e^{-j\theta_k}) \right] =$$

$$= Y_{ii} \cdot U_i^2 \cdot e^{-j\gamma_{ii}} + U_i \cdot \sum_{k=1; k \neq i}^n U_k \cdot Y_{ik} e^{j(\theta_i - \theta_k - \gamma_{ik})} = P_i + jQ_i, i = 1, \dots, n; i \neq e \quad (7.22)$$

sau în mărimi reale

$$\begin{cases} P_i - Y_{ii} \cdot U_i^2 \cdot \cos \gamma_{ii} - U_i \cdot \sum_{k=1; k \neq i}^n [U_k \cdot Y_{ik} \cdot \cos(\theta_i - \theta_k - \gamma_{ik})] = 0 \\ Q_i - Y_{ii} \cdot U_i^2 \cdot \sin \gamma_{ii} - U_i \cdot \sum_{k=1; k \neq i}^n [U_k \cdot Y_{ik} \cdot \sin(\theta_i - \theta_k - \gamma_{ik})] = 0 \end{cases}, i = 1, \dots, n; i \neq e. \quad (7.23)$$

Sistemul de ecuații (7.23) este un sistem de $2(n-1)$ ecuații cu $2(n-1)$ necunoscute, respectiv valorile efective ale potențialelor nodurilor U și argumentele acestora θ .

3) Modelul bazat pe bilanțul puterilor în noduri cu tensiuni exprimate în coordonate polare și admitanțe în coordonate carteziane se scrie:

$$\underline{S}_i = U_i \cdot e^{j\theta_i} \cdot \left\{ (G_{ii} - jB_{ii}) \cdot U_i \cdot e^{-j\theta_i} + \sum_{k=1; k \neq i}^n [(G_{ik} - jB_{ik}) \cdot U_k \cdot e^{-j\theta_k}] \right\} =$$

$$= G_{ii} \cdot U_i^2 - jB_{ii} \cdot U_i^2 + U_i \cdot \sum_{k=1; k \neq i}^n [(G_{ik} - jB_{ik}) \cdot U_k \cdot e^{j(\theta_i - \theta_k)}] = P_i + jQ_i, i = 1, \dots, n; i \neq e \quad (7.24)$$

sau în mărimi reale

$$\begin{cases} P_i - G_{ii} \cdot U_i^2 - U_i \cdot \sum_{k=1; k \neq i}^n [G_{ik} \cdot U_k \cdot \cos(\theta_i - \theta_k) + B_{ik} \cdot U_k \cdot \sin(\theta_i - \theta_k)] = 0 \\ Q_i + B_{ii} \cdot U_i^2 - U_i \cdot \sum_{k=1; k \neq i}^n [G_{ik} \cdot U_k \cdot \sin(\theta_i - \theta_k) - B_{ik} \cdot U_k \cdot \cos(\theta_i - \theta_k)] = 0 \end{cases}, i = 1, \dots, n; i \neq e \quad (7.25)$$

Sistemul de ecuații (7.25) este un sistem de $2(n-1)$ ecuații cu $2(n-1)$ necunoscute, respectiv valorile efective ale potențialelor nodurilor U și argumentele acestora θ .

7.2.3. Restricții impuse în soluționarea regimului permanent al SEE

Limitele de operare a variabilelor de determinat prin soluționarea sistemelor de ecuații algebrice, care modelează funcționarea în regim permanent a SEE, sunt impuse printr-un set de restricții. Aceste restricții, sub forma unor inegalități, se referă la plaja în care trebuie să se încadreze injecțiile de putere reactivă la nodurile PU (noduri generatoare), respectiv domeniul în care trebuie să se încadreze valorile tensiunilor la nodurile de tip PQ [2]:

$$Q_h^{\min} \leq Q_h \leq Q_h^{\max}, h \in \Omega_G, \quad (7.26)$$

unde Ω_G este mulțimea nodurilor generatoare din rețeaua analizată și

$$U_h^{\min} \leq U_h \leq U_h^{\max}, h \in \Omega_C, \quad (7.27)$$

cu Ω_C este mulțimea nodurilor de tip consumator.

Dacă aceste constrângeri de inegalitate nu sunt încălcate, ecuațiile de regim permanent nu sunt afectate.

Dacă în cazul unui nod generator (PU), una dintre limitările impuse prin (7.26) este încălcată, situația nodului este modificată. Limita respectivă este impusă ca dată de intrare printr-o relație de egalitate, $Q = Q^{\text{limită}}$. Acest lucru necesită în mod normal o schimbare a tipului nodului din nod PU într-un nod PQ, iar valoarea efectivă a tensiunii U devine o necunoscută a

problemei. O procedură similară este adoptată pentru revenirea la situația anterioară ori de câte ori este cazul [2].

7.3. METODE DE SOLUȚIONARE A PROBLEMEI DE REGIM PERMANENT

Dintre abordările cele mai semnificative propuse pentru soluționarea problemei de regim permanent pot fi amintite următoarele [3]:

- Transformarea problemei neliniare într-o succesiune de probleme liniare de forma (7.8) și rezolvarea exactă a acestor probleme. Dintre metodele utilizate fac parte:
 - metodele „directe” care folosesc inversa matricelor de coeficienți, sau procedee de factorizare a acestor matrice de tipul eliminării Gauss, a eliminării complete Gauss – Jordan, etc. După determinarea soluției, aceasta se folosește succesiv pentru corectarea termenului liber;
 - iterarea, sau corectarea pas cu pas a soluției problemei neliniare. Aceste metode nu asigură – până la etapa finală – verificarea ecuațiilor (7.8) și deci nu oferă soluții exacte unor probleme liniare. Din această categorie fac parte metodele: Gauss – Jacobi, Gauss – Seidel, relaxației;
- Corectarea soluției problemei neliniare în funcție de erorile comise la puterile nodale S_p . Acestei grupe îi aparțin metodele „variaționale” de tip Newton – Raphson. Prin diferențierea sistemului de ecuații neliniare în raport cu variabilele și aproximarea diferențialelor prin diferențe finite se obține un sistem de ecuații liniarizat. Necunoscutele reprezintă elementele unui vector de corecție a soluției iar termenul liber, vectorul erorilor introduse la calcularea puterilor S_p din soluția precedentă;
- Utilizarea unor procedee hibride. Termenul semnifică fie folosirea unor matrice mixte de coeficienți obținute prin substituția parțială a variabilelor, fie folosirea combinată a unor metode directe și iterative sau uneori a unei tehnici analog – numerice;
- Utilizarea unor scheme de rețea (sau matrice de coeficienți) reduse. Semnificativă este în acest sens metoda românească a iterației curenților de scurtcircuit propusă de P.Dimo;
- Utilizarea unor tehnici bazate pe inteligența artificială.

BIBLIOGRAFIE

- [1]. M. Gavrilăș, Sisteme Electroenergetice – Note de curs, <http://iota.ee.tuiasi.ro/~mgavril/>, accesat octombrie 2017.
- [2]. Göran Andersson, Modelling and Analysis of Electric Power Systems. Power Flow Analysis. Fault Analysis. Power Systems Dynamics and Stability, Lecture 227-0526-00, ITET ETH Zürich, EEH – Power Systems Laboratory, ETH Zürich, September 2008.
- [3]. Darie, S., Vădan, I., Producerea, Transportul și Distribuția Energiei Electrice. Instalații pentru Transportul și Distribuția energiei electrice, U.T. Press, Cluj Napoca 2003, ISBN 973-662-037-0.

8. REGIMUL PERMANENT AL REȚELELOR RADIALE

8.1. PARTICULARITĂȚI ALE REȚELELOR RADIALE

Configurațiile radiale sunt specifice distribuțiilor în medie și joasă tensiune. Deși în zonele aglomerate, rețelele sunt puternic buclate, din considerente tehnico-economice, în condiții normale ele funcționează radial.

Principala particularitate constă în faptul că astfel de rețele sunt alimentate dintr-o singură sursă (dacă se neglijează generarea locală, distribuită), numit nod sursă.

Vehicularea puterii este unidirecțională astfel încât orice nod de derivație primește energie de la un singur nod anterior (amonte), printr-o ramură incidentă, și transmite energie nodului următor (aval), sau în cazul în care este nod final numai transmite energie.

O rețea buclată poate fi descompusă în subrețele radiale. Fiecare subrețea conține un nod sursă, unul sau mai multe noduri de sarcină cât și noduri de derivație care pot sau nu să aibă consum.

În absența surselor distribuite există numai două tipuri de noduri în rețea [4]:

24) Noduri de sarcină, pentru care se scrie expresia puterii complexe sub forma

$$\underline{S} = (P_c + jQ_c) + \sqrt{3}\underline{U}(\underline{I}_{ac} + j\underline{I}_{rc}) + U^2(G_c + jB_c), \quad (8.1)$$

cu:

- P_c și Q_c componente constante ale puterii complexe injectate/ejectate în nod;
- I_{ac} și I_{rc} componente constante ale curentului complex injectat/ejectat în nod
- G_c și B_c componente constante ale admitanței conectate în nod;
- $\underline{U}$ tensiunea de linie a nodului;

25) Nod sursă (E), care este nodul de injecție a puterii în rețea, este caracterizat prin valori constante (date, impuse) ale tensiunii efective U și a argumentului tensiunii θ .

8.2. METODA DE CALCULUL A REȚELELOR RADIALE PRIN BALEIERE ASCENDENT/DESCENDENTĂ

Aceasta este una dintre metodele specifice de calculul al rețelelor radiale [1], care se bazează pe faptul că în aceste rețele fără bucle, cele $2(n-1)$ necunoscute ($n-1$ curenți din laturi și $n-1$ potențiale ale nodurilor independente ale rețelei – n fiind numărul de noduri) se pot determina utilizând prima teorema a lui Kirchhoff, respectiv legea lui Ohm pentru determinarea căderilor de tensiuni pe laturi.

Metoda constă în efectuarea repetată a unor pași corespunzători a două etape (iterații repetate) [1]:

1) Baleierea ascendentă – conform schemei din figura 8.1, a, se pleacă de la nodul final, se calculează curenții în noduri și în fiecare latură aplicând prima lege a lui Kirchhoff, nod cu nod înspre nodul sursă E;

2) Baleierea descendentă – conform figurii 8.1, b, se pleacă de la nodul sursă se calculează căderile de tensiune pe fiecare latură (curenții în laturi fiind determinați la pasul anterior) înspre nodul final și se determină potențialele fiecărui nod.

În cazul rețelelor cu sarcini exprimate prin curenți constanți (sistem de ecuații liniare), soluția se obține după o singură iterație $it = 1$.

Pentru rețele neliniare, cu noile valori ale potențialelor nodurilor se reia algoritmul, până când între ultimele două determinări ale puterii aparente injectate în nodul sursă, sau între

ultimele două tensiuni calculate pentru fiecare nod (exceptând nodul sursă), diferența este mai mică decât o eroare impusă ($\varepsilon_S \leq \varepsilon_{Simp}$ sau $\varepsilon_U \leq \varepsilon_{Uimp}$). În acest caz algoritmul se desfășoară într-un număr de iterații „it” determinat de numărul de repetări necesare îndeplinirii condiției de oprire.

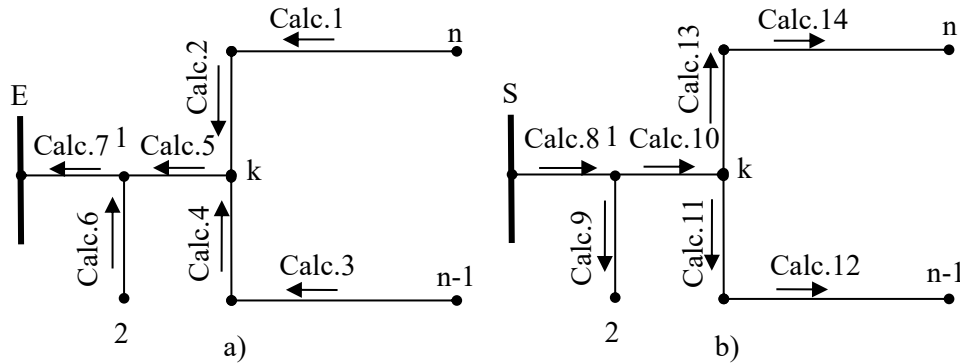


Fig.8.1. Schema de calcul prin metoda ascendent/descendentă:

26) calculul curenților prin laturi; b) calculul tensiunilor nodale.

Algoritmul se desfășoară astfel:

27) Pasul 0 se inițializează numărul de iterații cu valoarea 0 ($it = 0$), tensiunile tuturor nodurilor se inițializează cu valoarea nominală corespunzătoare având numai componentă reală:

$$\underline{U}_k^{(0)} = U_{nk}, \quad k = 1, 2, \dots, n, \quad k \neq E, \quad (8.2)$$

iar puterea aparentă injectată în nodul sursă E este egală cu suma puterilor nodurilor consumatoare care alcătuiesc mulțimea Ω_C

$$\underline{S}_E^{(0)} = \sum_{k \in \Omega_C} \underline{S}_k, \quad (8.3)$$

unde $\underline{S}_k$ este de forma (8.1);

1. Baleiere ascendentă, $it = it + 1$:

1.1. Dacă sarcinile sunt date prin puteri constante se calculează curentul în nodul k:

$$\underline{I}_k^{(it)} = \frac{\underline{S}_k^*}{\sqrt{3} \underline{U}_k^{(it-1)*}}; \quad (8.4)$$

1.2. Se calculează curenții din laturile incidente nodului k pentru iterația curentă:

$$\underline{I}_{ik}^{(it)} = \frac{1}{N_{ik}} \left(\underline{I}_k^{(it)} + \sum_{j=\text{next}(k)} \underline{I}_{kj}^{(it)} \right), \quad (8.5)$$

cu:

- i nodul din amonte de nodul k;
- next(k) nodurile care urmează după nodul k (din aval) și aparțin laturilor din aval incidente la nodul k;
- N_{ik} operator care ține seama de raportul de transformare a laturii ($N_{ik} = 1$ dacă latura nu conține transformatoare);
- Se repetă calculul până când nodul curent $i \equiv E$.

2. Baleiere descendentă:

2.1. Se calculează căderile de tensiune pe laturi pentru iterația curentă:

$$\Delta \underline{U}_{ik}^{(it)} = \sqrt{3} \underline{Z}_{ik} \cdot \underline{I}_{ik}^{(it)} ; \quad (8.6)$$

2.2. Se calculează noile tensiuni ale nodurilor pentru iterația curentă:

$$\underline{U}_k^{(it)} = \frac{1}{N_{ik}} \left(\underline{U}_i^{(it)} - \Delta \underline{U}_{ik}^{(it)} \right); \quad (8.7)$$

3. Se calculează puterea injectată prin nodul sursă:

$$S_S^{(it)} = \sqrt{3} \underline{U}_E \sum_{j=\text{next}(E)} \underline{I}_{Ej}^{(it)*} ; \quad (8.8)$$

4. Dacă modelul este liniar ($it = 1$) se trece la pasul 6;

5. Dacă modelul este neliniar se verifică condiția de oprire:

➤ se calculează eroarea relativă de putere din nodul sursă

$$\epsilon_S = \frac{|\underline{S}_E^{(it)} - \underline{S}_E^{(it-1)}|}{|\underline{S}_E^{(it-1)}|} \quad (8.9)$$

și se verifică condiția

$$\epsilon_S \leq \epsilon_S^{\text{imp}} ; \quad (8.10)$$

➤ se calculează eroarea maximă relativă de tensiune din noduri

$$\epsilon_U = \text{Maximum} \left\{ \frac{|\underline{U}_k^{(it)} - \underline{U}_k^{(it-1)}|}{|\underline{U}_k^{(it-1)}|}, \quad k=1, 2, \dots, n-1 \right\} \quad (8.11)$$

și se verifică condiția

$$\epsilon_U \leq \epsilon_U^{\text{imp}} ; \quad (8.12)$$

Dacă condiția (8.10) este adevărată și/sau condiția (8.12) este îndeplinită se trece la pasul 6, dacă nu se revine la pasul 1!

6. Se calculează pierderile de puteri prin laturi.

8.3. APLICAȚII

Aplicația 8.1. Se consideră rețeaua radială a cărei schemă monofilară este prezentată în figura 8.2 având următoarele caracteristici:

- tensiunea sursei $\underline{U}_E = 10 \text{ kV}$;
- valoarea sarcinilor sunt prezentate în tabelul 8.1.
- caracteristicile liniilor electrice în tabelul 8.2;
- caracteristicile transformatorului (Tabelul 8.3).

Se cere să se calculeze circulația curenților în rețea, potențialele nodurilor și puterea debitată de sursă în ipoteza sarcinilor exprimate atât prin curenți constanți cât și prin puteri constante. Se va utiliza metoda ascendent/descendentă („backward/forward”) în maxim două iterații.

Se vor lua în considerare următoarele scheme echivalente ale elementelor de rețea:

- pentru transformator, coborâtor, o schema în Γ cu parametrii raportați la secundar:

➤ pentru liniile electrice L_{12} și L_{23} (LEC) scheme în Π cu parametri transversali dați de capacitățile liniilor.

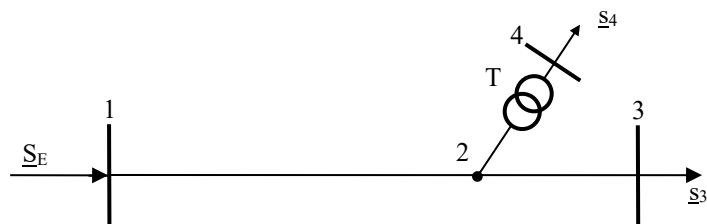


Fig.8.2. Schema monofilară a rețelei analizate.

Tabelul 8.2

$\underline{i}_3$ [A]	$\underline{s}_3$ [kVA]	$\underline{i}_4$ [A]	$\underline{s}_4$ [kVA]
$100-j50=112 \cdot e^{-j26,6^\circ}$	$1730+j865=1934 \cdot e^{j26,6^\circ}$	$200-j125=236 \cdot e^{-j32^\circ}$	$138,4+j86,5=163 \cdot e^{j32^\circ}$

Tabelul 8.3

LEC	R_L [Ω]	X_L [Ω]	Z_L [Ω]	B_L [mS]	Y_L [mS]
L_{1-2}	2,0	0,9	$2,0+j0,9=2,2 \cdot e^{j24,2^\circ}$	0,90	$j0,90=0,9 \cdot e^{j90^\circ}$
L_{2-3}	1,2	0,5	$1,2+j0,5=1,3 \cdot e^{j22,6^\circ}$	0,44	$j0,44=0,44 \cdot e^{j90^\circ}$

Tabelul 8.4

	S_N [kVA]	U_1/U_2	u_{sc} [%]	P_{Sc} [kW]	P_{Fe} [kW]	i_0 [%]
T	250	10/0,4	6	4,4	0,660	2,9

Soluție:

Se calculează parametrii transformatorului T raportați la nivelul de tensiune de 0,4 kV rezultând:

- impedanța: $z_T = 0,0113+j0,0384=0,040 \cdot e^{j73,6^\circ} \Omega$;
- admitanța: $y_T = 4,125-j45=45,2 \cdot e^{-j84,8^\circ} \text{ mS}$.

Se întocmește schema electrică echivalentă monofazată conform reprezentării din figura 8.3.

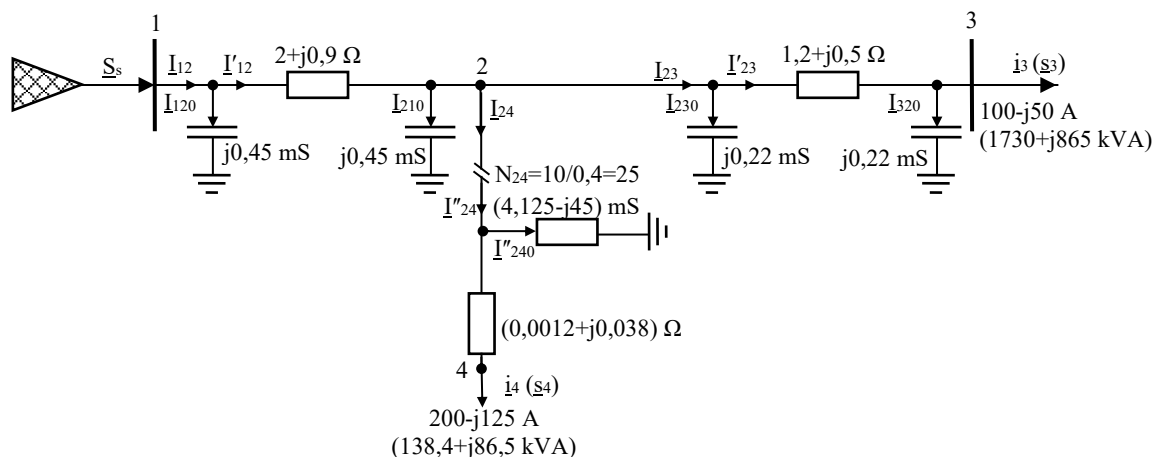


Fig.8.3. Schema electrică echivalentă monofazată a rețelei aflată în studiu.

CAZUL I. SE CONSIDERĂ CĂ SARCINILE SUNT EXPRIMATE PRIN CURENȚI CONSTANȚI ($I_3 = \text{ct.}$, $I_4 = \text{ct.}$).

28) Inițializare $it = 0$

Se consideră tensiunile tuturor nodurilor egale cu 10 kV (secundar trafo 0,4 kV):

$$\underline{U}_1 = \underline{U}_2 = \underline{U}_3 = \underline{U}_5 = 10 \cdot e^{j0^\circ} \text{ kV}; \quad \underline{U}_4 = 0,4 \cdot e^{j0^\circ} \text{ kV}$$

și

$$\underline{S}_E^{(0)} = \underline{S}_3 + \underline{S}_4 = 1730 + j865 + 138,4 + j86,5 = 1868,4 + j951,5 \text{ kVA}$$

29) Calculul ascendent (calculul curenților) $it = it + 1$

➤ Latura 2-3:

$$\underline{i}_3^{(1)} = 100 - j50 = 112 \cdot e^{-j26,6^\circ} \text{ A};$$

$$\underline{I}_{320}^{(1)} = \frac{\underline{U}_3^{(0)} \cdot (jB_{23}/2)}{\sqrt{3}} = j \frac{10 \cdot 10^3 \cdot 0,22 \cdot 10^{-3}}{\sqrt{3}} = j1,27 \text{ A} \quad ;$$

$$\underline{I}_{23}^{(1)} = \underline{i}_3^{(1)} + \underline{I}_{320}^{(1)} = (100 - j50) + j1,27 = 100 - j48,73 = 111,24 \cdot e^{-j26^\circ} \text{ A}$$

$$\underline{I}_{23}^{(1)} = \underline{I}_{23}^{(1)} + \underline{I}_{230}^{(1)} = (100 - j48,5) + j1,27 = (100 - j47,46) \text{ A}$$

➤ Latura 2-4:

$$\underline{U}_4^{(0)} = 400 \text{ V}$$

$$\underline{i}_4^{(1)} = 200 - j125 = 236 \cdot e^{-j32^\circ} \text{ A}$$

$$\underline{I}_{240}^{(1)} = \frac{(\underline{U}_2^{(0)} / N_{24}) \cdot \underline{y}_T}{\sqrt{3}} = \frac{400 \cdot 45,2 \cdot e^{-j84,8^\circ} \cdot 10^{-3}}{\sqrt{3}} = 10,45 \cdot e^{-j84,8^\circ} = 0,947 - j10,4 \text{ A} \quad ;$$

$$\underline{I}_{24}^{(1)} = \underline{i}_4^{(1)} + \underline{I}_{240}^{(1)} = (200 - j125) + (0,947 - j10,4) = (200,947 - j135,4) = 242,3 \cdot e^{-j33,97^\circ} \text{ A}$$

$$\underline{I}_{24}^{(1)} = \frac{\underline{I}_{24}^{(1)}}{N_{24}} = \frac{(200,947 - j135,4)}{25} = (8,04 - j5,4) \text{ A}$$

➤ Latura 1-2:

$$\underline{I}_{210}^{(1)} = \frac{\underline{U}_2^{(0)} \cdot (jB_{12}/2)}{\sqrt{3}} = j \frac{10 \cdot 10^3 \cdot 0,45 \cdot 10^{-3}}{\sqrt{3}} = j2,6 \text{ A}$$

$$\underline{I}_{12}^{(1)} = \underline{I}_{23}^{(1)} + \underline{I}_{24}^{(1)} + \underline{I}_{210}^{(1)} = (100 - j48,73) + (8,04 - j5,4) + j2,6 = 108,04 - j51,53 = 119,7 \cdot e^{-j25,5^\circ} \text{ A};$$

$$\underline{I}_{12}^{(1)} = \underline{I}_{12}^{(1)} + \underline{I}_{120}^{(1)} = (108,04 - j51,53) + j2,6 = 108,04 - j48,93 \text{ A}$$

2. Calculul descendent (calculul tensiunilor)

➤ Latura 1-2

$$\Delta \underline{U}_{12}^{(1)} = \sqrt{3} \underline{I}_{12}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{L12} = \sqrt{3} \cdot 119,7 \cdot e^{-j25,5^\circ} \cdot 2,2 \cdot e^{j24,2^\circ} = 455,6 \cdot e^{-j1,3^\circ} = (455,5 - j10,33) \text{ V}$$

$$\underline{U}_2^{(1)} = \underline{U}_1 - \Delta \underline{U}_{12}^{(1)} = 10000 - (455,6 - j10,33) = 9544,4 + j10,33 \text{ V}$$

$$\frac{|\underline{U}_2^{(1)}|}{|\underline{U}_1|} = \frac{\sqrt{9544,4^2 + 10,33^2}}{10000} = 0,95444 \quad ;$$

$$\varepsilon_{U2} = \frac{|\underline{U}_2^{(1)} - \underline{U}_2^{(0)}|}{|\underline{U}_2^{(0)}|} = \frac{|9544,4 + j10,33 - 10000|}{10000} = 0,0456$$

➤ Latura 2-4:

$$\Delta \underline{U}_{24}^{(1)} = \sqrt{3} \underline{i}_{14}^{(1)} \cdot \underline{z}_T = \sqrt{3} \cdot 236 \cdot e^{-j32^\circ} \cdot 0,04 \cdot e^{j73,6^\circ} = 16,33 \cdot e^{j41,6^\circ} = (12,21 + j10,84) \text{ V}$$

$$\underline{U}_4^{(1)} = \frac{\underline{U}_2^{(1)}}{N_{24}} - \Delta \underline{U}_{24}^{(1)} = \frac{(9544,4 + j10,33)}{25} - (12,21 + j10,84) = (369,57 - j10,43) \text{ V}$$

$$\frac{|\underline{U}_4^{(1)}|}{|\underline{U}_4^{(0)}|} = \frac{\sqrt{369,57^2 + 10,84^2}}{400} = 0,924 \quad ;$$

$$\varepsilon_{U4} = \frac{|\underline{U}_4^{(1)} - \underline{U}_4^{(0)}|}{|\underline{U}_4^{(0)}|} = \frac{|369,57 - j10,43 - 400|}{400} = 0,08$$

➤ Latura 2-3:

$$\Delta \underline{U}_{23}^{(1)} = \sqrt{3} \underline{i}_{23}^{(1)} \cdot \underline{z}_{L23} = \sqrt{3} \cdot 111,24 \cdot e^{-j26^\circ} \cdot 1,3 \cdot e^{j22,6^\circ} = 250,18 \cdot e^{-j3,4^\circ} = (249,74 - j14,84) \text{ V};$$

$$\underline{U}_3^{(1)} = \underline{U}_2^{(1)} - \Delta \underline{U}_{23}^{(1)} = (9544,4 + j10,33) - (249,74 - j14,84) = (9294,66 + j23,17) \text{ V};$$

$$\frac{|\underline{U}_3^{(1)}|}{|\underline{U}_3^{(0)}|} = \frac{\sqrt{9294,66^2 + 23,17^2}}{10000} = 0,929$$

$$\varepsilon_{U3} = \frac{|\underline{U}_3^{(1)} - \underline{U}_3^{(0)}|}{|\underline{U}_3^{(0)}|} = \frac{|9294,66 + j23,17 - 10000|}{10000} = 0,07 \quad ;$$

3. Calculul puterii injectate

$$\underline{S}_1^{(1)} = \sqrt{3} \underline{U}_1 \cdot \underline{I}_{12}^{(1)*} = \sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10^3 \cdot (108,04 + j48,93) = (1869 + j846,5) \text{ kVA}$$

$$S_1^{(1)} = 2051,76 \text{ kVA} \quad ;$$

4. Verificarea condiției de oprire

➤ Calculul erorii de putere

$$\varepsilon_S = \frac{|1869 + j846,5 - 1868,4 - j951,5|}{|1868,4 + j951,5|} = 0,05 \Rightarrow \varepsilon_{S\%} = 5\%$$

➤ Calculul erorii maxime de tensiune din noduri

$$\varepsilon_U = \text{Maximum}(\varepsilon_{U2}, \varepsilon_{U3}, \varepsilon_{U4}) = \text{Maximum}(0,046; 0,07; 0,08) = 0,08 \Rightarrow \varepsilon_{U\%} = 8\%.$$

CAZUL II. SE CONSIDERĂ CĂ SARCINILE SUNT REPREZENTATE PRIN PUTERI CONSTANTE ($\underline{s}_3 = \text{ct.}, \underline{s}_4 = \text{ct.}$).

Deoarece:

$$\underline{i}_3^{(1)} = \frac{\underline{s}_3^*}{\sqrt{3} \underline{U}_3^{(0)*}} = \frac{(1730 - j865)10^3}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10^3} = (100 - j50) \text{ A și}$$

$$\underline{i}_4^{(1)} = \frac{\underline{s}_4^*}{\sqrt{3} \underline{U}_4^{(0)*}} = \frac{(138,4 - j86,5)10^3}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = (200 - j125) \text{ A},$$

sunt curenții de sarcină de la **Cazul I**, se poate trece direct la iterația a 2-a, luând ca valori

inițiale ale tensiunilor tensiunile calculate deja la **Cazul Precedent!**

30) Inițializare $it = 1$

Se consideră tensiunile inițiale ale nodurilor egale cu:

$$\underline{U}_1 = \underline{U}_1^{(1)} = \underline{U}_s = 10^4 \cdot e^{j0^\circ} \text{ V};$$

$$\underline{U}_2 = \underline{U}_2^{(1)} = 9544,4 + j10,33 = 9544,4 \cdot e^{j0,062^\circ} \text{ V};$$

$$\underline{U}_3 = \underline{U}_3^{(1)} = 9294,66 + j23,17 = 9294,68 \cdot e^{j0,143^\circ} \text{ V};$$

$$\underline{U}_4 = \underline{U}_4^{(1)} = 369,57 - j10,43 = 369,72 \cdot e^{-j4,92^\circ} \text{ V};$$

și

$$\underline{S}_1^{(1)} = \sqrt{3} \underline{U}_1 \cdot \underline{I}_{12}^{(1)*} = (1869 + j846,5) \text{ kVA}$$

$$S_1^{(1)} = 2051,76 \text{ kVA}$$

Iterația 2

31) Calculul ascendent $it = it + 1$

Calculul curenților de sarcină:

$$\underline{i}_3^{(2)} = \frac{\underline{S}_3^*}{\sqrt{3} \underline{U}_3^{(2)*}} = \frac{1934 \cdot e^{-j26,6^\circ} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 9294,68 \cdot e^{-j0,143^\circ}} = 120,275 \cdot e^{-j26,743^\circ} = (107,4 - j54,12) \text{ A};$$

$$\underline{i}_4^{(2)} = \frac{\underline{S}_4^*}{\sqrt{3} \underline{U}_4^{(2)*}} = \frac{163 \cdot e^{-j32^\circ} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 369,72 \cdot e^{j4,92^\circ}} = 254,84 \cdot e^{-j27,08^\circ} = (226,9 - j116) \text{ A};$$

➤ Latura 2-3:

$$\underline{I}_{320}^{(2)} = \frac{\underline{U}_3^{(1)} \cdot (jB_{23}/2)}{\sqrt{3}} = \frac{9294,68 \cdot e^{j0,143^\circ} \cdot 0,22 \cdot e^{j90^\circ} \cdot 10^{-3}}{\sqrt{3}} = 1,18 \cdot e^{j90,143^\circ} \approx j1,18 \text{ A}$$

$$\underline{I}_{23}^{(2)} = \underline{i}_3^{(2)} + \underline{I}_{320}^{(2)} = (107,4 - j54,12) + j1,18 = 107,4 - j52,94 = 119,74 \cdot e^{-j26,24^\circ} \text{ A};$$

$$\underline{I}_{230}^{(2)} = \frac{\underline{U}_2^{(1)} \cdot (jB_{23}/2)}{\sqrt{3}} = \frac{9544,4 \cdot e^{j0,062^\circ} \cdot 0,22 \cdot e^{j90^\circ} \cdot 10^{-3}}{\sqrt{3}} = 1,21 \cdot e^{j90,062^\circ} \approx j1,21 \text{ A}$$

$$\underline{I}_{23}^{(2)} = \underline{I}_{23}^{(1)} + \underline{I}_{230}^{(1)} = (107,4 - j52,94) + j1,21 = (107,4 - j51,73) \text{ A}$$

➤ Latura 2-4:

$$\underline{I}_{240}^{(2)} = \frac{(\underline{U}_2^{(1)} / N_{24}) \cdot \underline{y}_T}{\sqrt{3}} = \frac{9544,4 \cdot e^{j0,062^\circ} \cdot 45,2 \cdot e^{-j84,8^\circ} \cdot 10^{-3}}{25 \cdot \sqrt{3}} = 9,97 \cdot e^{-j84,738^\circ} = 0,91 - j9,93 \text{ A};$$

$$\underline{I}_{24}^{(2)} = \underline{i}_4^{(2)} + \underline{I}_{240}^{(2)} = (226,9 - j116) + (0,91 - j9,93) = 227,81 - j125,93 = 260,3 \cdot e^{-j28,93^\circ} \text{ A};$$

$$\underline{I}_{24}^{(2)} = \frac{\underline{I}_{24}^{(2)}}{N_{24}} = \frac{227,81 - j125,93}{25} = (9,1 - j5,0) \text{ A};$$

➤ Latura 1-2:

$$\underline{I}_{210}^{(2)} = \frac{\underline{U}_2^{(1)} \cdot (jB_{12}/2)}{\sqrt{3}} = \frac{9544,4 \cdot e^{j0,062^\circ} \cdot 0,45 \cdot e^{j90^\circ} \cdot 10^{-3}}{\sqrt{3}} = 2,48 \cdot e^{j90,062^\circ} \approx j2,48 \text{ A}$$

$$\underline{I}_{12}^{(2)} = \underline{I}_{23}^{(2)} + \underline{I}_{24}^{(2)} + \underline{I}_{210}^{(2)} = (107,4 - j51,73) + (9,1 - j5,0) + j2,48 = 116,5 - j54,25 = 128,5 \cdot e^{-j25^\circ} \text{ A} ;$$

$$\underline{I}_{120}^{(2)} = \frac{\underline{U}_s \cdot (jB_{12}/2)}{\sqrt{3}} = \frac{10^4 \cdot 0,45 \cdot e^{j90^\circ} \cdot 10^{-3}}{\sqrt{3}} = j2,6 \text{ A}$$

$$\underline{I}_{12}^{(2)} = \underline{I}_{12}^{(2)} + \underline{I}_{120}^{(2)} = (116,5 - j54,25) + j2,6 = 116,5 - j51,65 \text{ A}$$

2. Calculul descendent (calculul tensiunilor)

➤ Latura 1-2

$$\Delta \underline{U}_{12}^{(2)} = \sqrt{3} \underline{I}_{12}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{L12} = \sqrt{3} \cdot 128,5 \cdot e^{-j25^\circ} \cdot 2,2 \cdot e^{j24,2^\circ} = 489 \cdot e^{-j0,8^\circ} = (488,95 - j6,82) \text{ V}$$

$$\underline{U}_2^{(2)} = \underline{U}_s - \Delta \underline{U}_{12}^{(2)} = 10000 - (488,95 - j6,82) = 9511 + j6,82 = 9511 \cdot e^{j0,041^\circ} \text{ V}$$

$$\frac{|\underline{U}_2^{(2)}|}{|\underline{U}_2^{(0)}|} = \frac{\sqrt{9511^2 + 6,82^2}}{10000} = 0,9511 ;$$

$$\varepsilon_{U2} = \frac{|\underline{U}_2^{(2)} - \underline{U}_2^{(1)}|}{|\underline{U}_2^{(1)}|} = \frac{|9511 + j6,82 - 9544,4 - j10,33|}{|9544,4 + j10,33|} = 0,0035$$

➤ Latura 2-4:

$$\Delta \underline{U}_{24}^{(2)} = \sqrt{3} \underline{I}_{14}^{(2)} \cdot \underline{Z}_T = \sqrt{3} \cdot 254,84 \cdot e^{-j27,08^\circ} \cdot 0,040 \cdot e^{j73,6^\circ} = 17,63 \cdot e^{j46,52^\circ} = (12,13 + j12,8) \text{ V}$$

$$\underline{U}_4^{(2)} = \frac{\underline{U}_2^{(2)}}{N_{24}} - \Delta \underline{U}_{24}^{(2)} = \frac{(9511 + j6,82)}{25} - (12,13 + j12,8) = 368,31 - j12,52 = 368,52 \cdot e^{-j1,94^\circ} \text{ V}$$

$$\frac{|\underline{U}_4^{(2)}|}{|\underline{U}_4^{(0)}|} = \frac{368,52}{400} = 0,9213 ;$$

$$\varepsilon_{U2} = \frac{|\underline{U}_4^{(2)} - \underline{U}_4^{(1)}|}{|\underline{U}_4^{(1)}|} = \frac{|368,31 - j12,52 - 369,57 + j10,43|}{|369,57 - j10,43|} = 0,0066$$

➤ Latura 2-3:

$$\Delta \underline{U}_{23}^{(2)} = \sqrt{3} \underline{I}_{23}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{L23} = \sqrt{3} \cdot 119,74 \cdot e^{-j26,24^\circ} \cdot 1,3 \cdot e^{j22,6^\circ} = 269,3 \cdot e^{-j3,64^\circ} = (268,76 - j15,97) \text{ V}$$

$$\underline{U}_3^{(2)} = \underline{U}_2^{(2)} - \Delta \underline{U}_{23}^{(2)} = (9511 + j6,82) - (268,76 - j15,97) = 9242,24 + j22,8 = 9242,26 \cdot e^{j0,14^\circ} \text{ V}.$$

$$\frac{|\underline{U}_3^{(2)}|}{|\underline{U}_3^{(0)}|} = \frac{9242,26}{10000} = 0,9242 ;$$

$$\varepsilon_{U3} = \frac{|\underline{U}_3^{(2)} - \underline{U}_3^{(1)}|}{|\underline{U}_3^{(1)}|} = \frac{|9242,24 + j22,8 - 9294,66 - j23,17|}{|9294,66 + j23,17|} = 0,0056$$

3. Calculul puterii injectate

$$\underline{S}_1^{(2)} = \sqrt{3} \underline{U}_1 \cdot \underline{I}_{12}^{(2)*} = \sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10^3 \cdot (116,5 + j51,65) = (2015 + j894) \text{ kVA}$$

$$\underline{S}_1^{(2)} = 2204 \text{ kVA}$$

4. Verificarea condiției de oprire

➤ Calculul erorii de putere

$$\varepsilon_{S\%} = \frac{|\underline{S}_1^{(2)} - \underline{S}_1^{(1)}|}{|\underline{S}_1^{(1)}|} 100 = \frac{|2015 + j894 - 1869 - j846,5|}{|1869 + j846,5|} = 7,48\%$$

➤ Calculul erorii maxime de tensiune din noduri

$$\varepsilon_U = \text{Maximum}(\varepsilon_{U2}, \varepsilon_{U3}, \varepsilon_{U4}) = \text{Maximum}(0,0035; 0,0066; 0,0056) = 0,0066 \Rightarrow \varepsilon_{U\%} = 0,66\%$$

5. Se consideră că eroarea obținută în iterația 2 este sub valoarea admisă, valorile obținute sunt valorile finale și se procedează la realizarea bilanțului puterilor în rețeaua studiată, adică la verificarea egalității:

$$\sum_{i \in n_g} \underline{S}_{gi} = \sum_{j \in n_c} \underline{S}_{cj} + \Delta \underline{S}.$$

Valorile finale ale tensiunilor nodurilor sunt cele obținute în iterația 2:

$$\begin{aligned}\underline{U}_1 &= 10000 = 10000 \cdot e^{j0,0^\circ} \text{ V;} \\ \underline{U}_2 &= 9511 + j6,82 = 9511 \cdot e^{j0,041^\circ} \text{ V} \\ \underline{U}_3 &= 9242,24 + j22,8 = 9242,26 \cdot e^{j0,14^\circ} \text{ V;} \\ \underline{U}_4 &= 368,31 - j12,52 = 368,52 \cdot e^{-j1,94^\circ} \text{ V,}\end{aligned}$$

iar admitanțele laturilor sunt:

$$\begin{aligned}\underline{y}_{12} &= \underline{y}_{21} = (\underline{z}_{L12})^{-1} = (2,2 \cdot e^{j24,2^\circ})^{-1} = 0,456 \cdot e^{-j24,2^\circ} = 0,416 - j0,187 \text{ S;} \\ \underline{y}_{23} &= \underline{y}_{32} = (\underline{z}_{L23})^{-1} = (1,3 \cdot e^{j22,6^\circ})^{-1} = 0,77 \cdot e^{-j22,6^\circ} = 0,71 - j0,296 \text{ S;} \\ \underline{y}_{24} &= (\underline{z}_T)^{-1} = (0,040 \cdot e^{j73,6^\circ})^{-1} = 25 \cdot e^{-j73,6^\circ} = 7,0 - j24,0 \text{ S;} \\ \underline{y}_{120} &= \underline{y}_{210} = jB_{L12}/2 = 0,45 \cdot 10^{-3} \cdot e^{j90^\circ} = j0,45 \cdot 10^{-3} \text{ S;} \\ \underline{y}_{230} &= \underline{y}_{230} = jB_{L23}/2 = 0,22 \cdot 10^{-3} \cdot e^{j90^\circ} = j0,22 \cdot 10^{-3} \text{ S;} \\ \underline{y}_{240} &= \underline{y}_T = 45,2 \cdot 10^{-3} \cdot e^{-j84,8^\circ} = (4,125 - j45) \cdot 10^{-3} \text{ S;} \\ \underline{y}_{420} &= 0 \text{ S.}\end{aligned}$$

6. Se procedează la determinarea pierderilor de putere pe laturi:

➤ pentru laturile fără transformator se utilizează relația (6.12):

▪ pentru latura 1-2:

$$\begin{aligned}
\Delta S_{12} &= (\underline{y}_{120} + \underline{y}_{12})^* (\underline{U}_1^2 + \underline{U}_2^2) - \underline{y}_{12}^* (\underline{U}_1 \underline{U}_2^* + \underline{U}_2 \underline{U}_1^*) = \\
&= (j0,45 \cdot 10^{-3} + 0,416 - j0,187)^* [(10^4)^2 + (9511)^2] - \\
&- (0,416 - j0,187)^* [10^4 \cdot (9535,51 \cdot e^{-j0,041^\circ} + 9535,51 \cdot e^{j0,041^\circ})] = \quad ; \\
&= (0,416 + j0,18655) [(10^4)^2 + (9511)^2] - 2(0,416 + j0,187) \cdot 10^4 \cdot 9511 \cdot \cos(0,041^\circ) = \\
&= 99,5 - j40,98 \text{ kVA};
\end{aligned}$$

- pentru latura 2-3:

$$\begin{aligned}
\Delta S_{23} &= (\underline{y}_{230} + \underline{y}_{23})^* (\underline{U}_2^2 + \underline{U}_3^2) - \underline{y}_{23}^* (\underline{U}_2 \underline{U}_3^* + \underline{U}_3 \underline{U}_2^*) = \\
&= (j0,22 \cdot 10^{-3} + 0,71 - j0,296)^* [(9511)^2 + (9242,26)^2] - \\
&- (0,71 - j0,296)^* (9511 \cdot e^{j0,041^\circ} 9242,26 \cdot e^{-j0,14^\circ} + 9242,26 \cdot e^{j0,14^\circ} \cdot 9511 \cdot e^{-j0,041^\circ}) = \\
&= (0,71 + j0,29578) [(9511)^2 + (9242,26)^2] - \quad ; \\
&- (0,71 + j0,296) (9511 \cdot 9242,26 \cdot e^{-j0,1^\circ} + 9511 \cdot 9242,26 \cdot e^{j0,1^\circ}) = \\
&= (0,71 + j0,29578) [(9511)^2 + (9242,26)^2] - 2(0,71 + j0,296) \cdot 9511 \cdot 9242,26 \cdot \cos(0,1^\circ) = \\
&= 51,467 - j17,3 \text{ kVA};
\end{aligned}$$

- pentru latura 2-4 cu transformator, transformator conectat la nodul k (operatorul N_{ik} la nodul i), se utilizează relația (6.28), în care se ține cont că $\underline{y}_{420}=0$:

$$\begin{aligned}
\Delta S_{24} &= (\underline{y}_{240} + \underline{y}_{24})^* \cdot N_{42}^2 \cdot \underline{U}_2^2 + \underline{y}_{24}^* \cdot \underline{U}_4^2 - \underline{y}_{24}^* N_{42} \cdot (\underline{U}_2 \underline{U}_4^* + \underline{U}_4 \underline{U}_2^*) = \\
&= (0,004125 - j0,045 + 7 - j24)^* \cdot (1/25)^2 \cdot 9511^2 + (7 - j24)^* \cdot 368,52^2 - \\
&- (7 - j24)^* (1/25) \cdot (9511 \cdot e^{j0,041^\circ} 368,52 \cdot e^{j1,94^\circ} + 368,52 \cdot e^{-j1,94^\circ} 9511 \cdot e^{-j0,041^\circ}) = . \\
&= (7,004 + j24,045) \cdot (1/25)^2 \cdot 9511^2 + (7 + j24) \cdot 368,52^2 - \\
&- 2(7 + j24)(1/25) \cdot 9511 \cdot 368,52 \cdot \cos(1,9^\circ) = 2,65 + j13,623 \text{ kVA}
\end{aligned}$$

Se pot verifica pierderile pe latura 2-4, care sunt pierderi în transformator. Factorul de încărcare al transformatorului este $\alpha = S/S_{nom} = 163/250 = 0,652$. Se utilizează următoarele relații:

- pentru pierderile de putere activă:

$$\Delta P_T = P_{Fe} + \alpha^2 P_{Sc} = 0,66 + (0,652)^2 \cdot 4,4 = 2,53 \text{ kW};$$

- pentru pierderile de putere reactivă:

$$\Delta Q_T = \frac{i_{0\%}}{100} S_{nom} + \frac{u_{sc\%}}{100} \alpha^2 S_{nom} = \frac{2,9}{100} 250 + \frac{6}{100} (0,652)^2 \cdot 250 = 13,62 \text{ kvar},$$

rezultate care confirmă calculele anterioare.

32) Verificare:

- Sarcina totală este:

$$\sum S_{cj} = s_3 + s_4 = (1730 + j865) + (138,4 + j86,5) = (1868,4 + j951,5) \text{ kVA};$$

- Diferența dintre puterea injectată și sarcina cerută (pierderile rezultate):

$$\Delta \underline{S}_r = \underline{S}_s - \sum \underline{S}_{ej} = (2015 + j894) - (1868,4 + j951,5) = (146,6 - j57,5) \text{ kVA};$$
$$\Delta S_r = 157,47 \text{ kVA};$$

➤ Pierderile totale calculate sunt:

$$\Delta \underline{S}_c = \Delta \underline{S}_{12} + \Delta \underline{S}_{23} + \Delta \underline{S}_{24} = (99,5 - j40,98) + (51,467 - j17,3) + (2,65 + j13,62) =$$
$$= (153,617 - j54,06) \text{ kVA};$$
$$\Delta S_c = 162,85 \text{ kVA};$$

➤ Eroarea de calcul a pierderilor:

$$\Delta \varepsilon = \frac{\Delta S_r - \Delta S_c}{\Delta S_r} 100 = \frac{157,47 - 162,85}{157,47} 100 = 3,42\%.$$

Eroarea se datorează preciziei de determinare a soluției finale și aproximărilor de calcul.

BIBLIOGRAFIE

- [1]. Eremia M., Bulac C. ș.a. Electric Power Systems. Volume 1 Electric Networks, Editura Academiei Române, București, 2006.
- [2]. Radu-Adrian Tîrnovan, Producerea, Transportul și Distribuția Energiei Electrice. Note de curs, Ed. UT. PRESS, Cluj-Napoca, 2017, ISBN 978-606-737-273-1

9. METODE DIRECTE DE SOLUȚIONARE A REGIMULUI PERMANENT. METODA DE ELIMINARE GAUSS

9.1. INTRODUCERE

Formularea problemei de regim permanent al sistemelor electroenergetice (SEE) poate fi exprimată prin două tipuri de modele matematice:

1) **Modele liniare:** modelul ecuațiilor nodale liniare – injecție de curenți;

2) **Modele neliniare:**

- modelul ecuațiilor nodale neliniare (în mărimi complexe);
- modelul bilanțului de curenți în noduri (în mărimi reale);
- modelul bilanțului de puteri în noduri (în mărimi reale).

Metodele numerice de rezolvare a unui sistem liniar sunt de două tipuri:

1) **Directe** – metodele directe constau în reducerea sistemului de ecuații, într-un număr finit de etape, la un sistem echivalent, (cu aceeași soluție) direct rezolvabil – prin substituție directă sau inversă. Aceste metode furnizează soluția exactă a sistemului în cazurile (ideale) în care erorile de rotunjire sunt absente și necesită, în acest scop, efectuarea unui număr de operații aritmetice elementare de ordinul n^3 (unde n este numărul de necunoscute). Pot fi amintite următoarele metode directe de rezolvare a sistemelor de ecuații liniare:

- Metoda lui Cramer bazată pe calculul determinanților;
- Metoda de eliminare a lui Gauss;
- Factorizarea LU;
- Factorizarea Cholesky;
- Metoda eliminării complete (Gauss-Jordan).

Deși în esență foarte simplă, metoda lui Cramer se dovedește cu totul inefficientă sub aspectul numărului de operații.

2) **Iterative** – în care soluția este obținută pornind de la o aproximație inițială care este îmbunătățită de la o etapă la alta, astfel pot fi amintite:

- Metoda iterativă Jacobi;
- Metoda iterativă Gauss-Seidel;
- Metoda relaxării.

9.2. PRINCIPIUL METODEI DE ELIMINARE A LUI GAUSS

Fie sistemul de ecuații algebrice liniare scris sub forma

$$\sum_{j=1}^n a_{ij}x_j = b_i, \quad i = 1, \dots, n \quad (9.1)$$

unde $a_{ij} \in \mathbf{R}$ sunt coeficienți, x_j sunt necunoscutele sistemului, iar b_i sunt termenii liberi.

Sistemul (9.1) poate fi scris sub formă matriceală:

$$\mathbf{A} \cdot \mathbf{x} = \mathbf{b}. \quad (9.2)$$

$\mathbf{A}$ este o matrice pătrată, nesingulară, de dimensiune $n \times n$, iar $\mathbf{x}$ și $\mathbf{b}$ sunt vectori coloană de dimensiune n .

Se consideră sistemul format din trei ecuații cu trei necunoscute

$$\begin{cases} a_{11} \cdot x_1 + a_{12} \cdot x_2 + a_{13} \cdot x_3 = b_1 \\ a_{21} \cdot x_1 + a_{22} \cdot x_2 + a_{23} \cdot x_3 = b_2, \\ a_{31} \cdot x_1 + a_{32} \cdot x_2 + a_{33} \cdot x_3 = b_3 \end{cases} \quad (9.3)$$

care poate fi pus sub forma matriceală

$$\begin{bmatrix} a_{11} & a_{12} & a_{13} \\ a_{21} & a_{22} & a_{23} \\ a_{31} & a_{32} & a_{33} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ x_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} b_1 \\ b_2 \\ b_3 \end{bmatrix}. \quad (9.4)$$

Prima ecuație, multiplicată cu raportul a_{21}/a_{11} , se scade din cea de a doua ecuație, după care multiplicată cu raportul a_{31}/a_{11} se scade din cea de a treia ecuație. Elementul a_{11} se numește *pivot*, iar dacă este egal cu zero se interschimbă între ele ecuațiile 1 și 2. Se elimină astfel necunoscută x_1 din cea de a doua ecuație și de a treia ecuație obținându-se sistemul:

$$\begin{cases} x_1 + \left(\frac{a_{12}}{a_{11}}\right) \cdot x_2 + \left(\frac{a_{13}}{a_{11}}\right) \cdot x_3 = \left(\frac{b_1}{a_{11}}\right) \\ \left(a_{22} - a_{21} \frac{a_{12}}{a_{11}}\right) \cdot x_2 + \left(a_{23} - a_{21} \frac{a_{13}}{a_{11}}\right) \cdot x_3 = b_2 - a_{21} \frac{b_1}{a_{11}}, \\ \left(a_{23} - a_{31} \frac{a_{12}}{a_{11}}\right) \cdot x_2 + \left(a_{33} - a_{31} \frac{a_{13}}{a_{11}}\right) \cdot x_3 = b_2 - a_{21} \frac{b_1}{a_{11}} \end{cases} \quad (9.5)$$

în care se fac notațiile

$$\begin{cases} a_{1j}^{(1)} = \left(\frac{a_{1j}}{a_{11}}\right); \quad b_1^{(1)} = \left(\frac{b_1}{a_{11}}\right), \\ a_{ij}^{(1)} = (a_{ij} - a_{j1} a_{1j}^{(1)}); \quad b_i^{(1)} = (b_i - a_{i1} b_1^{(1)}) \end{cases} \quad i = 2, 3; \quad j = 1, 2, 3. \quad (9.6)$$

Rezultă următorul sistem de ecuații:

$$\begin{cases} 1 \cdot x_1 + a_{12}^{(1)} \cdot x_2 + a_{13}^{(1)} \cdot x_3 = b_1^{(1)} \\ a_{22}^{(1)} \cdot x_2 + a_{23}^{(1)} \cdot x_3 = b_2^{(1)}, \\ a_{32}^{(1)} \cdot x_2 + a_{33}^{(1)} \cdot x_3 = b_3^{(1)} \end{cases} \quad (9.7)$$

care poate fi pus sub forma matriceală

$$\begin{bmatrix} 1 & a_{12}^{(1)} & a_{13}^{(1)} \\ 0 & a_{22}^{(1)} & a_{23}^{(1)} \\ 0 & a_{32}^{(1)} & a_{33}^{(1)} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ x_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} b_1^{(1)} \\ b_2^{(1)} \\ b_3^{(1)} \end{bmatrix}. \quad (9.8)$$

Se continuă algoritmul cu eliminarea celei de a doua necunoscute din cea de a treia ecuație. Se împarte cea de a doua ecuație cu elementul pivot $a_{22}^{(1)}$ (dacă acesta este nul se interschimbă

între ele ecuațiile 2 și 3 și se trece la pasul următor). Apoi ecuația 2 se multiplică cu $a_{32}^{(1)}$ și se scade din cea de a treia ecuație, obținându-se:

$$\begin{cases} 1 \cdot x_1 + a_{12}^{(1)} \cdot x_2 + a_{13}^{(1)} \cdot x_3 = b_1^{(1)} \\ 1 \cdot x_2 + a_{23}^{(2)} \cdot x_3 = b_2^{(2)} \\ a_{33}^{(2)} \cdot x_3 = b_3^{(2)} \end{cases}, \quad (9.9)$$

sau sub formă matriceală

$$\begin{bmatrix} 1 & a_{12}^{(1)} & a_{13}^{(1)} \\ 0 & 1 & a_{23}^{(2)} \\ 0 & 0 & a_{33}^{(2)} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ x_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} b_1^{(1)} \\ b_2^{(2)} \\ b_3^{(2)} \end{bmatrix}. \quad (9.10)$$

Faza eliminării se încheie împărțind ultima ecuație la elementul pivot $a_{33}^{(2)}$, care pentru un sistem cu matrice nesară (matrice pătratică, cu determinant nenul), este diferit de zero. Rezultă următorul sistem de ecuații:

$$\begin{cases} 1 \cdot x_1 + a_{12}^{(1)} \cdot x_2 + a_{13}^{(1)} \cdot x_3 = b_1^{(1)} \\ 1 \cdot x_2 + a_{23}^{(2)} \cdot x_3 = b_2^{(2)} \\ 1 \cdot x_3 = \frac{b_3^{(2)}}{a_{33}^{(2)}} = b_3^{(3)} \end{cases}, \quad (9.11)$$

sau

$$\begin{bmatrix} 1 & a_{12}^{(1)} & a_{13}^{(1)} \\ 0 & 1 & a_{23}^{(2)} \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ x_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} b_1^{(1)} \\ b_2^{(2)} \\ b_3^{(3)} \end{bmatrix}. \quad (9.12)$$

Matricea coeficienților din (9.12) este superior triunghiulară, iar sistemul obținut este echivalent cu cel inițial $\mathbf{A} \cdot \mathbf{x} = \mathbf{b}$, având aceeași soluție (x_1, x_2, x_3). Soluția sistemului se determină pe baza unui calcul recursiv care presupune parcurgerea în sens invers a ecuațiilor sistemului (9.12) cu matrice triunghiulară, rezultat în faza eliminării. Faza se numește substituția inversă și rezultă:

$$\begin{cases} x_3 = b_3^{(3)} \\ x_2 = b_2^{(2)} - a_{23}^{(2)} \cdot x_3 \\ x_1 = b_1^{(1)} - a_{12}^{(1)} \cdot x_2 - a_{13}^{(1)} \cdot x_3 \end{cases}, \quad (9.13)$$

Așadar, determinarea soluțiilor se face recursiv, începând cu ultima necunoscută. Fiecare nouă soluție depinde în mod explicit numai de soluțiile determinate anterior.

Metoda descrisă mai sus poate fi generalizată și aplicată la rezolvarea unui sistem cu un număr oarecare de n ecuații liniare cu n necunoscute. Metoda constă în a obține zerouri sub diagonală principală a matricei $\mathbf{A}$ succesiv, întâi pe prima coloană, apoi pe coloana a doua etc. Pe ultima linie a lui $\mathbf{A}$ rămânând doar coeficientul $a_{nn}^{(n-1)}$ modificat de operațiile de eliminare anterioare. Un pas oarecare, p , al metodei constă în obținerea de zerouri sub diagonală

principală, în coloana p a matricei $\mathbf{A}$. Matricea coeficienților necunoscutelor modificată, cât și matricea termenilor liberi și elementele celor două matrice se identifică prin indicele superior (p) . Astfel, în urma pasului $p-1$ al fazei eliminării, sistemul are forma echivalentă

$$\begin{bmatrix} a_{11}^{(1)} & a_{12}^{(1)} & \cdots & a_{1p}^{(1)} & a_{1(p+1)}^{(1)} & \cdots & a_{1n}^{(1)} \\ 0 & a_{22}^{(2)} & \cdots & a_{2p}^{(2)} & a_{2(p+1)}^{(2)} & \cdots & a_{2n}^{(2)} \\ \cdots & \cdots & \cdots & \cdots & \cdots & \cdots & \cdots \\ 0 & 0 & \cdots & a_{pp}^{(p-1)} & a_{(p+1)p}^{(p-1)} & \cdots & a_{pn}^{(p-1)} \\ 0 & 0 & \cdots & a_{(p+1)p}^{(p-1)} & a_{(p+1)(p+1)}^{(p-1)} & \cdots & a_{(p+1)n}^{(p-1)} \\ \cdots & \cdots & \cdots & \cdots & \cdots & \cdots & \cdots \\ 0 & 0 & \cdots & a_{np}^{(p-1)} & a_{n(p+1)}^{(p-1)} & \cdots & a_{nn}^{(p-1)} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ \cdots \\ x_p \\ x_{p+1} \\ \cdots \\ x_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} b_1^{(1)} \\ b_2^{(2)} \\ \cdots \\ b_p^{(p-1)} \\ b_{p+1}^{(p-1)} \\ \cdots \\ b_n^{(p-1)} \end{bmatrix}. \quad (9.14)$$

La pasul p ($p = 1, 2, \dots, n-1$) este eliminată necunoscuta x_p din ultimele $n-p$ ecuații și sistemul este adus la forma următoare:

$$\begin{bmatrix} a_{11}^{(1)} & a_{12}^{(1)} & \cdots & a_{1p}^{(1)} & a_{1(p+1)}^{(1)} & \cdots & a_{1n}^{(1)} \\ 0 & a_{22}^{(2)} & \cdots & a_{2p}^{(2)} & a_{2(p+1)}^{(2)} & \cdots & a_{2n}^{(2)} \\ \cdots & \cdots & \cdots & \cdots & \cdots & \cdots & \cdots \\ 0 & 0 & \cdots & a_{pp}^{(p)} & a_{(p+1)p}^{(p)} & \cdots & a_{pn}^{(p)} \\ 0 & 0 & \cdots & 0 & a_{(p+1)(p+1)}^{(p)} & \cdots & a_{(p+1)n}^{(p)} \\ \cdots & \cdots & \cdots & \cdots & \cdots & \cdots & \cdots \\ 0 & 0 & \cdots & a_{np}^{(p)} & a_{n(p+1)}^{(p)} & \cdots & a_{nn}^{(p)} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ \cdots \\ x_p \\ x_{p+1} \\ \cdots \\ x_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} b_1^{(1)} \\ b_2^{(2)} \\ \cdots \\ b_p^{(p)} \\ b_{p+1}^{(p)} \\ \cdots \\ b_n^{(p)} \end{bmatrix}. \quad (9.15)$$

În final se obține sistemul

$$\mathbf{A}^{(n)} \cdot \mathbf{x} = \mathbf{b}^{(n)}, \quad (9.16)$$

în care matricea $\mathbf{A}^{(n)}$ este superior triunghiulară.

Sistemul se rezolvă prin metoda substituției inverse potrivit relațiilor:

$$\begin{cases} x_n = \frac{b_n^{(n)}}{a_{nn}^{(n)}} \\ x_i = \left(b_i^{(i)} - \sum_{j=i+1}^n a_{ij}^{(i)} x_j \right) / a_{ii}^{(i)}, i = n-1, \dots, 1. \end{cases} \quad (9.17)$$

Sistemul $\mathbf{A}^{(n)} \cdot \mathbf{x} = \mathbf{b}^{(n)}$ poate fi transformat într-un sistem superior triunghiular echivalent (adică cu matricea sistemului triunghiular superior). Algoritmul corespunzător metodei de triangularizare și substituția inversă este prezentat în organigrama din figura 9.1.

În implementarea algoritmului eliminării gaussiene, la fiecare pas p al eliminării se efectuează împărțirea liniei pivot p la elementul diagonal a_{pp} . În practică, este posibil ca acest element să fie egal cu zero, situație în care este imposibilă continuarea algoritmului. Erorile de rotunjire în calculul elementelor matricei $\mathbf{A}^{(p)}$ sunt cu atât mai mici cu cât elementul pivot a_{pp} este mai mare în valoare absolută.

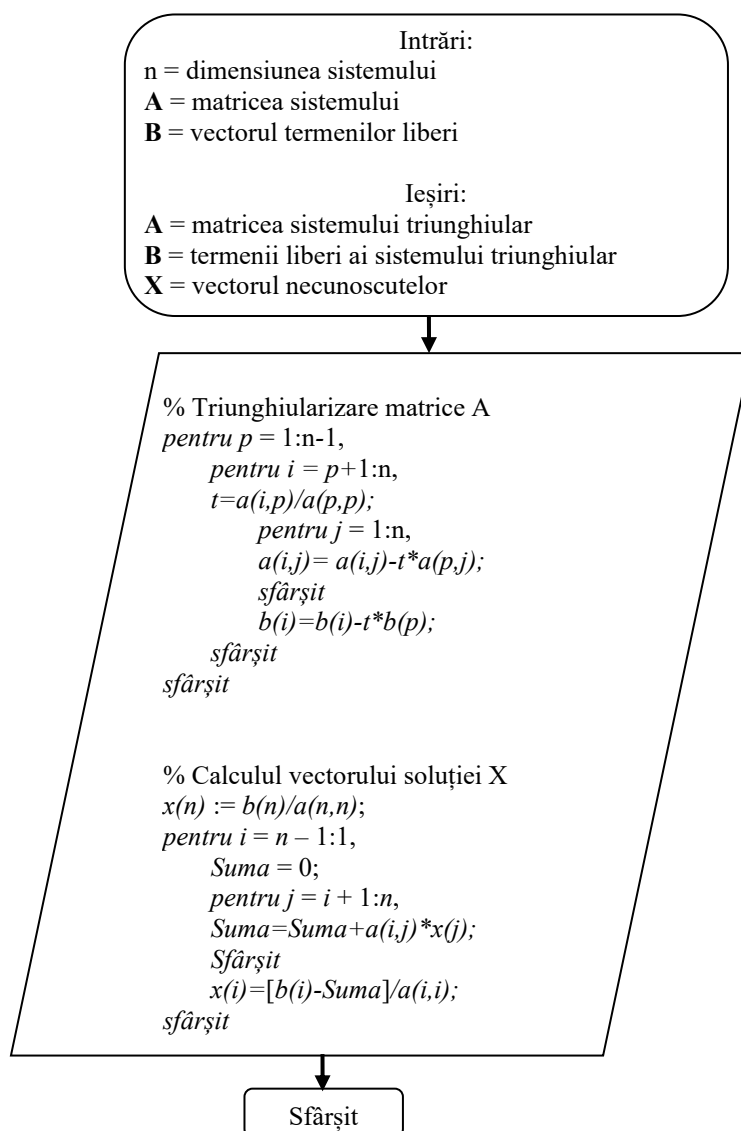


Fig.9.1. Algoritmul metodei de triangularizare și substituția inversă.

APLICAȚIA 9.1. Să se rezolve următorul sistem de ecuații liniare, folosind metoda Gauss:

$$\begin{cases} -3x_1 + x_2 - 2x_3 = 1 \\ 2x_1 + x_2 - 4x_3 = 2 \\ 5x_1 - x_2 + 3x_3 = 3 \end{cases}$$

Soluție:

Se urmăresc pașii prezentați în organigrama din figura 9.1.

Intrări:

$$n=3; \quad [A] = \begin{bmatrix} -3 & 1 & -2 \\ 2 & 1 & -4 \\ 5 & -1 & 3 \end{bmatrix}; \quad [B] = \begin{bmatrix} 1 \\ 2 \\ 3 \end{bmatrix};$$

<pre> % Triunghiularizare matrice A pentru p = 1:n-1, pentru i = p+1:n, t=a(i,p)/a(p,p); pentru j = 1:n, a(i,j) = a(i,j)-t*a(p,j); sfârșit b(i)=b(i)-t*b(p); sfârșit sfârșit </pre>	<pre> 1) Triunghiularizare matrice A p=1;i=2, t=-2/3; a(2,1)=2-(-2/3)(-3)=0 a(2,2)=1-(-2/3)(1)=5/3 a(2,3)=-4-(-2/3)(-2)=-16/3 b(2)=2-(-2/3)(1)=8/3 p=1;i=3, t=-5/3 a(3,1)=5-(-5/3)(-3)=0 a(3,2)=-1-(-5/3)(1)=2/3 a(3,3)=3-(-5/3)(-2)=-1/3 b(3)=3-(-5/3)(1)=14/3 p=2;i=3, t=2/5; a(3,1)=0-(2/5)(0)=0 a(3,2)=2/3-(2/5)(5/3)=0 a(3,3)=-1/3-(2/5)(-16/3)=27/15 b(3)=14/3-(2/5)(8/3)=54/15 </pre>
<pre> % Calculul vectorului soluției X x(n) := b(n)/a(n,n); Suma = 0; pentru i = n - 1:1, Suma = 0; pentru j = i + 1:n, Suma=Suma+a(i,j)*x(j); Sfârșit x(i)=[b(i)-Suma]/a(i,i); sfârșit </pre>	<pre> 2) Calculul vectorului soluției X x(3)=b(3)/a(3,3)=2 Suma = 0; i = 2, j = 3, Suma=0+(-16/3)*2=-32/3; Sfârșit x(2)=[8/3+32/3]/(5/3)=8 Suma=0, i=1, j=2, Suma=0+1*8=8, j=3, Suma=8+(-2)*2=4, x(1)=[1-4]/(-3)=1. </pre>

9.3. APLICAREA METODELOR DIRECTE PENTRU SOLUȚIONAREA REGIMULUI PERMANENT AL SEE

9.3.1. Introducere

Se pleacă de la *modelul bilanțului de curenți în noduri*:

$$[\underline{\mathbf{Y}}_{nn}] \cdot [\underline{\mathbf{U}}_n] = [\underline{\mathbf{I}}_n], \quad (9.18)$$

unde în cazul în care sarcinile sunt date sub formă de puteri, curenții nodali se determină cu relația

$$\underline{I}_i = \frac{P_i - jQ_i}{\underline{U}_i^*}, \quad i = 1, \dots, n; i \neq e. \quad (9.19)$$

Ecuatiile nodale de bază în regim permanent al SEE, pentru cele $n-1$ noduri independente, se scriu sub forma:

$$\underline{I}_i = \underline{Y}_{ii} \cdot \underline{U}_i + \sum_{k=1; k \neq i}^n \underline{Y}_{ik} \cdot \underline{U}_k, i=1 \dots n; i \neq e, \quad (9.20)$$

sau

$$\underline{Y}_{ii} \cdot \underline{U}_i + \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i; k \neq e}}^n \underline{Y}_{ik} \cdot \underline{U}_k = \underline{I}_i - \underline{Y}_{ek} \cdot \underline{U}_e, i=1 \dots n; i \neq e. \quad (9.21)$$

Sistemul de ecuații (9.21) poate fi scris sub formă matriceală plecând de la relația (9.18) în care se elimină linia corespunzătoare nodului de echilibrare, respectiv din matricea $[\underline{Y}_{nn}]$ se elimină și coloana corespunzătoare acestui nod:

$$\left[\underline{Y}_{nn}'' \right]_{(n-1) \times (n-1)} \cdot \left[\underline{U}_{n-1}'' \right]_{(n-1) \times 1} = \left[\underline{I}_{n-1}' \right]_{(n-1) \times 1} - \left[\underline{Y}_{ne} \right]_{(n-1) \times 1} \cdot \left[\underline{U}_e \right]_{(n-1) \times 1}, \quad (9.22)$$

unde matricea $[\underline{Y}_{nn}'']$ este de forma

$$\left[\underline{Y}_{nn}'' \right]_{(n-1) \times (n-1)} = \begin{bmatrix} \underline{Y}_{ee} & \dots & \dots & \underline{Y}_{en} \\ \vdots & \dots & \dots & \vdots \\ \vdots & \dots & \dots & \vdots \\ \underline{Y}_{ne} & \dots & \dots & \underline{Y}_{nn} \end{bmatrix}_{n \times n}$$

Calculul injectiei de putere în nodul de echilibru se face cu relația:

$$\underline{S}_e = P_e + jQ_e = \underline{Y}_{ee}^* \cdot \underline{U}_e^2 + \underline{U}_e \cdot \sum_{k=1; k \neq e}^n \underline{Y}_{ek}^* \cdot \underline{U}_k^* \quad (9.23)$$

9.3.2. Aplicarea algoritmului de calcul

Rezolvarea problemei de regim permanent, utilizând metoda de eliminare a lui Gauss, se desfășoară într-un proces iterativ care se consideră încheiat atunci când este îndeplinită condiția de oprire:

- Pentru rețele cu sarcini exprimate prin curenți constanți (sistem de ecuații liniare), soluția se obține după o singură iterație, $it = 1$;
- Pentru rețele neliniare calculul se desfășoară repetitiv, noile valori ale potențialelor nodurilor calculate în iterația curentă fiind valori inițiale pentru reluarea calculului în iterația următoare $it+1$. Calculul se reia până când se verifică cel puțin una dintre condițiile de oprire:
 - eroarea relativă a puterii injectate/absorbite în nodul de echilibrare este mai mică sau cel puțin egală cu o valoare impusă:

$$\varepsilon_S = \frac{|S_e^{(it)} - S_e^{(it-1)}|}{|S_e^{(it-1)}|} \leq \varepsilon_S^{imp}; \quad (9.24)$$

- eroarea relativă de tensiune, pentru fiecare nod, să fie mai mică sau cel puțin egală cu o valoare impusă:

$$\varepsilon_U = \text{Maximum} \left\{ \frac{|U_i^{(it)} - U_i^{(it-1)}|}{|U_i^{(it-1)}|}, i=1, 2, \dots, n; i \neq e \right\} \leq \varepsilon_U^{imp}, \quad (9.25)$$

unde n reprezintă numărul de noduri independente;

- numărul de iterații (reluări) ale algoritmului este mai mare decât o valoare impusă:

$$it \geq it_{max}. \quad (9.26)$$

1) Introducerea datelor inițiale:**➤ Date nodale:**

- număr nod – numărul nodurilor este suma dintre numărul nodurilor de echilibrare U_0 (1), a numărului nodurilor generatoare (n_G) și a numărului nodurilor de consum (n_C)
 - codificare tip nod (PU, PQ, U0) - Ω_G reprezintă mulțimea nodurilor de tip PU, Ω_C este mulțimea nodurilor de tip consumator (PQ);
 - potențialele nodurilor
 - pentru nodul de echilibrare (U_0) $U_e = U^{imp}$ și $\theta_e = \theta^{imp}$ ($\theta^{imp} = 0^\circ$);
 - în nodurile cu valori ale tensiunii fixate (PU) tensiunile se inițializează cu valorile date $U_i = U_i^{imp}$ și $\theta_i = \theta_e$, $i \in \Omega_G$;
 - pentru nodurile de tip consumator de obicei potențialele se inițializează cu valorile nominale ale nodurilor $U_i = U_{ni}$ și $\theta_i = \theta_e$ unde $i \in \Omega_C$;
 - puteri generate (P_i) în nodurile generator cu $i \in \Omega_G$;
 - limite ale puterilor reactive ($Q_i^{(min)}$, $Q_i^{(max)}$) în nodurile generator, $i \in \Omega_G$;
 - puteri consumate (P_i , Q_i) la nodurile consumator, $i \in \Omega_C$;
- Date laturi:** nod inițial, nod final, parametrii laturilor (impedanțe, admitanțe) sau date necesare pentru calculul acestora în funcție de tip (linie electrică, transformator, etc.), etc.;

2) Inițializarea procesului iterativ:

$$it = 1;$$

3) Calculul injecției de putere aparentă în nodul de echilibru, la începutul iterației

$$\underline{S}_e^{(it-1)} = \underline{Y}_{ee}^* \cdot U_e^2 + \underline{U}_e \cdot \sum_{k=1; k \neq e}^n \underline{Y}_{ek}^* \cdot \underline{U}_k^{(it-1)};$$

4) Tratarea nodurilor de tip generator (PU):**4.1. Calculul valorii corectate a potențialelor $\underline{U}_i^{(it-1)}$**

$$\underline{U}_i^{(cor)} = \frac{|\underline{U}_i^{(impuse)}| \cdot \underline{U}_i^{(it-1)}}{|\underline{U}_i^{(it-1)}|};$$

4.2. Calculul injecției de putere reactivă în nod

$$Q_i^{(it-1)} = \text{Im}(\underline{S}_i^{(it-1)}) = \text{Im}(\underline{U}_i^{(cor)} \cdot \underline{I}_i^*) = \text{Im} \left[\underline{Y}_{ii}^* \cdot \left(\underline{U}_i^{(cor)} \right)^2 + \underline{U}_i^{(cor)} \cdot \sum_{k=1; k \neq i}^n \underline{Y}_{ik}^* \cdot \left(\underline{U}_k^{(it-1)} \right)^* \right], i \neq e;$$

4.3. Verificarea încadrării puterii reactive nodale între limitele impuse:

- Dacă se constată că $Q_i^{(min)} \leq Q_i^{(it-1)} \leq Q_i^{(max)}$ nodul i rămâne nod de tip generator, iar în calcule se utilizează valoarea corectată a tensiunii $\underline{U}_i^{(it-1)} = \underline{U}_i^{(cor)}$;
- Dacă rezultă că $Q_i^{(it-1)} < Q_i^{(min)}$ nodul i se transformă în iterația curentă în nod de tip PQ (consumator), pentru care $Q_i^{(it-1)} = Q_i^{(min)}$ și se menține valoarea necorectată a tensiunii $\underline{U}_i^{(it-1)}$;
- Dacă rezultă că $Q_i^{(it-1)} > Q_i^{(max)}$ nodul i se transformă în iterația curentă în nod de tip PQ (consumator), pentru care $Q_i^{(0)} = Q_i^{(max)}$ și se menține valoarea necorectată a tensiunii $\underline{U}_i^{(it-1)}$;

5) Calculul potențialelor nodale din iterația curentă it ($i = 1, \dots, n, i \neq e$) – se utilizează una dintre metodele de rezolvare directă – eliminare Gauss, eliminare completă Gauss-Jordan, etc.

Calculul se desfășoară într-o singură etapă oferind o soluție exactă a sistemului de ecuații din iterația curentă it !

6) Calculul puterii aparente în nodul de echilibru la finalul iterației curente it:

$$\underline{S}_e^{(it)} = \underline{Y}_{ee}^* \cdot U_e^2 + \underline{U}_e \cdot \sum_{k=1; k \neq e}^n \underline{Y}_{ek}^* \cdot (\underline{U}_k^{(it)});$$

$$it = it + 1;$$

7) Verificarea condiției de oprire:

Criteriile de oprire a algoritmului iterativ pot avea în vedere mai multe elemente:

7.1. Eroarea puterii aparente în nodul de echilibrare

$$\frac{|S_e^{(it)} - S_e^{(it-1)}|}{|S_e^{(it-1)}|} \leq \varepsilon_S^{imp};$$

7.2. Eroarea maximă a tensiunilor în noduri

$$\text{Maximum} \left\{ \frac{|U_i^{(it)} - U_i^{(it-1)}|}{|U_i^{(it-1)}|}, \quad i=1, 2, \dots, n; i \neq e \right\} \leq \varepsilon_U^{imp};$$

7.3. Numărul de iterații

$$it \geq it_{\max};$$

- Dacă condiția de oprire este îndeplinită se trece la pasul următor, 8;
- Dacă condiția de oprire nu este verificată se revine la pasul 4, folosind ca aproximații inițiale ale tensiunilor nodale noile valori calculate și ca putere injectată inițială în nodul de echilibru valoarea nou calculată;

8) Tensiunile nodale sunt cele calculate în ultima iterație. Injecția de putere în nodul de echilibru corespunde ultimii valori calculate;

9) Se efectuează calculul circulațiilor de puteri și al pierderilor de putere pe laturi.

BIBLIOGRAFIE

- [1]. Darie, S., Vădan, I., Producerea, Transportul și Distribuția Energiei Electrice. Instalații pentru transportul și distribuția energiei electrice, UT PRESS, Cluj-Napoca 2003, ISBN 973-662-037-0
- [2]. Mihai Talmaciu, Alina-Mihaela Patriciu – Calcul numeric, Editura PIM, Iași, 2008, ISBN: 978-606-520-013-5
- [3]. M. Gavrilăș, Sisteme Electroenergetice – Note de curs, <http://iota.ee.tuiasi.ro/~mgavril/>, accesat octombrie 2017.

10. METODA ITERATIVĂ GAUSS-SEIDEL PENTRU SOLUȚIONAREA REGIMULUI PERMANENT AL SEE

Pentru soluționarea regimului permanent, în cazul în care modelul de rețea este liniar, se pot utiliza atât metode directe cât și metode iterative.

Metodele iterative sunt metode în care soluția este obținută pornind de la o aproximație inițială, care este îmbunătățită de la o etapă la alta. Astfel, dintre de algoritmi utilizați pentru soluționarea regimurilor permanente din SEE, pot fi amintiți:

- Metoda iterativă Gauss-Jacobi;
- Metoda iterativă Gauss-Seidel;
- Metoda relaxării;
- Metoda curenților reziduali.

Numărul de operații pentru metodele directe de rezolvare a sistemelor algebrice liniare este $O(n^3)$ (n fiind numărul de ecuații și necunoscute), în timp de metodele iterative pot conduce la un număr mai mic de operații.

10.1. METODA GAUSS-SEIDEL

10.1.1. Principiul metodei iterative Gauss-Seidel

Matricea $[A]$ se poate descompune în trei matrice:

- $[A]^{\text{inf}}$ – matrice inferioară, având coeficienții de pe diagonala principală și cei superiori nuli;
- $[A]^{\text{sup}}$ – matrice superioară, având coeficienții de pe diagonala principală și cei inferiori nuli;
- $[D]$ – matrice diagonală, având restul coeficienților nediagonali nuli, astfel încât

$$[A] = [A]^{\text{inf}} + [D] + [A]^{\text{sup}}, \quad (10.1)$$

de exemplu

$$\begin{bmatrix} a_{11} & a_{12} & 0 \\ 0 & a_{22} & a_{23} \\ a_{31} & a_{32} & a_{33} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ a_{31} & a_{32} & 0 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} a_{11} & 0 & 0 \\ 0 & a_{22} & 0 \\ 0 & 0 & a_{33} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 & a_{12} & 0 \\ 0 & 0 & a_{23} \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}$$

Se construiește [1] șirul $x^{(k)} = (x_1^{(k)}, \dots, x_n^{(k)})$ definit prin următoarele formule de recurență:

$$x_1^{(k+1)} = -\sum_{j=2}^n \frac{a_{1j}}{a_{11}} x_j^{(k)} + \frac{b_1}{a_{11}}, \quad (10.2)$$

$$x_i^{(k+1)} = -\sum_{j=1}^{i-1} \frac{a_{ij}}{a_{ii}} x_j^{(k+1)} - \sum_{j=i+1}^n \frac{a_{ij}}{a_{ii}} x_j^{(k)} + \frac{b_i}{a_{ii}}, \quad \forall i \in \{2, \dots, n-1\}, \quad (10.3)$$

$$x_n^{(k+1)} = -\sum_{j=1}^{n-1} \frac{a_{nj}}{a_{nn}} x_j^{(k+1)} + \frac{b_n}{a_{nn}}, \quad (10.4)$$

unde $k \in \mathbb{N}$ și $x^{(0)} = (x_1^{(0)}, \dots, x_n^{(0)})$ un element din $\mathbb{R}^n$.

Dacă se ține seama de relația

$$x_i^{(k+1)} = \sum_{j=i}^i \frac{a_{ij}}{a_{ii}} x_j^{(k+1)}, \quad (10.5)$$

formulele de recurență (10.2) – (10.5) se pot scrie sub forma:

$$\sum_{j=1}^i a_{ij} x_j^{(k+1)} + \sum_{j=i+1}^n a_{ij} x_j^{(k)} = b_i, i \in \{1, 2, \dots, n\}. \quad (10.6)$$

Relația (10.6), sub formă matriceală, se scrie:

$$(\mathbf{A}^{\text{inf}} + \mathbf{D}) \cdot \mathbf{x}^{(k+1)} + \mathbf{A}^{\text{sup}} \cdot \mathbf{x}^{(k)} = \mathbf{B}, \quad (10.7)$$

sau

$$(\mathbf{A}^{\text{inf}} + \mathbf{D}) \cdot (\mathbf{x}^{(k+1)} - \mathbf{x}^{(k)}) + \mathbf{A} \cdot \mathbf{x}^{(k)} = \mathbf{B}. \quad (10.8)$$

În cazul acestei metode se folosesc noile valori ale componentelor vectorului necunoscutelor $x^{(k+1)}$ imediat ce au fost calculate.

Astfel, șirul definit prin formulele de recurență (10.7) se scrie

$$x_i^{(k+1)} = \frac{1}{a_{ii}} \left(b_i - \sum_{j=1}^{i-1} a_{ij} x_j^{(k+1)} - \sum_{j=i+1}^n a_{ij} x_j^{(k)} \right), i \in \{1, 2, \dots, n\}, k \in \mathbb{N}. \quad (10.9)$$

Utilizând relația matriceală (10.8) se poate scrie

$$\mathbf{x}^{(k+1)} = -(\mathbf{A}^{\text{inf}} + \mathbf{D})^{-1} \cdot \mathbf{A}^{\text{sup}} \cdot \mathbf{x}^{(k)} + (\mathbf{A}^{\text{inf}} + \mathbf{D})^{-1} \cdot \mathbf{B}, \quad (10.10)$$

sau

$$\mathbf{x}^{(k+1)} = \mathbf{P} \cdot \mathbf{x}^{(k)} + \mathbf{R}, k \in \mathbb{N}, \quad (10.11)$$

unde

$$\mathbf{P} = -(\mathbf{D} + \mathbf{A}^{\text{inf}})^{-1} \cdot \mathbf{A}^{\text{sup}}; \quad (10.12)$$

$$\mathbf{R} = (\mathbf{D} + \mathbf{A}^{\text{inf}})^{-1} \cdot \mathbf{B}. \quad (10.13)$$

Algoritmul aferent metodei Gauss-Seidel este prezentat succint în figura 10.1.

10.1.2. Metoda Gauss-Seidel pentru calculul regimului permanent

Se exprimă tensiunea nodului curent „i” funcție de tensiunile celorlalte noduri, respectiv de curentul nodal sub forma:

$$\underline{U}_i = \frac{1}{\underline{Y}_{ii}} \left(-\sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n \underline{Y}_{ik} \cdot \underline{U}_k + \frac{P_i - jQ_i}{\underline{U}_i^*} \right), i = 1 \dots n; i \neq e. \quad (10.14)$$

Pentru iterația it se poate scrie:

$$\underline{U}_i^{(it)} = \frac{1}{\underline{Y}_{ii}} \left(\frac{P_i - jQ_i^{(it-1)}}{(\underline{U}_i^{(it-1)})^*} - \sum_{k=1}^{i-1} \underline{Y}_{ik} \cdot \underline{U}_k^{(it)} - \sum_{k=i+1}^n \underline{Y}_{ik} \cdot \underline{U}_k^{(it-1)} \right), i = 1 \dots n; i \neq e. \quad (10.15)$$

Calculul injecției de putere în nodul de echilibru se face cu relația:

$$\underline{S}_e = P_e + jQ_e = \underline{Y}_{ee}^* \cdot \underline{U}_e^2 + \underline{U}_e \cdot \sum_{k=1; k \neq e}^n \underline{Y}_{ek}^* \cdot \underline{U}_k^*. \quad (10.16)$$

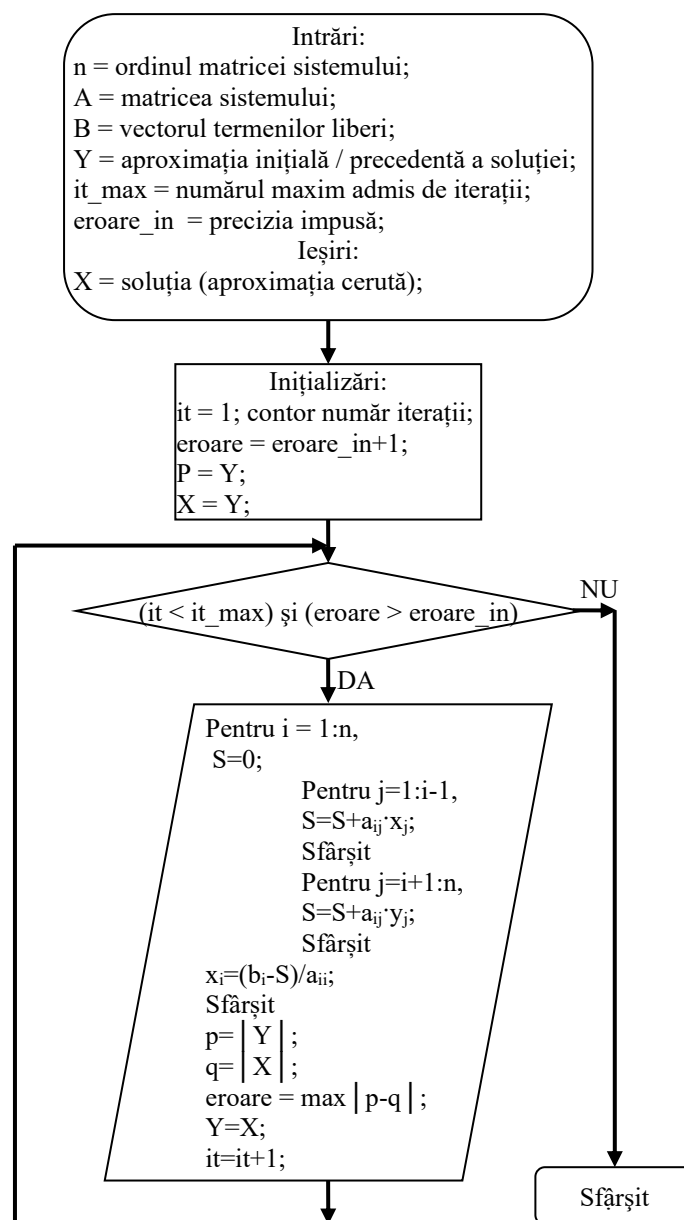


Fig.10.1. Diagrama algoritmului Gauss-Seidel.

10.2. APLICAREA ALGORITMILOR ITERATIVI DE CALCUL PENTRU SOLUȚIONAREA REGIMULUI PERMANENT

Utilizarea metodelor iterative pentru soluționarea problemei de regim permanent presupune un proces repetitiv care se încheie atunci când este îndeplinită condiția de oprire. Calculul se reia, cu noile valori ale potențialelor nodurilor calculate în iterația curentă ca valori inițiale pentru calculul în iterația următoare $it+1$, până când se verifică cel puțin una dintre condițiile de oprire:

➤ eroarea relativă a puterii injectate/absorbite în nodul de echilibrare este mai mică sau cel puțin egală cu o valoare impusă:

$$\varepsilon_S = \frac{|S_e^{(it)} - S_e^{(it-1)}|}{|S_e^{(it-1)}|} \leq \varepsilon_S^{imp}; \quad (10.17)$$

➤ eroarea relativă de tensiune, pentru fiecare nod, să fie mai mică sau cel puțin egală cu o valoare impusă:

$$\varepsilon_U = \text{Maximum} \left\{ \frac{|U_i^{(it)} - U_i^{(it-1)}|}{|U_i^{(it-1)}|}, \quad i=1,2,\dots,n; i \neq e \right\} \leq \varepsilon_U^{\text{imp}}, \quad (10.18)$$

unde n reprezintă numărul de noduri independente;

➤ numărul de iterații (reluări) ale algoritmului este mai mare decât o valoare impusă:

$$it \geq it_{\max}. \quad (10.19)$$

1) Introducerea datelor inițiale:

➤ **Date nodale:**

- număr nod – numărul nodurilor este suma dintre numărul nodurilor de echilibrare U_θ (1), a numărului nodurilor generatoare (n_G) și a numărului nodurilor de consum (n_C)
 - codificare tip nod (PU, PQ, U θ) - Ω_G reprezintă mulțimea nodurilor de tip PU, Ω_C este mulțimea nodurilor de tip consumator (PQ);
 - potențialele nodurilor
 - pentru nodul de echilibrare (U_θ) $U_e = U^{\text{imp}}$ și $\theta_e = \theta^{\text{imp}}$ ($\theta^{\text{imp}} = 0^\circ$);
 - în nodurile cu valori ale tensiunii fixate (PU) tensiunile se inițializează cu valorile date $U_i = U_i^{\text{imp}}$ și $\theta_i = \theta_e$, $i \in \Omega_G$;
 - pentru nodurile de tip consumator de obicei potențialele se inițializează cu valorile nominale ale nodurilor $U_i = U_{ni}$ și $\theta_i = \theta_e$ unde $i \in \Omega_C$;
 - puteri generate (P_i) în nodurile generator cu $i \in \Omega_G$;
 - limite ale puterilor reactive ($Q_i^{(\min)}$, $Q_i^{(\max)}$) în nodurile generator, $i \in \Omega_G$;
 - puteri consumate (P_i , Q_i) la nodurile consumator, $i \in \Omega_C$;
- **Date laturi:** nod inițial, nod final, parametrii laturilor (impedanțe, admitanțe) sau date necesare pentru calculul acestora în funcție de tip (linie electrică, transformator, etc.), etc.;

2) Inițializarea procesului iterativ:

$$it = 1;$$

3) Calculul injecției de putere aparentă în nodul de echilibru, la începutul iterației

$$\underline{S}_e^{(it-1)} = \underline{Y}_{ee}^* \cdot U_e^2 + \underline{U}_e \cdot \sum_{k=1; k \neq e}^n \underline{Y}_{ek}^* \cdot \underline{U}_k^{(it-1)};$$

4) Tratarea nodurilor de tip generator (PU):

4.1. Calculul valorii corectate a potențialelor $\underline{U}_i^{(it-1)}$

$$\underline{U}_i^{(cor)} = \frac{|\underline{U}_i^{(impuse)}| \cdot \underline{U}_i^{(it-1)}}{|\underline{U}_i^{(it-1)}|};$$

4.2. Calculul injecției de putere reactivă în nod

$$Q_i^{(it-1)} = \text{Im}(\underline{S}_i^{(it-1)}) = \text{Im}(\underline{U}_i^{(cor)} \cdot \underline{I}_i^*) = \text{Im} \left[\underline{Y}_{ii}^* \cdot (U_i^{(cor)})^2 + \underline{U}_i^{(cor)} \cdot \sum_{k=1; k \neq i}^n \underline{Y}_{ik}^* \cdot (\underline{U}_k^{(it-1)})^* \right], i \neq e;$$

4.3. Verificarea încadrării puterii reactive nodale între limitele impuse:

- Dacă se constată că $Q_i^{(\min)} \leq Q_i^{(it-1)} \leq Q_i^{(\max)}$ nodul i rămâne nod de tip generator, iar în calcule se utilizează valoarea corectată a tensiunii $\underline{U}_i^{(it-1)} = \underline{U}_i^{(cor)}$;
- Dacă rezultă că $Q_i^{(it-1)} < Q_i^{(\min)}$ nodul i se transformă în iterația curentă în nod de tip PQ (consumator), pentru care $Q_i^{(it-1)} = Q_i^{(\min)}$ și se menține valoarea necorectată a tensiunii $\underline{U}_i^{(it-1)}$;

- Dacă rezultă că $Q_i^{(it-1)} > Q_i^{(\max)}$ nodul i se transformă în iterația curentă în nod de tip PQ (consumator), pentru care $Q_i^{(0)} = Q_i^{(\max)}$ și se menține valoarea necorectată a tensiunii $U_i^{(it-1)}$;

5) Calculul potențialelor nodale din iterația curentă it ($i = 1, \dots, n, i \neq e$) – se utilizează una dintre metodele de calcul iterative, de exemplu Gauss-Jacobi sau Seidel-Gauss:

În iterația curentă se reia calculul conform relației (10.15) până la epuizarea numărului de noduri independente – de la $i=1$ până la $i=n$ cu $i \neq e$!

6) Calculul puterii aparente în nodul de echilibru la finalul iterației curente it :

$$S_e^{(it)} = Y_{ee}^* \cdot U_e^2 + \underline{U}_e \cdot \sum_{k=1; k \neq e}^n Y_{ek}^* \cdot (\underline{U}_k^{(it)});$$

$$it = it + 1;$$

7) Verificarea condiției de oprire:

Criteriile de oprire a algoritmului iterativ pot avea în vedere mai multe elemente:

7.1. Eroarea puterii aparente în nodul de echilibrare

$$\frac{|S_e^{(it)} - S_e^{(it-1)}|}{|S_e^{(it-1)}|} \leq \epsilon_S^{imp};$$

7.2. Eroarea maximă a tensiunilor în noduri

$$\text{Maximum} \left\{ \frac{|U_i^{(it)} - U_i^{(it-1)}|}{|U_i^{(it-1)}|}, \quad i=1, 2, \dots, n; i \neq e \right\} \leq \epsilon_U^{imp};$$

7.3. Numărul de iterații

$$it \geq it_{\max};$$

- Dacă condiția de oprire este îndeplinită se trece la pasul următor, 8;
- Dacă condiția de oprire nu este verificată se revine la pasul 4, folosind ca aproximații inițiale ale tensiunilor nodale noile valori calculate și ca putere injectată inițială în nodul de echilibru valoarea nou calculată;

8) Tensiunile nodale sunt cele calculate în ultima iterație. Injecția de putere în nodul de echilibru corespunde ultimii valori calculate;

9) Se efectuează calculul circulațiilor de puteri și al pierderilor de putere pe laturi.

BIBLIOGRAFIE

[4]. Darie, S., Vădan, I., Producerea, Transportul și Distribuția Energiei Electrice. Instalații pentru transportul și distribuția energiei electrice, UT PRESS, Cluj Napoca 2003, ISBN 973-662-037-0

[5]. Mihai Talmaciu, Alina-Mihaela Patriciu - Calcul numeric, Editura PIM, Iași, 2008, ISBN: 978-606-520-013-5

M. Gavrilăș, Sisteme Electroenergetice - Note de curs, <http://iota.ee.tuiasi.ro/~mgavril/>, accesat octombrie 2017.

11. METODE VARIATIONALE PENTRU REZOLVAREA REGIMULUI PERMANENT. METODA NEWTON-RAPHSON

11.1. GENERALITĂȚI

Forma generală a unei ecuații (sistem de ecuații) algebrice neliniare se poate scrie [1]:

$$f(x) = (f_1(x), f_2(x), \dots, f_n(x))^T = 0, \quad (11.1)$$

unde f este o funcție vectorială pe $\mathbf{X} \subset \mathbf{R}^n$, $n \geq 1$, cu n componente; iar $\mathbf{X}$ este vectorul necunoscutelor cu n componente $\mathbf{X} = (x_1, x_2, \dots, x_n)$. Pentru $n = 1$, notând $x_1 = x$, avem o ecuație algebrică neliniară sau transcendentă, cu o necunoscută.

Rezolvarea ecuațiilor algebrice neliniare se pretează pentru o soluționare numerică implementabilă pe sistemele de calcul. Astfel, fie funcția $f: \mathbf{R} \rightarrow \mathbf{R}$ (în anumite cazuri, f poate fi o funcție complexă, de la $\mathbf{C}$ la $\mathbf{C}$). Presupunând că avem funcția reală de argument real:

$$f: [x_{\min}, x_{\max}] \rightarrow \mathbf{R}, \quad (11.2)$$

orice valoare $\xi \in [x_{\min}, x_{\max}]$, pentru care $f(\xi) = 0$, se numește rădăcină (soluție) a ecuației $f(x) = 0$ [1].

În general, prin rădăcină aproximativă a ecuației $f(x) = 0$ se înțelege o valoare ξ' apropiată de valoarea exactă ξ . O rădăcină aproximativă poate fi definită în două moduri:

- valoarea ξ' cu proprietatea $|\xi' - \xi| < \varepsilon$, ($\varepsilon > 0$);
- valoarea ξ' cu proprietatea $|f(\xi')| < \varepsilon$,

unde ε este eroarea impusă.

Presupunem că f este o funcție continuă și cu ajutorul, fie matematic, fie experimental, se va determina un interval $[x_{\min}, x_{\max}]$ în care ecuația are o rădăcină și numai una care se va nota cu z .

Rezolvarea numerică a sistemelor neliniare urmează același principiu ca și în cazul unei singure ecuații. Pentru mai multă claritate, ne limităm la sisteme de două ecuații cu două necunoscute. Fie f_1 și f_2 două aplicații în $D \subset \mathbf{R}^2 \rightarrow \mathbf{R}$. Se caută $z = (z_1, z_2)$ astfel încât

$$\begin{cases} f_1(z_1, z_2) = 0 \\ f_2(z_1, z_2) = 0 \end{cases}. \quad (11.6)$$

Domeniul D se va alege astfel încât să existe în D o soluție z și numai una a sistemului.

Se constată că teoria este identică cu cea a ecuațiilor înlocuind $x \in \mathbf{R}$ cu $X \in \mathbf{R}^2$ și valoarea absolută în $\mathbf{R}$ cu norma în $\mathbf{R}^2$.

11.2. PRINCIPIUL METODEI NEWTON-RAPHSON

Metoda Newton-Raphson (sau Newton, sau metoda tangentei) constă în înlocuirea graficului funcției f restrâns la un interval $[x_{\min}, x_{\max}]$ prin tangenta într-un punct al graficului. Tangenta la curbă în punctul $B(x_{\max}, f(x_{\max}))$ are ecuația

$$y - f(x_{\max}) = f'(x_{\max})(x - x_{\max}). \quad (11.3)$$

Intersecția acestei tangente cu axa absciselor ($y=0$) este:

$$x_1 = x_{\max} - \frac{f(x_{\max})}{f'(x_{\max})}. \quad (11.4)$$

Se continuă procedeul precedent cu tangenta în punctul $(x_1, f(x_1))$. Se poate scrie că:

$$x_{n+1} = g(x_n), \quad (11.5)$$

unde $g(x) = x - f(x)/f'(x)$. Metoda este explicată în figura 11.1.

Metoda lui Newton este bine definită dacă $f'(x_{\max}) \neq 0$. Este suficient ca z să fie un zero simplu al lui f , căci, dacă f este continuă și x_n „suficient de aproape” de z vom avea $f'(x_n) \neq 0$.

Algoritmul care descrie metoda Newton-Raphson este ilustrat în organigrama din figura 11.2.

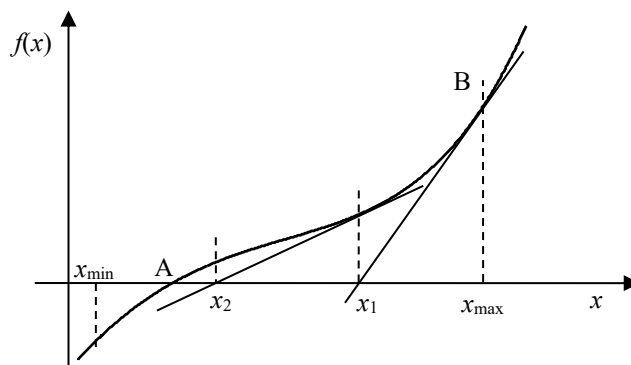


Fig.11.1 Explicativ la metoda Newton-Raphson.

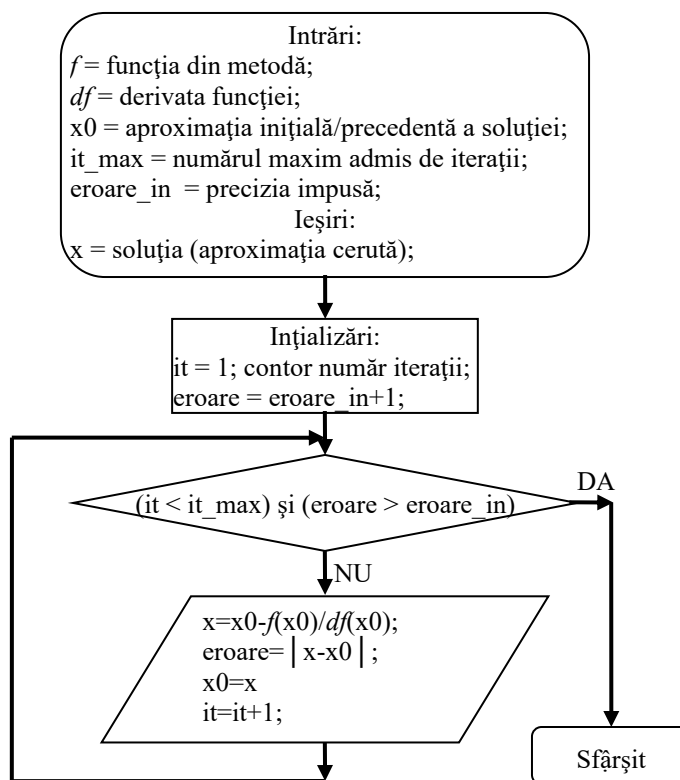


Fig.11.2 Algoritmul metodei Newton-Raphson pentru soluționarea unei ecuații neliniare.

Dacă pe parcursul procesului iterativ se anulează derivata funcției atunci se execută o iterație de „salvare” în care corecția rădăcinii se calculează fără a o împărți la derivata funcției. Această abordare are avantajul că rezolvă și zerourile de ordin superior, în care funcția și prima ei derivată au zerouri comune.

Metoda Newton-Raphson în cazul unei ecuații $f(x) = 0$ poate fi interpretată astfel plecând de la o valoare x_n aproximând soluția z , se caută o creștere δ astfel ca $f(x_n + \delta) = 0$.

De fapt, utilizând formula Taylor și neglijând termenii de ordinul 2, se obține:

$$f(x_n) + \delta f'(x_n) = 0 \Rightarrow \delta = -\frac{f(x_n)}{f'(x_n)}, \quad (11.7)$$

și

$$x_{n+1} = x_n - \frac{f(x_n)}{f'(x_n)}. \quad (11.8)$$

Pentru sisteme se procedează la fel. Se dezvoltă fiecare din cele două funcții în serie Taylor și se neglijează termenii de ordinul mai mare sau cel puțin egali cu 2.

Plecând de la (x_n, y_n) , căutăm (δ_1, δ_2) astfel că:

$$\begin{cases} f_1(x_n + \delta_1, y_n + \delta_2) = 0 \\ f_2(x_n + \delta_1, y_n + \delta_2) = 0. \end{cases} \quad (11.9)$$

Dezvoltăm în serie Taylor și neglijăm termenii de ordinul 2:

$$\begin{cases} f_1(x_n, y_n) + \delta_1 f'_{1x}(x_n, y_n) + \delta_2 f'_{1y}(x_n, y_n) = 0 \\ f_2(x_n, y_n) + \delta_1 f'_{2x}(x_n, y_n) + \delta_2 f'_{2y}(x_n, y_n) = 0. \end{cases} \quad (11.10)$$

Deci, (δ_1, δ_2) trebuie să verifice următorul sistem:

$$\begin{cases} \delta_1 f'_{1x}(x_n, y_n) + \delta_2 f'_{1y}(x_n, y_n) = -f_1(x_n, y_n) \\ \delta_1 f'_{2x}(x_n, y_n) + \delta_2 f'_{2y}(x_n, y_n) = -f_2(x_n, y_n). \end{cases} \quad (11.11)$$

Fie $\mathbf{J}(x_n, y_n)$ (matricea lui Jacobi) matricea

$$\mathbf{J}(x_n, y_n) = \begin{bmatrix} f'_{1x}(x_n, y_n) & f'_{1y}(x_n, y_n) \\ f'_{2x}(x_n, y_n) & f'_{2y}(x_n, y_n) \end{bmatrix}. \quad (11.12)$$

Dacă determinantul lui $\mathbf{J}(x_n, y_n)$ este diferit de zero atunci sistemul are o soluție și numai una:

$$\begin{bmatrix} \delta_1 \\ \delta_2 \end{bmatrix} = -\mathbf{J}^{-1}(x_n, y_n) \begin{bmatrix} f_1 \\ f_2 \end{bmatrix}, \quad (11.13)$$

atunci metoda Newton devine:

$$\begin{aligned} & (x_0, y_0) \\ & \downarrow \\ & x_{n+1} = x_n + \delta_1 \\ & y_{n+1} = y_n + \delta_2 \end{aligned} \quad (11.14)$$

Algoritmul care descrie metoda Newton-Raphson, pentru soluționarea numerică a sistemelor de ecuații neliniare, este ilustrată în organigrama din figura 11.3.

11.3. METODA NEWTON-RAPHSON APLICATĂ PENTRU CALCULUL REGIMULUI PERMANENT AL SEE. ABORDAREA VAN NESS

O variantă simplificată a acestei metode a fost publicată în 1956 de către Ward și Hale [2]. Forma în care se cunoaște în prezent a fost propusă de Van Ness și Griffin în 1961 [3], ulterior devenită deosebit de avantajoasă îndeosebi datorită lucrărilor lui W. Tinney și Hart [4].

Cea mai răspândită formă de implementare a metodei Newton – Raphson în cazul SEE folosește modelul neliniar al bilanțului de puteri în noduri, care utilizează pentru admitanțe reprezentarea în coordonate carteziane, iar pentru tensiuni reprezentarea în coordonate polare (Van Ness):

$$\begin{cases} \underline{Y}_{ii} = \sum_{k \in \alpha(i)} (\underline{y}_{ik} + \underline{y}_{ik0}) = G_{ii} + jB_{ii} \\ \underline{Y}_{ik} = -\underline{y}_{ik} = G_{ik} + jB_{ik}, k \in \alpha(i), k \neq i \end{cases}, \quad (11.15)$$

$$\begin{cases} \underline{U}_i = U_i \cdot e^{j\theta_i} = U_i (\cos \theta_i + j \sin \theta_i) \\ \underline{U}_k = U_k \cdot e^{j\theta_k} = U_k (\cos \theta_k + j \sin \theta_k), k \neq i \end{cases}. \quad (11.16)$$

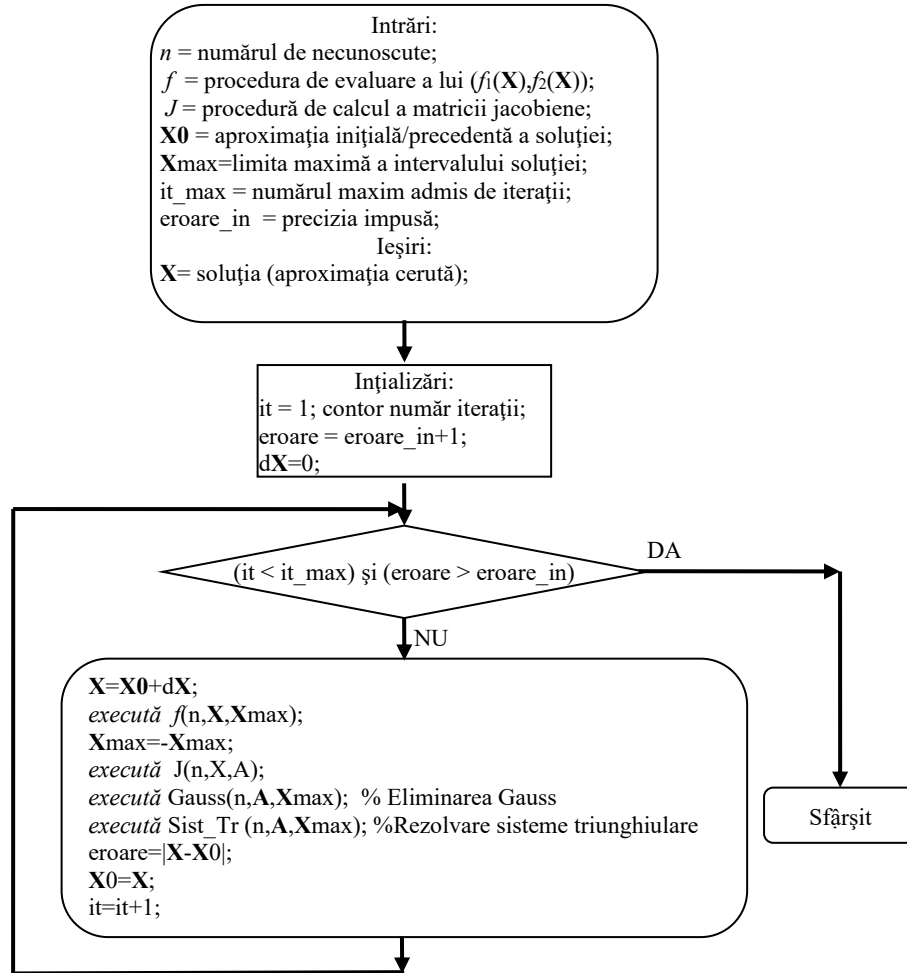


Fig.11.3 Algoritmul metodei Newton-Raphson pentru soluționarea numerică a sistemelor de ecuații neliniare.

Ecuatiile bilanțului de puteri în noduri (relația kix), utilizând coordonatele polare pentru tensiuni și coordonatele carteziane pentru admitanțele nodale, se scriu:

$$\underline{S}_i = U_i \cdot e^{j\theta_i} \cdot \left\{ (G_{ii} - jB_{ii}) \cdot U_i \cdot e^{-j\theta_i} + \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n [(G_{ik} - jB_{ik}) \cdot U_k \cdot e^{-j\theta_k}] \right\} = \quad (11.17)$$

$$= G_{ii} \cdot U_i^2 - jB_{ii} \cdot U_i^2 + U_i \cdot \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n [(G_{ik} - jB_{ik}) \cdot U_k \cdot e^{j(\theta_i - \theta_k)}] = P_i + jQ_i, i = 1 \dots n, i \neq e$$

unde

- n reprezintă numărul de noduri independente;
- cu e s-a notat nodul de echilibrare.

Astfel, prin punerea în evidență a părții reale, respectiv a părții imaginare a puterii aparente, $\underline{S}_i$, se pot identifica puterile active (P_i) și reactive (Q_i) cu relațiile:

$$\begin{cases} P_i = G_{ii} \cdot U_i^2 + U_i \cdot \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n [G_{ik} \cdot U_k \cdot \cos(\theta_i - \theta_k) + B_{ik} \cdot U_k \cdot \sin(\theta_i - \theta_k)] \\ Q_i = -B_{ii} \cdot U_i^2 + U_i \cdot \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n [G_{ik} \cdot U_k \cdot \sin(\theta_i - \theta_k) - B_{ik} \cdot U_k \cdot \cos(\theta_i - \theta_k)] \end{cases} \quad i = 1 \dots n, i \neq e \quad (11.18)$$

Pentru aplicarea metodei Newton-Raphson se consideră că toate nodurile sunt noduri de tip PQ. Se pleacă de la valorile impuse pentru puteri în noduri P_i^{imp} și Q_i^{imp} . Se adoptă o aproximație inițială pentru tensiunile complexe și se calculează injecțiile de puteri nodale [5]. În continuare se determină abaterile puterilor față de puterile impuse:

$$\begin{cases} \Delta P_i = P_i^{imp} - P_i \\ \Delta Q_i = Q_i^{imp} - Q_i, i = 1 \dots n, i \neq e \end{cases} \quad (11.19)$$

Aceste variații ale puterilor sunt corelate cu variațiile valorilor efective ale tensiunilor nodale ΔU_i , respectiv ale argumentelor tensiunilor nodale $\Delta \theta_i$ prin relațiile:

$$\begin{cases} \Delta P_i = \sum_{k=1}^n \left(\frac{\partial P_i}{\partial \theta_k} \cdot \Delta \theta_k + \frac{\partial P_i}{\partial U_k} \cdot \Delta U_k \right) = \sum_{k=1}^n \left(\frac{\partial P_i}{\partial \theta_k} \cdot \Delta \theta_k + \frac{\partial P_i}{\partial U_k} \cdot U_k \cdot \frac{\Delta U_k}{U_k} \right) \\ \Delta Q_i = \sum_{k=1}^n \left(\frac{\partial Q_i}{\partial \theta_k} \cdot \Delta \theta_k + \frac{\partial Q_i}{\partial U_k} \cdot \Delta U_k \right) = \sum_{k=1}^n \left(\frac{\partial Q_i}{\partial \theta_k} \cdot \Delta \theta_k + \frac{\partial Q_i}{\partial U_k} \cdot U_k \cdot \frac{\Delta U_k}{U_k} \right), \end{cases} \quad i = 1 \dots n, i \neq e. \quad (11.20)$$

Variațiile puterilor pot fi rescrise sub o altă formă, astfel încât să fie posibilă trecerea la o exprimare matriceală:

$$\begin{cases} \Delta P_i = H_{ii} \cdot \Delta \theta_i + N_{ii} \cdot \frac{\Delta U_i}{U_i} + \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n \left(H_{ik} \cdot \Delta \theta_k + N_{ik} \cdot \frac{\Delta U_k}{U_k} \right) \\ \Delta Q_i = M_{ii} \cdot \Delta \theta_i + L_{ii} \cdot \frac{\Delta U_i}{U_i} + \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n \left(M_{ik} \cdot \Delta \theta_k + L_{ik} \cdot \frac{\Delta U_k}{U_k} \right), \end{cases} \quad i = 1 \dots n, i \neq e \quad (11.21)$$

Forma matriceală poate fi scrisă astfel:

$$\begin{bmatrix} H_{11} & N_{11} & \dots & H_{1k} & N_{1k} & \dots & H_{1n} & N_{1n} \\ M_{11} & L_{11} & & M_{1k} & L_{1k} & & M_{1n} & L_{1n} \\ \vdots & & \dots & \vdots & & \dots & \vdots & \\ H_{i1} & N_{i1} & \dots & H_{ik} & N_{ik} & \dots & H_{in} & N_{in} \\ M_{i1} & L_{i1} & & M_{ik} & L_{ik} & & M_{in} & L_{in} \\ \vdots & & & \vdots & & & \vdots & \\ H_{n1} & N_{n1} & \dots & H_{nk} & N_{nk} & \dots & H_{nn} & N_{nn} \\ M_{n1} & L_{n1} & & M_{nk} & L_{nk} & & M_{nn} & L_{nn} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \Delta \theta_1 \\ \frac{\Delta U_1}{U_1} \\ \vdots \\ \Delta \theta_i \\ \frac{\Delta U_i}{U_i} \\ \vdots \\ \Delta \theta_n \\ \frac{\Delta U_n}{U_n} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \Delta Q_1 \\ \vdots \\ \Delta P_i \\ \Delta Q_i \\ \vdots \\ \Delta P_n \\ \Delta Q_n \end{bmatrix}, \quad (11.22)$$

sau simbolic

$$\begin{bmatrix} \mathbf{H} & \mathbf{N} \\ \mathbf{M} & \mathbf{L} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \Delta \boldsymbol{\theta} \\ \frac{\Delta \mathbf{U}}{\mathbf{U}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta \mathbf{P} \\ \Delta \mathbf{Q} \end{bmatrix}, \quad (11.23)$$

cu matricea Jacobian

$$[\mathbf{J}] = \begin{bmatrix} H_{11} & N_{11} & \dots & H_{1k} & N_{1k} & \dots & H_{1n} & N_{1n} \\ M_{11} & L_{11} & & M_{1k} & L_{1k} & & M_{1n} & L_{1n} \\ \vdots & & \dots & \vdots & & \dots & \vdots & \\ H_{i1} & N_{i1} & \dots & H_{ik} & N_{ik} & \dots & H_{in} & N_{in} \\ M_{i1} & L_{i1} & & M_{ik} & L_{ik} & & M_{in} & L_{in} \\ \vdots & & & \vdots & & & \vdots & \\ H_{n1} & N_{n1} & \dots & H_{nk} & N_{nk} & \dots & H_{nn} & N_{nn} \\ M_{n1} & L_{n1} & & M_{nk} & L_{nk} & & M_{nn} & L_{nn} \end{bmatrix}. \quad (11.24)$$

Termenii matricei Jacobian pot fi identificați prin derivarea puterilor active, respectiv reactive:

➤ coeficienții H_{ii}

$$\begin{aligned} H_{ii} = \frac{\partial P_i}{\partial \theta_i} &= \frac{\partial \left\{ G_{ii} \cdot U_i^2 + U_i \cdot \sum_{k=1; k \neq i}^n [G_{ik} \cdot U_k \cdot \cos(\theta_i - \theta_k) + B_{ik} \cdot U_k \cdot \sin(\theta_i - \theta_k)] \right\}}{\partial \theta_i} = \\ &= -U_i \cdot \sum_{k=1; k \neq i}^n [G_{ik} \cdot U_k \cdot \sin(\theta_i - \theta_k) - B_{ik} \cdot U_k \cdot \cos(\theta_i - \theta_k)] = -B_{ii} \cdot U_i^2 - Q_i \end{aligned} \quad (11.25)$$

deoarece în conformitate cu relațiile (11.18)

$$-U_i \cdot \sum_{k=1; k \neq i}^n [G_{ik} \cdot U_k \cdot \sin(\theta_i - \theta_k) - B_{ik} \cdot U_k \cdot \cos(\theta_i - \theta_k)] = -B_{ii} \cdot U_i^2 - Q_i;$$

➤ coeficienții H_{ik}

$$\begin{aligned} H_{ik} = \frac{\partial P_i}{\partial \theta_k} &= \frac{\partial \left\{ G_{ii} \cdot U_i^2 + U_i \cdot \sum_{k=1; k \neq i}^n [G_{ik} \cdot U_k \cdot \cos(\theta_i - \theta_k) + B_{ik} \cdot U_k \cdot \sin(\theta_i - \theta_k)] \right\}}{\partial \theta_k} = \\ &= U_i \cdot U_k \cdot [G_{ik} \cdot \sin(\theta_i - \theta_k) - B_{ik} \cdot \cos(\theta_i - \theta_k)] \end{aligned} \quad (11.26)$$

➤ coeficienții N_{ii}

$$\begin{aligned} N_{ii} = \frac{\partial P_i}{\partial U_i} \cdot U_i &= \frac{\partial \left\{ G_{ii} \cdot U_i^2 + U_i \cdot \sum_{k=1; k \neq i}^n [G_{ik} \cdot U_k \cdot \cos(\theta_i - \theta_k) + B_{ik} \cdot U_k \cdot \sin(\theta_i - \theta_k)] \right\}}{\partial U_i} \cdot U_i = \\ &= 2G_{ii} \cdot U_i^2 + U_i \cdot \sum_{k=1; k \neq i}^n [G_{ik} \cdot U_k \cdot \cos(\theta_i - \theta_k) + B_{ik} \cdot U_k \cdot \sin(\theta_i - \theta_k)] = G_{ii} \cdot U_i^2 + P_i \end{aligned} \quad (11.27)$$

deoarece în conformitate cu relațiile (11.18)

$$U_i \cdot \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n [G_{ik} \cdot U_k \cdot \cos(\theta_i - \theta_k) + B_{ik} \cdot U_k \cdot \sin(\theta_i - \theta_k)] = -G_{ii} \cdot U_i^2 + P_i;$$

➤ coeficienții N_{ik}

$$N_{ik} = \frac{\partial P_i}{\partial U_k} \cdot U_k = \frac{\partial \left\{ G_{ii} \cdot U_i^2 + U_i \cdot \sum_{k=1; k \neq i}^n [G_{ik} \cdot U_k \cdot \cos(\theta_i - \theta_k) + B_{ik} \cdot U_k \cdot \sin(\theta_i - \theta_k)] \right\}}{\partial U_i} \cdot U_k =$$

$$= U_i \cdot U_k \cdot [G_{ik} \cdot \cos(\theta_i - \theta_k) + B_{ik} \cdot \sin(\theta_i - \theta_k)]$$

;(11.28)

➤ coeficienții M_{ii}

$$M_{ii} = \frac{\partial Q_i}{\partial \theta_i} = \frac{\partial \left\{ -B_{ii} \cdot U_i^2 + U_i \cdot \sum_{k=1; k \neq i}^n [G_{ik} \cdot U_k \cdot \sin(\theta_i - \theta_k) - B_{ik} \cdot U_k \cdot \cos(\theta_i - \theta_k)] \right\}}{\partial \theta_i} =$$

$$= U_i \cdot \sum_{k=1; k \neq i}^n [G_{ik} \cdot U_k \cdot \cos(\theta_i - \theta_k) + B_{ik} \cdot U_k \cdot \sin(\theta_i - \theta_k)] = P_i - G_{ii} \cdot U_i^2$$

; (11.29)

➤ coeficienții M_{ik}

$$M_{ik} = \frac{\partial Q_i}{\partial \theta_k} = \frac{\partial \left\{ -B_{ii} \cdot U_i^2 + U_i \cdot \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n [G_{ik} \cdot U_k \cdot \sin(\theta_i - \theta_k) - B_{ik} \cdot U_k \cdot \cos(\theta_i - \theta_k)] \right\}}{\partial \theta_k} =$$

$$= -U_i \cdot [G_{ik} \cdot U_k \cdot \cos(\theta_i - \theta_k) + B_{ik} \cdot U_k \cdot \sin(\theta_i - \theta_k)] = -N_{ik}$$

; (11.30)

➤ coeficienții L_{ii}

$$L_{ii} = \frac{\partial Q_i}{\partial U_i} \cdot U_i = \frac{\partial \left\{ -B_{ii} \cdot U_i^2 + U_i \cdot \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n [G_{ik} \cdot U_k \cdot \sin(\theta_i - \theta_k) - B_{ik} \cdot U_k \cdot \cos(\theta_i - \theta_k)] \right\}}{\partial U_i} \cdot U_i =$$

$$= -2B_{ii} \cdot U_i^2 + U_i \cdot \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n [G_{ik} \cdot U_k \cdot \sin(\theta_i - \theta_k) - B_{ik} \cdot \cos(\theta_i - \theta_k)] = -B_{ii} \cdot U_i^2 + Q_i$$

;(11.31)

➤ coeficienții L_{ik}

$$L_{ik} = \frac{\partial Q_i}{\partial U_k} \cdot U_k = \frac{\partial \left\{ -B_{ii} \cdot U_i^2 + U_i \cdot \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n [G_{ik} \cdot U_k \cdot \sin(\theta_i - \theta_k) - B_{ik} \cdot U_k \cdot \cos(\theta_i - \theta_k)] \right\}}{\partial U_k} \cdot U_k =$$

$$= U_i \cdot U_k \cdot [G_{ik} \sin(\theta_i - \theta_k) - B_{ik} \cdot \cos(\theta_i - \theta_k)] = H_{ik}$$

.(11.32)

Expresiile finale ale coeficienților Jacobianului pot fi scrise, astfel:

$$H_{ii} = -B_{ii} \cdot U_i^2 - Q_i, \quad (11.33)$$

$$N_{ii} = G_{ii} \cdot U_i^2 + P_i, \quad (11.34)$$

$$M_{ii} = -G_{ii} \cdot U_i^2 + P_i, \quad (11.35)$$

$$L_{ii} = -B_{ii} \cdot U_i^2 + Q_i, \quad (11.36)$$

$$H_{ik} = L_{ik} = U_i \cdot U_k \cdot [G_{ik} \cdot \sin(\theta_i - \theta_k) - B_{ik} \cdot \cos(\theta_i - \theta_k)], k \neq i, \quad (11.37)$$

$$N_{ik} = -M_{ik} = U_i \cdot U_k \cdot [G_{ik} \cdot \cos(\theta_i - \theta_k) + B_{ik} \cdot \sin(\theta_i - \theta_k)], k \neq i. \quad (11.38)$$

11.4. VARIANTE ALE METODEI NEWTON-RAPHSON APLICATE PENTRU CALCULUL REGIMULUI PERMANENT AL SEE

De-a lungul timpului au fost propuse și dezvoltate, de către o serie de cercetători, mai multe variante ale metodei Newton-Raphson aplicabile analizei sistemelor electroenergetice, metode care reprezintă abordări simplificate bazate pe specificitatea rețelelor electrice.

În principal aceste abordări sunt reprezentate prin:

- Metoda decuplată;
- Metoda decuplată rapidă;
- Metoda în c.c.

11.4.1. Varianta decuplată

În analiza sistemelor electroenergetice, metodele decuplate exploatează interdependența puternică dintre puterea activă P și argumentul tensiunii θ , respectiv dintre puterea reactivă Q și mărimea tensiunii U . Cuplajul dintre componentele $(P-U)$ și $(Q-\theta)$ fiind relativ slab, în consecință la nivelul modelului neliniar rezultă valori foarte mici ale derivatelor parțiale în raport cu variabilele respective. Astfel, metodele Netwon decuplate neglijează aceste interdependențe slabe și rezolvă separat problemele $(P-\theta)$ și $(Q-U)$.

Cea mai cunoscută metodă de decuplare a ecuațiilor corespunzătoare componentelor modelului de regim permanent este cea a lui Stott [6], în care ipotezele de decuplare sunt următoarele:

$$[N] = \left[\frac{\partial P}{\partial U} U \right] = 0; \quad (11.39)$$

$$[M] = \left[\frac{\partial Q}{\partial \theta} \right] = 0, \quad (11.40)$$

iar ecuația matriceală (11.23) se rescrie ca:

$$[\Delta P] = [H] \times [\Delta \theta]; \quad (11.41)$$

$$[\Delta Q] = [M] \times \left[\frac{\Delta U}{U} \right]. \quad (11.42)$$

Sistemul de ecuații liniare, atașat ecuațiilor (9.31, 32), capătă forma următoare:

$$\begin{cases} \Delta P_i = \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n H_{ik} \cdot \Delta \theta_k \\ \Delta Q_i = \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n L_{ik} \cdot \frac{\Delta U_k}{U_k}, i = 1 \dots n, i \neq e \end{cases} \quad (11.43)$$

și pune în evidență „*decuplarea*” adică separarea sistemului inițial în două subsisteme de ecuații independente.

Ca și consecințe ale *decuplării* ecuațiilor $P-\theta$ și $Q-U$ pot fi evidențiate următoarele:

- sistemul inițial, unic de $2(n-1)$ ecuații cu $2(n-1)$ necunoscute, este înlocuit cu 2 sisteme liniare cu câte $(n-1)$ ecuații și necunoscute, fiecare dintre ele putând fi soluționat independent în raport cu celălalt;
 - coeficienții H_{ik} și L_{ik} se calculează fără adoptarea vreunei aproximări.
- Pentru accelerarea convergenței cele două sisteme se rezolvă succesiv, astfel:
- se rezolvă sistemul $P-\theta$ și se determină corecțiile $\Delta\theta_i$;
 - cu aceste corecții, se recalculează argumentele θ_i , și apoi coeficienții L_{ik} ;
 - se rezolvă sistemul de ecuații $Q-U$ și, folosind corecțiile ΔU_i , se determină o nouă aproximație pentru tensiunile nodale.

Principalele avantaje oferite de aceste metode constau în:

- volumul de memorie necesar se reduce cu circa 30 - 40 %;
- necesită un timp de calcul pe iterație mai redus (timpul de calcul pe iterație se reduce cu 10 - 20 %).

Dezavantajul principal al metodelor decuplate este legat de faptul că atingerea criteriului de oprire necesită, de regulă, un număr mai mare de iterații.

11.4.2. Varianta decuplată rapidă

Metoda *decuplată rapidă*, de calcul al regimului permanent (al circulației puterilor - “power flow”) în sistemele electroenergetice, este una dintre metodele elaborate prin simplificarea metodei Newton-Raphson pe baza unor supoziții suplimentare. Metoda, dezvoltată dintr-un număr de tehnici convergente, a fost propusă inițial de către Stott și Alsac [7]. Simplificarea calculelor, convergența rapidă și rezultatele pertinente fac din această metodă una dintre cele mai utilizate metode de analiză a rețelelor electrice. În unele cazuri, în care raportul R/X are valori mari sau sarcinile vehiculate au valori ridicate (joasă tensiune), metoda poate prezenta carențe în ceea ce privește convergența. Corectarea și depășirea acestor inconveniente legate de convergența metodei au constituit și constituie obiective majore a unor multitudini de cercetări și abordări de-a lungul timpului. Unele dintre ele au vizat convergența sistemelor de ecuații în cazul rețelelor cu rapoarte R/X ridicate, altele convergența metodei în cazul sistemelor care includ și rețele de joasă tensiune.

Suplimentar, față de presupunerile luate în calcul în cazul metodei decuplate Newton, se mai au în vedere următoarele supoziții simplificatoare:

- 1) Se consideră neglijabilă diferența dintre argumentele tensiunilor din două noduri adiacente, $\theta_i - \theta_k \approx 0$, astfel încât sunt valabile următoarele aproximări ale funcțiilor trigonometrice:

$$\begin{cases} \sin(\theta_i - \theta_k) \cong 0; \\ \cos(\theta_i - \theta_k) \cong 1; \end{cases} \quad (11.44)$$

- 2) Ipoteze simplificatoare suplimentare la nivelul termenilor G_{ik} :

- se neglijează conductanțele laturilor longitudinale ale rețelei G_{ik} în raport cu susceptanțele acelorași laturi:

$$G_{ik} \ll B_{ik}; \quad (11.45)$$

- în expresiile coeficienților H_{ii} și L_{ii} se neglijează puterile reactive, Q_i , în raport cu termenii $B_{ii} \cdot U_i^2$:

$$Q_i \ll B_{ii} \cdot U_i^2. \quad (11.46)$$

În aceste condiții expresiile elementelor matricei Jacobian (11.33 – 38) devin

$$\begin{cases} H_{ii} = L_{ii} \approx -B_{ii} \cdot U_i^2 \\ H_{ik} = L_{ik} \approx -B_{ik} \cdot U_i \cdot U_k, \\ N_{ii} = J_{ii} \approx 0 \\ N_{ik} = J_{ik} \approx 0 \end{cases}, \quad (11.47)$$

iar sistemul decuplat capătă forma

$$\begin{cases} \Delta P_i = -U_i \cdot \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n B_{ik} \cdot U_k \cdot \Delta \theta_k \\ \Delta Q_i = -U_i \cdot \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n B_{ik} \cdot U_k \cdot \frac{\Delta U_k}{U_k}, i = 1 \dots n, i \neq e \end{cases}; \quad (11.48)$$

3) Ipoteze simplificatoare suplimentare la nivelul termenilor B_{ik} :

➤ în sistemul de ecuații $P - \theta$, din expresia termenilor B_{ik} se neglijează toate elementele de rețea care afectează cu precădere circulația puterii reactive și nivelul de tensiune și se neglijează componentele active ale susceptanțelor. Se notează:

$$B'_{ik} = -B_{ik} \cdot U_k; \quad (11.49)$$

➤ în sistemul de ecuații $Q - U$, din expresia termenilor B_{ik} se neglijează toate elementele de rețea care afectează cu precădere circulația puterii active. Se notează:

$$B''_{ik} = -B_{ik}. \quad (11.50)$$

Cu acestea, noua formă a sistemului decuplat de ecuații liniare (11.48) devine:

$$\begin{cases} \frac{\Delta P_i}{U_i} = \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n B'_{ik} \cdot \Delta \theta_k \\ \frac{\Delta Q_i}{U_i} = \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n B''_{ik} \cdot \Delta U_k, i = 1 \dots n, i \neq e \end{cases}. \quad (11.51)$$

Ca beneficii aduse de această metodă pot fi menționate:

- un avantaj important este faptul că coeficienții B'_{ik} și B''_{ik} au valori constante și în consecință, pentru sistemul $P - \theta$, matricea Jacobian se calculează și se factorizează o singură dată în cursul primei iterații. Același lucru este valabil și pentru sistemul $Q - U$, atunci când tipologia nodurilor din rețea nu se schimbă de la o iterație la alta;
- necesită un volum mai redus de memorie decât metoda decuplată;
- necesită un timp de calcul pe iterație mult mai mic de cca. 5 ori decât în cazul metodei decuplate.

Principalul dezavantaj al acestei variante constă în faptul că pentru un sistem la limita de funcționare, sau care conține un număr semnificativ de laturi cu valori mari ale raportului R/X , convergența se înrăutățește.

11.5. ALGORITMUL DE IMPLEMENTARE A METODELOR VARIATIONALE

Utilizarea metodei Newton-Raphson, pentru soluționarea problemei de regim permanent, presupune un proces repetitiv de estimare a tensiunilor nodale prin determinarea abaterilor valorii efective și a argumentului lor la pasul curent față de pasul precedent. Calculul se reia cu noile valori ale potențialelor nodurilor calculate în iterația curentă ca valori inițiale pentru calculul în iterația următoare $it+1$, până când se verifică condițiile de oprire:

- Maximul abaterilor relative a puterilor active în noduri:

$$\varepsilon_P = \text{Maximum} \left(\frac{\Delta P_i^{(it)}}{P_i^{(it-1)}} \right) = \text{Maximum} \left| \frac{P_i^{(it)} - P_i^{(it-1)}}{P_i^{(it-1)}} \right| \leq \varepsilon_P^{imp}; \quad (11.52)$$

➤ Maximul abaterilor relative a puterilor reactive în noduri:

$$\varepsilon_Q = \text{Maximum} \left(\frac{\Delta Q_i^{(it)}}{Q_i^{(it-1)}} \right) = \text{Maximum} \left| \frac{Q_i^{(it)} - Q_i^{(it-1)}}{Q_i^{(it-1)}} \right| \leq \varepsilon_Q^{imp}. \quad (11.53)$$

ALGORITMUL SE DESFĂȘOARĂ CONFORM PAȘILOR URMĂTORI.

1) Introducerea datelor inițiale:

➤ Date nodale:

- număr nod – numărul nodurilor este suma dintre numărul nodurilor de echilibrare U_0 (1), a numărului nodurilor generatoare (n_G) și a numărului nodurilor de consum (n_C)
- codificare tip nod (PU, PQ, U0) - Ω_G reprezintă mulțimea nodurilor de tip PU, Ω_C este mulțimea nodurilor de tip consumator (PQ);
- potențialele nodurilor
 - pentru nodul de echilibrare (U_0) $U_e = U^{imp}$ și $\theta_e = \theta^{imp}$ ($\theta^{imp} = 0^\circ$);
 - în nodurile cu valori ale tensiunii fixate (PU) tensiunile se inițializează cu valorile date $U_i = U_i^{imp}$ și $\theta_i = \theta_e$, $i \in \Omega_G$;
 - pentru nodurile de tip consumator de obicei potențialele se inițializează cu valorile nominale ale nodurilor $U_i = U_{ni}$ și $\theta_i = \theta_e$ unde $i \in \Omega_C$;
- puteri generate (P_i) în nodurile generator cu $i \in \Omega_G$;
- limite ale puterilor reactive ($Q_i^{(min)}$, $Q_i^{(max)}$) în nodurile generator, $i \in \Omega_G$;
- puteri consumate (P_i , Q_i) la nodurile consumator, $i \in \Omega_C$;

➤ **Date laturi:** nod inițial, nod final, parametrii laturilor (impedanțe, admitanțe) sau date necesare pentru calculul acestora în funcție de tip (linie electrică, transformator, etc.), etc.;

2) Inițializarea procesului iterativ:

$$it = 1;$$

3) Considerarea succesivă a celor n-1 noduri independente, cu excepția nodului de echilibru: $i = 1 \dots n$, $i \neq e$:

3.1. Calculul injecțiilor de putere activă și reactivă în iterația curentă, P_i și Q_i ;

2.2. Calculul abaterilor pentru puterea activă $\Delta P_i = P_i^{imp} - P_i$;

3.3. Calculul abaterilor pentru puterea reactivă $\Delta Q_i = Q_i^{imp} - Q_i$;

3.3.1. Tratarea nodurilor de tip PU. Dacă nodul i este de tip PU:

➤ Dacă $Q_i < Q_{imin}$, nodul i se transformă temporar în nod de tip PQ, pentru care $Q_i^{imp} = Q_{imin}$ salt la 3.3.2;

➤ Dacă $Q_i > Q_{imax}$, nodul i se transformă temporar în nod de tip PQ, pentru care $Q_i^{imp} = Q_{imax}$ salt la 3.3.2;

➤ Dacă $Q_{imin} < Q_i < Q_{imax}$, nodul i se păstrează ca nod de tip PU;

3.3.2. Sistemului de ecuații liniare i se adaugă o ecuație corespunzătoare corecției pentru puterea reactivă;

3.4. Se calculează abaterea pentru puterea reactivă $\Delta Q_i = Q_i^{imp} - Q_i$;

3.5. Se trece la următorul nod i ($i = i + 1$) și se revine la pasul 3.1, până la epuizarea tuturor nodurilor.

4) Verificarea criteriului de oprire:

➤ Se determină abaterile maxime pentru puterea activă (în toate nodurile) și puterea reactivă (în nodurile de tip PQ) și se verifică dacă acestea se înscriu sub limitele admisibile:

$$\varepsilon_P = \text{Maximum} \left(\frac{\Delta P_i^{(it)}}{P_i^{(it-1)}} \right) = \text{Maximum} \left| \frac{P_i^{(it)} - P_i^{(it-1)}}{P_i^{(it-1)}} \right| \leq \varepsilon_P^{imp}; \quad (11.54)$$

$$\varepsilon_Q = \text{Maximum} \left(\frac{\Delta Q_i^{(it)}}{Q_i^{(it-1)}} \right) = \text{Maximum} \left| \frac{Q_i^{(it)} - Q_i^{(it-1)}}{Q_i^{(it-1)}} \right| \leq \varepsilon_Q^{imp}. \quad (11.55)$$

➤ Dacă relațiile sunt adevărate procesul iterativ se întrerupe și se trece la **pasul 7**. În caz contrar, procesul iterativ continuă, prin trecerea la **pasul 5**.

5) Calculul elementelor matricei Jacobian și rezolvarea sistemului de ecuații liniare cu o metodă directă (eliminare Gauss, eliminare completă Gauss-Jordan), pentru determinarea corecțiilor $\Delta U_k/U_k$ și $\Delta \theta_k$.

6) Determinarea noii aproximații pentru tensiunile nodale:

$$\theta_k^{(it)} = \theta_k^{(it-1)} + \Delta \theta; \quad (11.56)$$

$$U_k^{(it)} = U_k^{(it-1)} + \frac{\Delta U_k}{U_k} \cdot U_k^{(it-1)}; \quad (11.57)$$

7) Test pentru numărul de iterații $it_{\max}$:

- dacă $it = it_{\max}$, procesul de calcul se întrerupe cu afișarea mesajului „Depășire număr maxim de iterații” și se trece la pasul 8.
- dacă $it < it_{\max}$, se trece la o nouă iterație ($it = it+1$) și se revine la pasul 3.

8) Calculul circulațiilor de puteri și al pierderilor de putere pe laturi și încheierea cu succes a algoritmului.

BIBLIOGRAFIE

- [1]. Mihai Talmaciu, Alina-Mihaela Patriciu - Calcul numeric, Editura PIM, Iași, 2008, ISBN: 978-606-520-013-5.
- [2]. Ward, J.B. and Hale, H.W., Digital computer solution of power-flow problems, ATEE Trans. Power Apparatus & Systems, Vol. 75, June 1956, pp. 398-404.
- [3]. Van Ness, J.E.; Griffin, J.H. Elimination methods for load-flow studies. Trans. Am. Inst. Electr. Eng. Part III 1961, 80, 299–302
- [4]. Darie, S., Vădan, I., Producerea, Transportul și Distribuția Energiei Electrice. Instalații pentru transportul și distribuția energiei electrice, UT Pres, Cluj Napoca 2003, ISBN 973-662-037-0.
- [5]. M. Gavrilăș, Sisteme Electroenergetice - Note de curs, <http://iota.ee.tuiasi.ro/~mgavril/>, accesat octombrie 2017.
- [6]. Stott, B., Decoupled Newton load flow, IEEE Trans. Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-91, September 1972, pp. 1955-1959.
- [7]. Stott, B., and Alsac, O., Fast-decoupled load flow, IEEE Trans. Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-93, May/June 1974, pp. 859-869.

12. CALCULUL CURENȚILOR DE SCURTCIRCUIT

12.1. PREAMBUL

12.1.1. Argumentare

Dintre defectele care pot să apară într-o instalație electrică, scurtcircuitul, prin efectele sale reprezintă cea mai gravă avarie.

Scurtcircuitul este un defect care constă în contactul accidental printr-o impedanță de valoare relativ mică (la limită nulă) între două sau mai multe conductoare aflate sub tensiune, sau între conductoare sub tensiune și pământ. Este cel mai grav defect care poate să apară într-o rețea electrică deoarece curenții care se stabilesc în circuit sunt cu mult mai mari decât valorile nominale;

Într-un sistem electroenergetic există întotdeauna mici modificări de sarcină, acțiuni de comutare și alte fenomene tranzitorii, astfel încât, într-un sens strict matematic, majoritatea variabilelor variază în timp. Cu toate acestea, aceste variații sunt de cele mai multe ori atât de mici încât se justifică pentru calculul regimului permanent utilizarea unui model matematic invariabil în timp, adică algebric, adică nevariabil în timp.

Un eveniment de tip scurtcircuit nu îndeplinește în mod clar condițiile unui regim staționar. Un astfel de eveniment poate declanșa o varietate de fenomene dinamice în sistem, pentru a studiul cărora este necesară elaborarea unor modele dinamice. Cu toate acestea, atunci când se pune problema calculului curenților scurtcircuit, se pot utiliza modele de stare staționară (statice) cu valori ale parametrilor considerate constante. Așa cum se va vedea, curentul de scurtcircuit prezintă două componente, o componentă tranzitorie amortizată și o componentă simetrică de regim staționar. Partea tranzitorie poate fi estimată din cea în regim staționar, astfel încât practic analiza curentului de scurtcircuit este de obicei limitată la calculul curenților de scurtcircuit în regim staționar.

După numărul de faze scurtcircuitate se deosebesc:

- **Scurtcircuite polifazate** - trifazate cu sau fără punere la pământ, scurtcircuite bifazate cu sau fără punere la pământ; pot să apară în rețelele electrice indiferent de situația neutrului acestora;
- **Scurtcircuite monofazate**, fiind posibil numai în rețelele cu neutrul legat direct la pământ.

În **rețelele cu neutrul izolat sau legat la pământ printr-o bobină de stingere**, contactul accidental dintre un conductor de fază și pământ constituie o *punere simplă la pământ*.

Regimul de scurtcircuit se caracterizează prin apariția unor curenți cu intensități foarte mari, care depășesc cu mult intensitățile curenților de regim permanent. În intervalul tranzitoriu de scurtă durată, care caracterizează trecerea rețelei de la un regim de funcționare normală la un regim permanent de scurtcircuit, pot apărea vârfuri de curenți de 10÷20 ori mai mari decât curentul nominal al instalației, care produc șocuri de cuplu, forțe electrodinamice mari etc. În regimul stabilizat, valorile ridicate ale curenților de scurtcircuit produc o solicitare termică deosebită a instalațiilor.

Valoarea curenților de scurtcircuit depinde de:

- puterea surselor care alimentează scurtcircuitul;
- distanța dintre sursă și locul de scurtcircuit, adică impedanța echivalentă a circuitului electric dintre sursă și locul scurtcircuitului;
- timpul scurs din momentul apariției scurtcircuitului;
- tipul scurtcircuitului.

Curenții de scurtcircuit sunt însoțiți întotdeauna de scăderi apreciabile ale tensiunii, atât la locul defectului, unde, în cazul scurtcircuitului net, tensiunea este nulă, cât și în nodurile în

care sunt racordați consumatorii, a căror funcționare este perturbată, iar uneori chiar compromisă.

12.1.2. Domenii de aplicare

Calculul curenților de scurtcircuit este necesar pentru [1]:

- dimensionarea instalațiilor noi (evaluarea solicitărilor dinamice și termice);
- verificarea instalațiilor existente la solicitări de scurtcircuit, în condiții de dezvoltare a instalațiilor sistemului energetic național;
- stabilirea protecției prin relee și a automatizărilor de sistem, ca tipuri și reglaje;
- determinarea influenței liniilor electrice de înaltă tensiune asupra liniilor de telecomunicații, în vederea stabilirii măsurilor de protecție a acestora din urmă;
- determinarea nivelului supratensiunilor de comutație;
- 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.);
- analiza funcționării unor consumatori nesimetriți (de exemplu cuptoare electrice cu arc, cale ferată cu alimentare monofazată ș.a.);
- întocmirea de scheme echivalente necesare în studii de stabilitate statică sau dinamică, optimizări de regim;
- evaluarea tensiunilor post defect.

12.1.3. Definiții și notații

Se definesc principalii termenii, aferenți instalațiilor electrice, utilizați în analiza regimurilor de scurtcircuit [1]:

- **Scurtcircuit** - legătura galvanică, accidentală sau voită printr-o impedanță de valoare relativ redusă, între două sau mai multe puncte ale unui circuit care, în regim normal, au tensiuni diferite;
- **Curent de scurtcircuit** - curentul care se închide la locul de scurtcircuit;
- **Curent aport la scurtcircuit** - curentul care parcurge laturile rețelei în condițiile unui scurtcircuit într-un punct al acesteia;
- **Curent inițial de scurtcircuit** I_k'' - valoarea efectivă a componentei simetrice a curentului alternativ de scurtcircuit în momentul producerii scurtcircuitului, dacă impedanța rămâne constantă. Se iau în considerare reactanțele supratranzitorii ale generatoarelor, X_d'' ;
- **Puterea de scurtcircuit inițială** S_k'' - valoarea fictivă definită prin:

$$S_k'' = \sqrt{3} U_n \cdot I_k'', \quad (12.1)$$

unde U_n este tensiunea nominală a rețelei;

- **Curentul de rupere** I_r - valoarea efectivă a unei perioade complete a componentei simetrice de curent alternativ la un scurtcircuit net *în momentul separării contactelor primului pol al unui aparat de comutație*;
- **Curentul tranzitoriu de scurtcircuit** I_k' - valoarea efectivă a curentului de scurtcircuit, determinată considerând reactanțele rețelei și reactanțele tranzitorii longitudinale X_d' ale generatoarelor;
- **Curentul permanent de scurtcircuit** I_k - valoarea efectivă a curentului de scurtcircuit stabilizat, care rămâne după trecerea fenomenelor tranzitorii (Fig.12.2, b). Această valoare depinde de caracteristicile rețelei și de caracteristicile reglajului de tensiune a generatoarelor;
- **Tensiunea sursei echivalente de tensiune**, $c \cdot U_n / \sqrt{3}$ - tensiunea unei surse ideale, care se aplică în punctul unde se produce scurtcircuitul, în rețeaua de secvență pozitivă, ca singura tensiune activă a sistemului. Introducerea *factorului de tensiune* c este necesară, deoarece:

- pe de o parte, tensiunea variază în timp și spațiu, datorită schimbării ploturilor la transformatoare;
- pe de altă parte, în cazul adoptării unor metode simplificate de calcul al curenților de scurtcircuit (în care se neglijează sarcinile și capacitățile), el are rolul unui factor de corecție. Valorile lui c sunt prezentate în tabelul 12.1;

Tabelul 12.1. Valorile factorului de tensiune c [1]

Tensiuni nominale U_n	Factorul de tensiune c , pentru	
	Regim de scurtcircuit maxim	Regim 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

➤ **Scurtcircuit departe de generator** - un scurtcircuit în timpul căruia valoarea componentei simetrice de curent alternativ rămâne practic constantă. În acest caz este valabilă relația:

$$I_k'' = I_r = I_k; \quad (12.2)$$

➤ **Scurtcircuit aproape de generator** - un scurtcircuit în care cel puțin o mașină sincronă contribuie cu un curent de scurtcircuit net inițial, care este mai mare decât dublul curentului său nominal, sau un scurtcircuit la care motoarele sincrone și asincrone contribuie cu peste 5% din I_k'' fără aportul motoarelor. În acest caz există două situații:

- cazul generatoarelor fără înfășurări de amortizare – nu există regimul supratranzitoriu:

$$I_k'' = I_k' > I_r > I_k; \quad (12.3)$$

- cazul generatoarelor fără înfășurări de amortizare – cu regim supratranzitoriu:

$$I_k'' > I_r > I_k; \quad (12.4)$$

➤ **Impedanțe de scurtcircuit la locul de defect, K :**

- Z_k^+ - impedanța de secvență pozitivă a unui sistem trifazat de c.a.;
- Z_k^- - impedanța de secvență negativă a unui sistem trifazat de c.a.;
- Z_k^0 - impedanța de secvență zero a unui sistem trifazat de c.a.;

➤ **Regimul maxim de scurtcircuit** - caracterizat prin:

- numărul maxim previzibil de generatoare, linii și transformatoare în funcțiune, în zona analizată;
- numărul maxim posibil de transformatoare cu neutrul legat la pământ în zona analizată;
- considerarea aportului motoarelor electrice;
- considerarea cuplelor de bare închise.

Calculule 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 scurtcircuit și - la proiectare - pentru o etapă de perspectivă suficient de îndepărtată;

➤ **Regimul minim de scurtcircuit** - 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.

Pentru *verificarea condițiilor* pe care le impune sistemului prezența unor consumatori caracterizați prin șocuri de putere activă și reactivă, respectiv pentru *verificarea condițiilor* de siguranță a protecției prin relele ș.a., este necesar să se considere „regimul minim” de

scurtcircuit. De exemplu, protecțiile trebuie să permită pornirea mașinilor electrice, dar în același timp să detecteze scurtcircuiturile cu valori minime ale curentului.

12.1.4. Ipoteze în calculul curenților de scurtcircuit

Pentru determinarea solicitărilor la scurtcircuit în rețelele de înaltă tensiune este suficientă utilizarea metodei de calcul aproximative, care se bazează pe următoarele ipoteze simplificatoare:

- 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, 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 pentru scheme simple și cu ajutorul unor programe adecvate, utilizând calculatoare personale sau stații de lucru în cazul unor rețele complexe.

În rețelele de medie și joasă tensiune, premisele de calcul sunt aceleași ca 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.

În calculele de scurtcircuit, generatoarele vor fi reprezentate prin:

- reactanța supratranzitorie (X''), pentru calculul solicitărilor dinamice și termice;
- reactanța tranzitorie (X'), pentru determinarea valorii curentului de scurtcircuit la $t=0,1$ s, 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 (X), pentru determinarea valorii curenților în regim de scurtcircuit pentru timpi îndelungați, studiul stabilității statice naturale ș.a.

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 $3\div 10\%$.

12.2. MODELAREA PROCESULUI DE SCURTCIRCUIT

Este tratat cazul scurtcircuitului departe de generator (sursă de putere infinită) în care impedanțele în timpul procesului tranzitoriu pot fi considerate constante (de altfel și în cazul scurtcircuitelor aproape de bornele generatorului, pentru calculul curentului inițial de scurtcircuit se consideră impedanța acestuia constantă și egală cu impedanța de regim supratranzitoriu/tranzitoriu). În acest caz, tensiunea la barele sistemului rămâne practic constantă și după apariția defectului, generatorul fiind considerat o sursă de putere infinită [1]. O asemenea sursă ipotetică se caracterizează prin aceea că impedanța sa internă este nulă ($X_G=0$; $R_G=0$), iar tensiunea sa, la frecvență constantă, are o amplitudine constantă. Practic,

sursa generatoare poate fi considerată de putere infinită, dacă reactanța sa reprezintă cel mult 10 % din reactanța totală de scurtcircuit, considerată de la sursă până la locul defectului.

Se consideră o rețea trifazată (Fig.12.1, a), alimentată de la o sursă generatoare de putere infinită, în care se presupune că apare un scurtcircuit trifazat metalic în punctul K

Apariția scurtcircuitului nu schimbă condițiile de simetrie a rețelei și, în consecință, variația curentului se poate studia folosind schema electrică monofazată (Fig.12.1, b), căreia i se aplică tensiunea de fază a sursei generatoare:

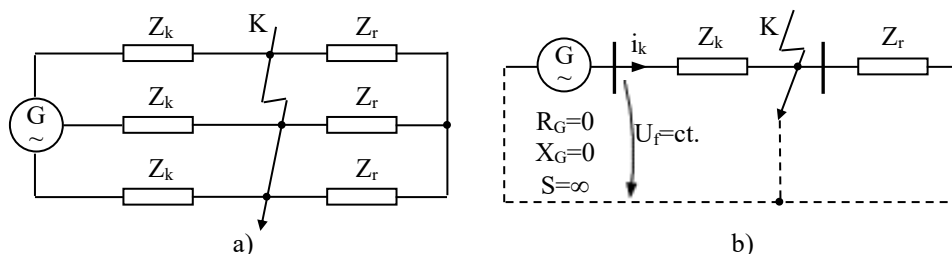


Fig.12.1. Modelarea procesului de scurtcircuit:

a) schema simplificată a circuitului trifazat scurtcircuitat; b) schema simplificată monofilară a circuitului trifazat scurtcircuitat.

$$u_f(t) = \sqrt{2}U_f \sin(\omega t + \psi). \quad (12.5)$$

La apariția scurtcircuitului impedanța pe care debitează sursa generatoare se micșorează. În consecință, curentul va suferi o variație de la valoarea sa normală dinaintea apariției scurtcircuitului, până la o valoare corespunzătoare curentului de scurtcircuit permanent. Trecerea de la regimul normal la cel permanent de scurtcircuit se face printr-un proces tranzitoriu. Valoarea instantanee a curentului de scurtcircuit trifazat în regim tranzitoriu reprezintă soluția generală a ecuației diferențiale obținute prin aplicarea teoremei a doua a lui Kirchhoff schemei electrice monofazate din figura 12.1, b:

$$u_f = R_k i_k + L_k \frac{di_k}{dt}, \quad (12.6)$$

Soluția generală a ecuației (12.3) este:

$$i_k(t) = \sqrt{2}I_p \sin(\omega t + \psi - \varphi_k) + C e^{-t/T_a} = i_p(t) + i_a(t), \quad (12.7)$$

în care:

- i_p reprezintă componenta periodică a curentului de scurtcircuit;
- i_a este componenta aperiodică a curentului de scurtcircuit;
- I_p - valoarea efectivă a componentei periodice a curentului de scurtcircuit;
- ψ este faza inițială a tensiunii;
- $\varphi_k = \arctg(X_k/R_k)$ - argumentul impedanței de scurtcircuit sau unghiul de defazaj dintre tensiunea u_f și curentul i_k din circuitul scurtcircuitat;
- R_k - rezistența echivalentă de la sursă la punctul de scurtcircuit;
- X_k - reactanța echivalentă de la sursă la punctul de scurtcircuit;
- $T_a = L_k/R_k = X_k/\omega R_k$ - constanta de timp a amortizării componentei aperiodice a curentului de scurtcircuit;
- C este o constantă de integrare, egală cu valoarea inițială a componentei aperiodice ($C=i_{a0}$) și care se determină aplicând una din teoremele comutației, conform căreia într-un circuit care conține inductanțe, curentul nu se poate modifica brusc deoarece ar rezulta o tensiune indusă ($u_L = L \cdot (di/dt)$) infinită. Înainte de apariția scurtcircuitului, curentul de sarcină are expresia:

$$i(t) = \sqrt{2}I \sin(\omega t + \psi - \varphi), \quad (12.8)$$

în care I este valoarea efectivă a curentului de sarcină, iar φ reprezintă defazajul dintre curent și tensiune înaintea producerii defectului. În momentul producerii scurtcircuitului ($t=0$),

conform teoremei comutației rezultă că $i_k(0^+) = i(0)$. Aplicând această condiție relației (12.7), se obține:

$$C = \sqrt{2}I_p \sin(\psi - \varphi) - \sqrt{2}I_p \sin(\psi - \varphi_k). \quad (12.9)$$

Expresia curentului de scurtcircuit trifazat (12.7) devine:

$$i_k(t) = \sqrt{2}I_p \sin(\omega t + \psi - \varphi_k) + \left[\sqrt{2}I_p \sin(\psi - \varphi) - \sqrt{2}I_p \sin(\psi - \varphi_k) \right] e^{-t/T_a}. \quad (12.10)$$

Pentru situația în care curentul de sarcină anterior defectului este nul sau poate fi neglijat ($i(0)=0$), pentru i_k se obține relația:

$$i_k(t) = \sqrt{2}I_p \sin(\omega t + \psi - \varphi_k) - \sqrt{2}I_p \sin(\psi - \varphi_k) e^{-t/T_a}. \quad (12.11)$$

sau

$$i_k(t) = \sqrt{2}I_p \left[\sin(\omega t - \alpha) + \sin \alpha \cdot e^{-t/T_a} \right]. \quad (12.12)$$

în care $\alpha = \varphi_k - \psi$ reprezintă unghiul de conectare.

Particularizarea relației (12.12) pentru anumite condiții conduce la următoarele situații:

➤ $\alpha=0$ ($\varphi_k=\psi$), când curentul total de scurtcircuit are numai componentă periodică, i_p , iar curentul de scurtcircuit se numește simetric și are expresia:

$$i_k(t) = i_p(t) = \sqrt{2}I_p \sin \omega t. \quad (12.13)$$

➤ $\alpha=\pi/2$, când curentul de scurtcircuit are asimetrie maximă și are valoarea:

$$i_k(t) = \sqrt{2}I_p \left[e^{-t/T_a} - \cos \omega t \right]. \quad (12.14)$$

Evoluția în timp a acestui curent este prezentată în figura 12.2. Se consideră că componenta aperiodică (i_a) se amortizează în perioada tranzitorie (cu o durată de până la 25 de perioade, respectiv 0,5 s, la frecvența de 50Hz), după care urmează regimul permanent când intervine numai componenta periodică.

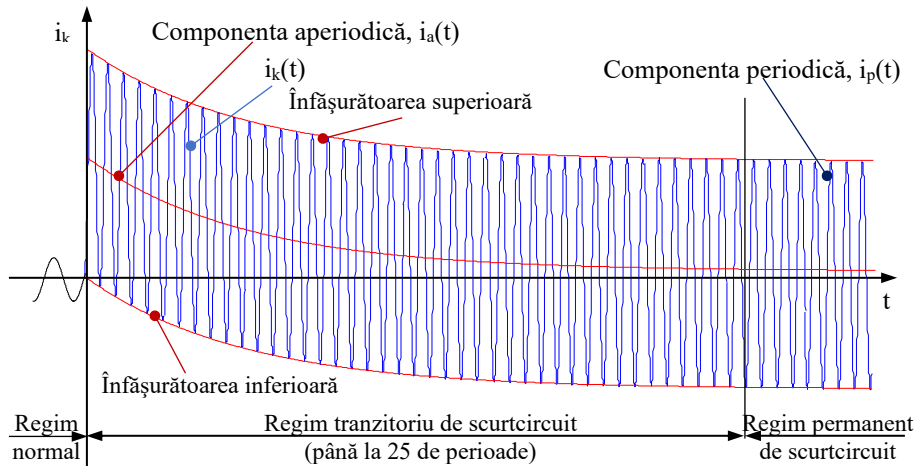


Fig. 12.2. Variația curentului de scurtcircuit trifazat în cazul unui defect departe de generator [1].

În cazul scurtcircuitului departe de generator, componenta periodică a curentului de scurtcircuit are o amplitudine constantă pe întreaga perioadă a scurtcircuitului, deci:

$$I_k'' = I_k = I_p. \quad (12.15)$$

În perioada tranzitorie curentul de scurtcircuit nu este simetric în raport cu axa timpului, prezentând o valoare instantanee maximă, numită curent de șoc, $i_{\text{șoc}}$, care se atinge după cca. o jumătate de perioadă din momentul producerii scurtcircuitului (la $f=50$ Hz, după $t=0,01$ s).

Valoarea curentului de șoc se poate calcula cu relația (12.14), în care se înlocuiește $\omega t = \pi$:

$$i_{\text{șoc}} = \sqrt{2} I_p \left(1 + e^{-\frac{\pi}{\omega T_a}} \right) = \sqrt{2} I_p \left(1 + e^{-\pi \frac{R_k}{X_k}} \right) = \sqrt{2} K_{\text{șoc}} I_p, \quad (12.16)$$

unde:

$$K_{\text{șoc}} = 1 + e^{-\pi \frac{R_k}{X_k}} \quad (12.17)$$

se numește coeficient de șoc și indică raportul dintre curentul de șoc la scurtcircuit și amplitudinea componentei periodice. Variația coeficientului de șoc în funcție de R_k/X_k , respectiv X_k/R_k , este reprezentată în figura 12.3.

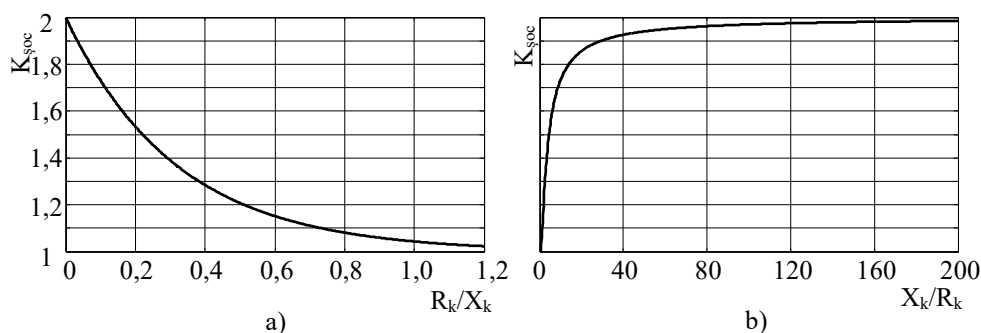


Fig.12.3. Variația coeficientului de șoc pentru circuite serie în funcție de:
a) raportul R_k/X_k ; b) raportul X_k/R_k .

În baza relației (12.7) se pot determina valorile extreme ale coeficientului de șoc:

- $K_{\text{șoc}}=1$, dacă $X_k \approx 0$, deci circuitul este pur rezistiv. În acest caz nu există componentă aperiodică, iar durata regimului tranzitoriu de scurtcircuit este zero;
- $K_{\text{șoc}}=2$, dacă $R_k \approx 0$, deci circuitul este pur inductiv. Componenta aperiodică este teoretic neamortizată, curentul de scurtcircuit având asimetrie maximă.

Practic, rezistența unui circuit nu este nulă și, ca urmare, $K_{\text{șoc}} < 2$, iar componenta aperiodică se amortizează într-un timp relativ scurt.

În rețelele de JT, $K_{\text{șoc}}=1,2 \div 1,3$, dacă scurtcircuitul are loc la tabloul de joasă tensiune al transformatorului de MT/JT și este aproximativ 1, la scurtcircuite în puncte mai îndepărtate ale rețelei. În rețelele de înaltă tensiune valoarea medie a coeficientului de șoc este de cca. 1,8. Valorile inițiale ale componentelor aperiodice ale curenților de scurtcircuit pe cele trei faze sunt întotdeauna diferite, astfel încât curentul de șoc definit anterior nu poate să apară decât pe una dintre faze. Prin urmare, definirea scurtcircuitului trifazat ca un regim simetric este corectă numai cu referire la componentele periodice ale curentului de scurtcircuit.

În cazul scurtcircuitului cu asimetrie maximă, prezintă importanță practică valoarea efectivă a curentului total de scurtcircuit. Conform relației (12.11) curentul total de scurtcircuit nu este strict periodic. El poate fi considerat ca fiind compus dintr-o componentă sinusoidală, cu valoarea efectivă I_p și o componentă de curent continuu, cu valoarea constantă I_{at} , egală cu valoarea componentei aperiodice la momentul t .

12.3. METODA COMPONENTELOR SIMETRICE ÎN CALCULUL CURENȚILOR DE SCURT-CIRCUIT

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

Efectuarea calculului pentru regimurile simetrice de funcționare a rețelelor trifazate echilibrate se poate face prin reprezentarea pe fază, după o prealabilă echivalare a transformatoarelor cu conexiune triunghi în conexiune stea. Valorile obținute pentru calculul pe fază rămân în modul aceleași pe celelalte două faze, fiind defazate cu $2\pi/3$.

Calculul regimurilor nesimetrice de funcționare a instalațiilor de distribuție se face utilizând metoda componentelor simetrice, propusă de către Fortescue (1918) [1].

Tensiunile de fază și curenții la locul de defect formează sisteme nesimetrice: $(\underline{U}_1, \underline{U}_2, \underline{U}_3)$, respectiv $(\underline{I}_1, \underline{I}_2, \underline{I}_3)$. Fie $(\underline{U}^+, \underline{U}^-, \underline{U}^0)$, respectiv $(\underline{I}^+, \underline{I}^-, \underline{I}^0)$, componentele simetrice corespunzătoare sistemelor nesimetrice ale tensiunilor și curenților la locul de defect. Între componentele simetrice ale tensiunilor și curenților se pot stabili relații de legătură, considerând pentru rețeaua simetrică și echilibrată schemele de secvență pozitivă, negativă și zero (Fig.12.4, b, c și d) și având în vedere faptul menționat anterior că, în cazul rețelelor echilibrate, componentele simetrice de secvențe diferite sunt independente.

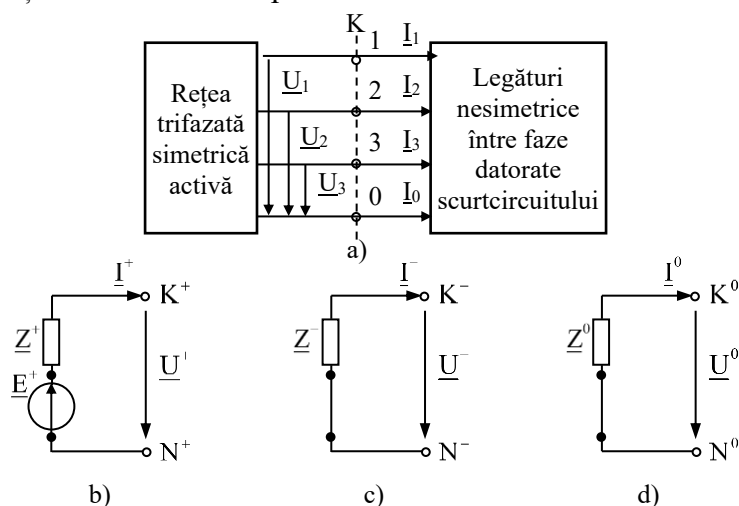


Fig.12.4. Reprezentarea schemelor echivalente pentru rețele de diferite secvențe: a) rețea trifazată simetrică activă; b) rețea de secvență pozitivă; c) rețea de secvență negativă; d) rețea de secvență zero.

Prin convenție se stabilește că sensul pozitiv al curentului în fiecare rețea de diferite secvențe este ieșind din punctul de nesimetrie (defect) sau de dezechilibru, rezultă că în toate cele trei rețele sensul pozitiv al curenților respectivi va fi același (Fig.12.4).

Pentru stabilirea relațiilor dintre curent și tensiune la bornele schemelor de secvență se poate aplica teorema generatorului echivalent de tensiune, respectiv:

$$\underline{U}^+ = \underline{E}^+ - \underline{Z}^+ \underline{I}^+; \quad \underline{U}^- = \underline{E}^- - \underline{Z}^- \underline{I}^-; \quad \underline{U}^0 = \underline{E}^0 - \underline{Z}^0 \underline{I}^0, \quad (12.18)$$

unde: $\underline{E}^+, \underline{E}^-, \underline{E}^0$ reprezintă componentele simetrice ale tensiunilor electromotoare ale generatorului echivalent, egale cu tensiunile la bornele rețelelor de aceeași secvență pentru funcționarea în gol;

➤ $\underline{Z}^+, \underline{Z}^-, \underline{Z}^0$ - impedanțele echivalente ale rețelelor de secvență pozitivă, negativă și zero, pasivizate.

Generatorul echivalent de tensiune, ca sursele reale din rețea, produce în permanență un sistem simetric de tensiuni electromotoare ($\underline{E}_1 = \underline{E}$; $\underline{E}_2 = a^2 \underline{E}$; $\underline{E}_3 = a \underline{E}$), rezultă, conform relațiilor de definiție a componentelor de secvență (0.10): $\underline{E}^+ = \underline{E}$; $\underline{E}^- = 0$; $\underline{E}^0 = 0$. Cu aceste precizări, relațiile (12.18) capătă forma următoare:

$$\underline{U}^+ = \underline{E}^+ - \underline{Z}^+ \underline{I}^+; \quad \underline{U}^- = -\underline{Z}^- \underline{I}^-; \quad \underline{U}^0 = -\underline{Z}^0 \underline{I}^0. \quad (12.19)$$

Aceste relații sunt valabile pentru orice tip de scurtcircuit nesimetric. Ele conțin șase necunoscute și anume trei componente de curent și trei componente de tensiune. Pentru determinarea lor mai sunt necesare încă trei ecuații, care se obțin din condițiile la limită scrise pentru fiecare tip de scurtcircuit nesimetric. Odată determinate componentele simetrice, cu relațiile (3.10) se calculează tensiunile și curenții la locul de defect.

12.3.1. Impedanțe de secvență

Impedanțele echivalente rezultante de secvență pozitivă $\underline{Z}^+$, negativă $\underline{Z}^-$ și zero $\underline{Z}^0$ se calculează plecând de la impedanțele de secvență pozitivă, negativă și zero ale fiecărui element component al rețelei - generator, transformator, linie etc. și pot fi exprimate în mărimi fizice $[\Omega]$ sau în mărimi raportate [u.r.].

Impedanța de secvență pozitivă/directă $\underline{Z}^+$ (R^+ , X^+) a unui echipament electric se definește prin raportul dintre tensiunea de fază și curentul de linie, atunci când echipamentul respectiv este alimentat de la un sistem de tensiuni de secvență pozitivă (Fig.12.5, a).

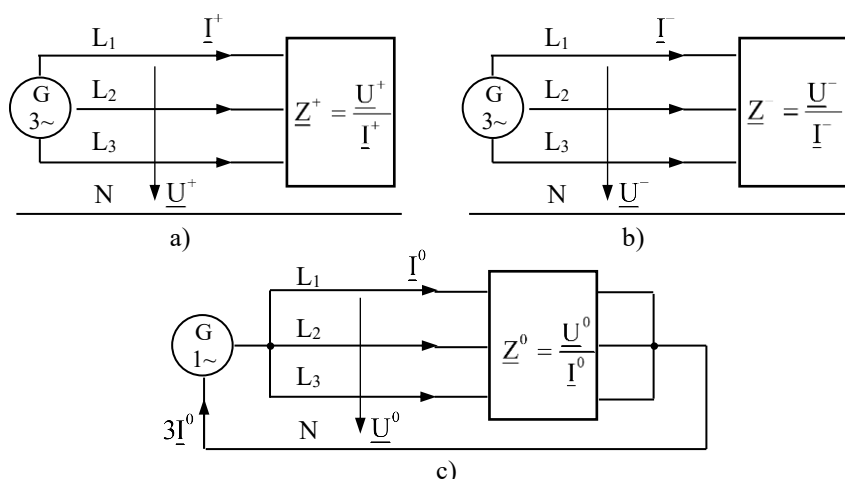


Fig.12.5. Impedanțele de secvență ale echipamentelor [1]:
a) impedanța pozitivă; b) impedanța negativă; c) impedanța zero.

Impedanțele de secvență pozitivă reprezintă impedanțele prin care se caracterizează elementele rețelei în regimul simetric normal sau în cel de scurtcircuit simetric.

Impedanța de secvență negativă/inversă $\underline{Z}^-$ (R^- , X^-) a unui echipament electric se definește prin raportul dintre tensiunea de fază și curentul de linie, atunci când echipamentul respectiv este alimentat de la un sistem de tensiuni de secvență negativă (Fig.12.5, b).

Impedanța de secvență zero a unei legături la pământ este egală cu de trei ori valoarea impedanței de legare la pământ (Fig.12.6).

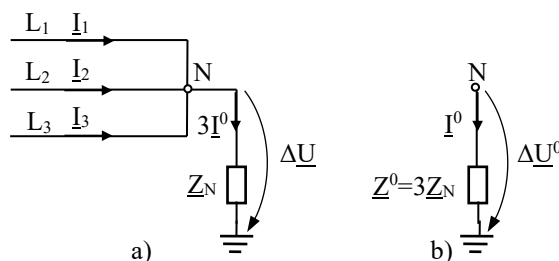


Fig.12.6. Impedanța de secvență zero a unei impedanțe de legare la pământ [1]:
a) schema electrică trifazată; b) schema de secvență zero.

În figura 12.6, a, impedanța de legare la pământ $\underline{Z}_N$ este parcursă de suma curenților de linie, egală cu triplul componente de secvență zero a acestora ($\underline{I}_1 + \underline{I}_2 + \underline{I}_3 = 3\underline{I}^0$). Căderea de tensiune pe impedanța de legare la pământ este:

$$\Delta \underline{U} = \underline{Z}_N (3\underline{I}^0) = (3\underline{Z}_N) \underline{I}^0. \quad (12.20)$$

În schema de secvență zero din figura 12.6, b, impedanța de secvență zero $\underline{Z}^0$ a legăturii la pământ este parcursă de curentul de secvență $\underline{I}^0$. Căderea de tensiune pe impedanța $\underline{Z}^0$ este:

$$\Delta \underline{U}^0 = \underline{Z}^0 \underline{I}^0. \quad (12.21)$$

Deoarece în regimurile de secvență pozitivă și negativă legătura la pământ nu este parcursă de curent, $\Delta \underline{U} = \Delta \underline{U}^0$, din care rezultă că $\underline{Z}^0 = 3\underline{Z}_N$.

12.3.2. Rețele de secvență

La aplicarea metodei componentelor simetrice, se construiesc trei rețele separate și anume rețeaua de secvență pozitivă, negativă și zero, în scopul reprezentării mărimilor de secvență.

Rețelele de secvență, sunt rețele monofazate în care fiecare element component de rețea este reprezentat prin impedanța de secvență corespunzătoare secvenței respective. În figura 12.7 este prezentat un exemplu de întocmire a rețelilor de secvență, impedanțele elementelor componente fiind exprimate în mărimi fizice.

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). Această raportare permite conectarea galvanică în cadrul schemei echivalente de calcul a impedanțelor echivalente ale elementelor rețelei, care funcționează la tensiuni diferite, fiind cuplate prin intermediul transformatoarelor.

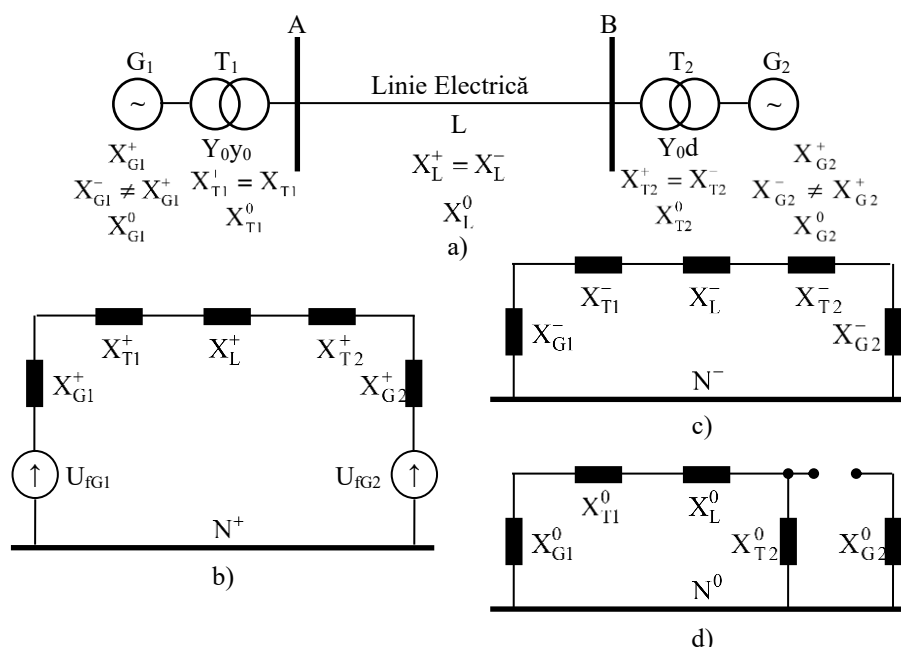


Fig.12.7. Rețelele de secvență [1]:

- a) schema monofilară de conexiuni; b) rețea echivalentă de secvență pozitivă; c) rețea echivalentă de secvență negativă; d) rețea echivalentă de secvență zero.

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

Rețeaua de secvență pozitivă (Fig.12.7, b) se obține din schema monofilară (Fig.12.7, a), în care se înlocuiește fiecare element prin impedanța sa pozitivă.

Parametrii necesari întocmirii rețelilor de secvență pozitivă sunt: parametrii transformatorului, impedanțele liniilor electrice, impedanța echivalentă a sarcinii electrice.

Deoarece generatoarele din sistem produc un sistem trifazat de tensiuni electromotoare de secvență pozitivă, ele vor apărea ca surse de tensiune numai în rețelele de secvență pozitivă.

Rețeaua de secvență negativă (Fig.12.7, c) are aceeași structură ca rețeaua de secvență pozitivă dar nu are surse de tensiune. În calculele se consideră $\underline{Z} = \underline{Z}^+$.

Rețeaua de secvență zero, rețea pasivă fără surse de tensiune (Fig.12.7, d), este complet diferită față de cele de secvență pozitivă și negativă. Ea reprezintă calea curentului de secvență

zero și are următoarele particularități:

- structura rețelei este determinată de caracteristicile constructive ale liniilor electrice și de situația neutrului rețelei față de pământ, respectiv de numărul și tipul transformatoarelor cu neutrul legat direct la pământ;
- impedanțele de pământare din schema de conexiuni, care apar în rețeaua de secvență zero, se multiplică cu trei.

Pentru calculul curenților de scurtcircuit, la întocmirea rețelilor de secvență se introduc numai elementele care ar fi parcurse de curenții de secvență respectivi.

12.3.3. Sursa echivalentă de tensiune

Determinarea curentului de scurtcircuit la locul de defect K este posibilă cu ajutorul unei surse echivalente de tensiune, aplicată în rețeaua de secvență pozitivă, în acest punct K. Aceasta va fi singura sursă activă de tensiune a sistemului. Tensiunea acestei surse ideale reprezintă tensiunea reală la locul de scurtcircuit înainte de apariția acestuia, în condițiile cele mai grele.

Tensiunea sursei echivalente de tensiune se determină cu relația $c \cdot U_n / \sqrt{3}$. Factorul c (Tabelul 12.1) depinde de tensiunea rețelei și diferă după cum se efectuează calculul pentru curentul de scurtcircuit minim sau maxim.

Se neglijează admitanțele transversale ale tuturor elementelor pasive cu excepția celor de secvență zero (scurtcircuite nesimetrice). Pozițiile reale ale comutatorului de ploturi în cazul scurtcircuitelor departe de generator nu sunt importante, eroarea introdusă fiind neglijabilă.

În figura 12.8 se prezintă un exemplu de utilizare a sursei echivalente de tensiune, singura sursă activă din sistem, pentru determinarea curentului simetric inițial de scurtcircuit I''_k .

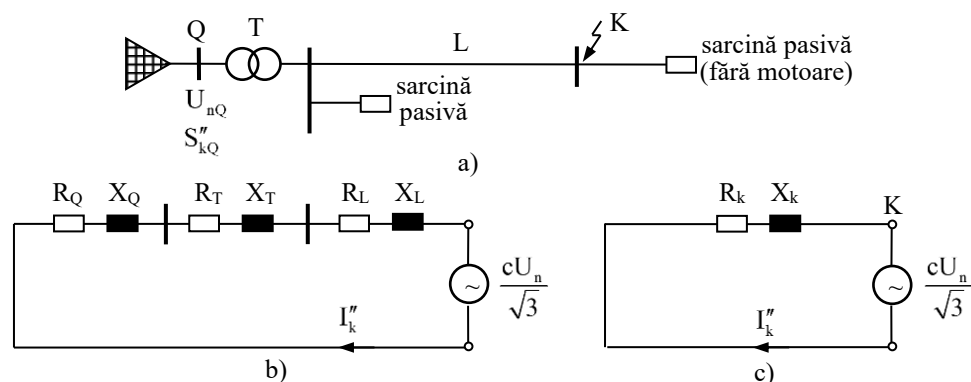


Fig.12.8. Explicativă pentru calculul curentului de scurtcircuit simetric inițial I''_k , utilizând metoda sursei echivalente de tensiune (scurtcircuit trifazat): a) schema monofilară a sistemului; b) schema rețelei echivalente de secvență pozitivă; c) schema echivalentă de calcul, cu impedanța Z_k de scurtcircuit.

Toate celelalte tensiuni active din sistem sunt considerate egale cu zero. Astfel, alimentarea din sistem este reprezentată numai prin impedanța de scurtcircuit Z_Q a sistemului (Fig.12.8, b). Aceasta se poate determina în funcție de puterea inițială de scurtcircuit S''_{kQ} pe barele de alimentare Q.

Puterea de scurtcircuit reprezintă puterea debitată de sistem la un scurtcircuit trifazat pe bare, având expresia:

$$S''_{kQ} = \sqrt{3} U_{nQ} I''_{kQ}, \quad (12.22)$$

I''_{kQ} fiind curentul de scurtcircuit simetric inițial la nivelul barelor de alimentare.

Impedanța de scurtcircuit a sistemului se determină astfel:

$$Z_Q = \frac{c U_{nQ}}{\sqrt{3} I''_{kQ}} = \frac{c U_{nQ}^2}{S''_{kQ}}. \quad (12.23)$$

Dacă nu se cunosc rezistența R_Q și reactanța X_Q a sistemului, se poate considera că [1]:

$$\begin{aligned} R_Q &= 0,1 \cdot X_Q; \\ X_Q &= 0,995 \cdot Z_Q. \end{aligned} \quad (12.24)$$

Dacă se cunoaște raportul R_Q/X_Q și impedanța de scurtcircuit Z_Q a sistemului, se poate calcula reactanța sistemului cu relația [1]:

$$X_Q = \frac{Z_Q}{\sqrt{1 + (R_Q/X_Q)^2}}. \quad (12.25)$$

Pentru calculul curentului de scurtcircuit, este necesară reducerea schemei rețelei de secvență pozitivă (Fig.12.8, b) la o impedanță echivalentă, văzută de la locul de defect, care reprezintă impedanța de scurtcircuit Z_k . Dacă impedanțele sunt exprimate în unități fizice, reducerea schemei este posibilă numai după raportarea tuturor impedanțelor la tensiunea sursei echivalente (tensiunea de la locul de defect, înainte de apariția acestuia). În final, se obține schema echivalentă de calcul, cu impedanța Z_k de scurtcircuit (Fig.12.8, c), iar curentul simetric inițial de scurtcircuit I_k'' se calculează cu relația:

$$I_k'' = \frac{cU_n}{\sqrt{3}Z_k}. \quad (12.26)$$

Pentru calculul curenților de scurtcircuit prin metoda componentelor simetrice se întocmesc schemele inițiale de secvență pozitivă, negativă și zero. Fiecare schemă de secvență se supune unor transformări și transfigurări succesive până când se reduce la o impedanță echivalentă, văzută de la locul de defect, care reprezintă impedanța de scurtcircuit, corespunzătoare secvenței respective.

Rețeaua de secvență pozitivă se consideră alimentată din sursa echivalentă de tensiune, sursă ideală a cărei tensiune electromotoare, $c \cdot U_n / \sqrt{3}$, este egală cu tensiunea reală la locul de scurtcircuit înainte de apariția acestuia.

Dacă calculele se fac în unități fizice, reducerea schemelor de secvență este posibilă numai după raportarea tuturor impedanțelor la tensiunea sursei echivalente (tensiunea de la locul de defect, înainte de apariția acestuia).

În continuare cu U_{indice} s-au notat tensiunile pe fază!

12.3.4. Scurtcircuitul trifazat

Condițiile la locul de defect K (Fig.12.9, a) sunt [1]:

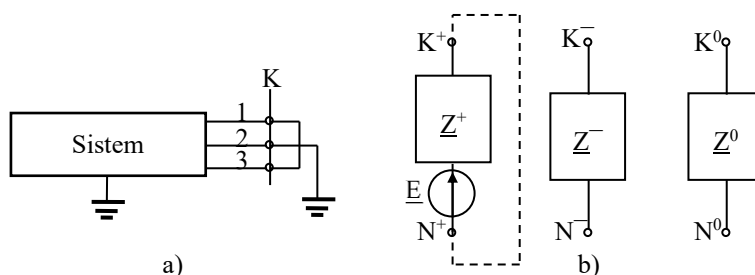


Fig.12.9. Scurtcircuit trifazat:

a) condiții la locul de defect; b) conectarea schemelor de secvență.

$$\begin{cases} \underline{I}_1 + \underline{I}_2 + \underline{I}_3 = 0 \\ \underline{U}_1 + \underline{U}_2 + \underline{U}_3 = 0 \end{cases} \quad (12.27)$$

Curenții $\underline{I}_1$, $\underline{I}_2$ și $\underline{I}_3$ se exprimă în funcție de componentele simetrice $\underline{I}^+$, $\underline{I}^-$ și $\underline{I}^0$ și conform

(3.10), se obține:

$$(\underline{I}^0 + \underline{I}^+ + \underline{I}^-) + (\underline{I}^0 + a^2 \underline{I}^+ + a \underline{I}^-) + (\underline{I}^0 + a \underline{I}^+ + a^2 \underline{I}^-) = 0, \quad (12.28)$$

din care rezultă:

$$\underline{I}^0 = 0. \quad (12.29)$$

Tensiunile fază - pământ la locul de defect se pot exprima în funcție de componentele lor simetrice:

$$\begin{cases} \underline{U}_1 = \underline{U}^+ + \underline{U}^- + \underline{U}^0 \\ \underline{U}_2 = a^2 \underline{U}^+ + a \underline{U}^- + \underline{U}^0 \\ \underline{U}_3 = a \underline{U}^+ + a^2 \underline{U}^- + \underline{U}^0 \end{cases} \quad (12.30)$$

Dacă ținem seama de relațiile (12.19), se obține:

$$\begin{cases} \underline{U}_1 = \underline{E} - \underline{Z}^+ \underline{I}^+ - \underline{Z}^- \underline{I}^- - \underline{Z}^0 \underline{I}^0 \\ \underline{U}_2 = a^2 \underline{E} - a^2 \underline{Z}^+ \underline{I}^+ - a \underline{Z}^- \underline{I}^- - \underline{Z}^0 \underline{I}^0 \\ \underline{U}_3 = a \underline{E} - a \underline{Z}^+ \underline{I}^+ - a^2 \underline{Z}^- \underline{I}^- - \underline{Z}^0 \underline{I}^0 \end{cases} \quad (12.31)$$

Prin adunarea celor trei ecuații și ținând seama de proprietățile operatorului a ($1+a+a^2=0$), rezultă:

$$\underline{U}_1 + \underline{U}_2 + \underline{U}_3 = 3\underline{U}_1 = 0, \quad (12.32)$$

deci:

$$\underline{U}_1 = \underline{U}_2 = \underline{U}_3 = 0. \quad (12.33)$$

Dacă din prima ecuație a sistemului (12.41) se scade cea de-a doua ecuație, multiplicată cu a , se obține:

$$\underline{U}_1 - a \underline{U}_2 = (a^2 - 1) \underline{Z}^- \underline{I}^- = (1 - a) \underline{U}_1 = 0, \quad (12.34)$$

din care rezultă că:

$$\underline{I}^- = 0. \quad (12.35)$$

În final, relațiile de calcul pentru componentele simetrice ale curenților, în cazul scurtcircuitului trifazic, sunt următoarele:

$$\underline{I}^+ = \frac{\underline{E}}{\underline{Z}^+}; \quad \underline{I}^- = 0; \quad \underline{I}^0 = 0. \quad (12.36)$$

Din relațiile (12.36) rezultă că în cazul scurtcircuitului trifazat schemele de secvență negativă și zero sunt în gol (Fig.12.9, b).

Curenții de scurtcircuit din cele trei faze se calculează astfel:

$$\begin{cases} \underline{I}_{1k}^{(3)} = \underline{I}_1 = \underline{I}^0 + \underline{I}^+ + \underline{I}^- = \underline{I}^+ = \frac{\underline{E}}{\underline{Z}^+} \\ \underline{I}_{2k}^{(3)} = \underline{I}_2 = \underline{I}^0 + a^2 \underline{I}^+ + a \underline{I}^- = a^2 \underline{I}^+ = e^{-j120^\circ} \underline{I}^+ \\ \underline{I}_{3k}^{(3)} = \underline{I}_3 = \underline{I}^0 + a \underline{I}^+ + a^2 \underline{I}^- = a \underline{I}^+ = e^{j120^\circ} \underline{I}^+ \end{cases} \quad (12.37)$$

Curenții de scurtcircuit trifazat din cele trei faze formează un sistem simetric de secvență pozitivă, având valoarea efectivă:

$$I_{1k}^{(3)} = I_{2k}^{(3)} = I_{3k}^{(3)} = I_k^{(3)} = \frac{E}{Z^+}. \quad (12.38)$$

După pasivizarea rețelei de secvență pozitivă și introducerea sursei echivalente de tensiune, relația (12.38) devine:

$$I_k^{(3)} = \frac{cU_n}{\sqrt{3}Z^+}. \quad (12.39)$$

Dacă impedanțele sunt exprimate în unități relative, valoarea relativă a curentului de scurtcircuit trifazat se determină astfel:

$$I_k^{(3)*} = \frac{I_k^{(3)}}{I_b} = \frac{cU_n}{\sqrt{3}Z^+} \cdot \frac{\sqrt{3}U_b}{S_b} = \frac{c \frac{U_n}{U_b}}{Z^+ \cdot \frac{S_b}{U_b^2}} = \frac{cU^*}{(Z^+)^*}. \quad (12.40)$$

Curentul de scurtcircuit, exprimat în unități fizice, se calculează cu relația:

$$I_k^{(3)} = I_k^{(3)*} I_b = I_k^{(3)*} \frac{S_b}{\sqrt{3}U_b}. \quad (12.41)$$

12.3.5. Scurtcircuitul bifazat

Condițiile în locul de defect în cazul unui scurtcircuit între fazele 2 și 3 (Fig.12.10, a) sunt:

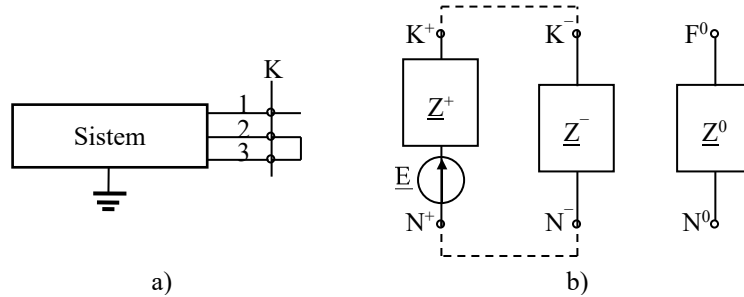


Fig.12.10. Scurtcircuit bifazat fără pământ:
a) condiții la locul de defect; b) conectarea schemelor de secvență.

$$\begin{cases} I_1 = 0 \\ I_2 + I_3 = 0 \\ U_2 = U_3 \end{cases} \quad (12.42)$$

Componentele simetrice ale curentului la locul de defect sunt:

$$\begin{cases} I^0 = \frac{1}{3}(I_1 + I_2 + I_3) = 0 \\ I^+ = \frac{1}{3}(I_1 + aI_2 + a^2I_3) = \frac{1}{3}(a - a^2)I_2 \\ I^- = \frac{1}{3}(I_1 + a^2I_2 + aI_3) = \frac{1}{3}(a^2 - a)I_2 \end{cases} \quad (12.43)$$

din care rezultă că nu există componentă zero de curent, iar componentele pozitivă și negativă ale curentului sunt egale și de sensuri opuse, deci:

$$I^0 = 0; \quad I^+ = -I^-. \quad (12.44)$$

Din relațiile generale (12.19) rezultă că și tensiunea de secvență zero este nulă, deci $U^0 = 0$.

Componentele simetrice U^+ și U^- ale tensiunii au expresiile:

$$\begin{aligned} U^+ &= \frac{1}{3}(U_1 + aU_2 + a^2U_3) = \frac{1}{3}[U_1 + (a + a^2)U_2]; \\ U^- &= \frac{1}{3}(U_1 + a^2U_2 + aU_3) = \frac{1}{3}[U_1 + (a + a^2)U_2], \end{aligned} \quad (12.45)$$

din care rezultă că ele sunt egale. În concluzie:

$$\underline{U}^0 = 0; \quad \underline{U}^+ = \underline{U}^- . \quad (12.46)$$

Ținând cont de (12.19), (12.44) și (12.46) se obține:

$$\underline{E} - \underline{Z}^+ \underline{I}^+ = -\underline{Z}^- \underline{I}^- = \underline{Z}^- \underline{I}^+ , \quad (12.47)$$

din care rezultă:

$$\underline{I}^+ = -\underline{I}^- = \frac{\underline{E}}{\underline{Z}^+ + \underline{Z}^-} . \quad (12.48)$$

Pe baza relației (12.19) se constată că schema de secvență zero este în gol, iar schemele de secvență pozitivă și negativă sunt în paralel (Fig.12.10, b).

Curenții de scurtcircuit bifazat se calculează ținând cont de (12.47), astfel:

$$\begin{cases} \underline{I}_{2k}^{(2)} = \underline{I}_2 = a^2 \underline{I}^+ + a \underline{I}^- = (a^2 - a) \underline{I}^+ = -\frac{j\sqrt{3}\underline{E}}{\underline{Z}^+ + \underline{Z}^-} = -\frac{j c U_n}{\underline{Z}^+ + \underline{Z}^-} \\ \underline{I}_{3k}^{(2)} = \underline{I}_3 = -\underline{I}_2 = \frac{j\sqrt{3}\underline{E}}{\underline{Z}^+ + \underline{Z}^-} = \frac{j c U_n}{\underline{Z}^+ + \underline{Z}^-} \end{cases} . \quad (12.49)$$

Ținând cont că $\underline{U}^0 = 0$ și $\underline{U}^+ = \underline{U}^-$, se determină tensiunile:

$$\begin{cases} \underline{U}_1 = \underline{U}^+ + \underline{U}^- + \underline{U}^0 = 2\underline{U}^+ = 2\underline{U}^- = -2\underline{Z}^- \underline{I}^- = 2\underline{Z}^- \underline{I}^+ = \frac{2\underline{Z}^-}{\underline{Z}^+ + \underline{Z}^-} \underline{E} \\ \underline{U}_2 = \underline{U}_3 = a^2 \underline{U}^+ + a \underline{U}^- + \underline{U}^0 = (a^2 + a) \underline{U}^+ = -\underline{U}^+ = -\underline{U}^- = \underline{Z}^- \underline{I}^- = -\underline{Z}^- \underline{I}^+ = -\frac{\underline{U}_1}{2} \end{cases} . \quad (12.50)$$

Dacă se consideră $\underline{Z}^- = \underline{Z}^+$, rezultă:

$$\underline{U}_1 = \underline{E} = \frac{c U_n}{\sqrt{3}} , \quad (12.51)$$

deci tensiunea fazei 1 rămâne neschimbată.

12.3.6. Scurtcircuitul bifazat cu punere la pământ

Condițiile în locul de defect, în cazul unui scurtcircuit între fazele 2, 3 și pământ (Fig.12.11, a), sunt:

$$\begin{cases} \underline{I}_1 = 0 \\ \underline{U}_2 = \underline{U}_3 = 0 \end{cases} . \quad (12.52)$$

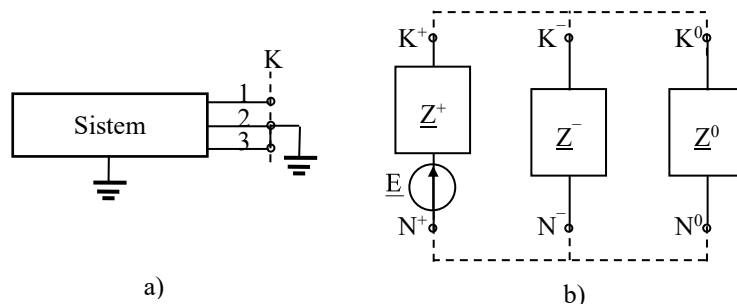


Fig.12.11. Scurtcircuit bifazat cu punere la pământ:
a) condiții la locul de defect; b) conectarea schemelor de secvență

Componentele simetrice ale tensiunilor la locul de defect, în condițiile (12.52), sunt:

$$\underline{U}^0 = \underline{U}^+ = \underline{U}^- = \frac{1}{3} \underline{U}_1 . \quad (12.53)$$

Expresia curentului $\underline{I}_1$ în funcție de componentele sale simetrice este:

$$\underline{I}_1 = \underline{I}^0 + \underline{I}^+ + \underline{I}^- = 0. \quad (12.54)$$

Din relațiile (12.53) și (12.54) rezultă că schemele de secvență sunt conectate în paralel (Fig.12.11, b).

Ținând seama de relațiile generale (12.19), se pot scrie astfel:

$$\begin{cases} \underline{U}_2 = a^2 \underline{U}^+ + a \underline{U}^- + \underline{U}^0 = -\underline{Z}^0 \underline{I}^0 + a^2 \underline{E} - a^2 \underline{Z}^+ \underline{I}^+ - a \underline{Z}^- \underline{I}^- = 0 \\ \underline{U}_3 = a \underline{U}^+ + a^2 \underline{U}^- + \underline{U}^0 = -\underline{Z}^0 \underline{I}^0 + a \underline{E} - a \underline{Z}^+ \underline{I}^+ - a^2 \underline{Z}^- \underline{I}^- = 0 \end{cases} \quad (12.55)$$

Se calculează:

$$\underline{U}_2 - a \underline{U}_3 = (a-1) \underline{Z}^0 \underline{I}^0 - (a-1) \underline{Z}^- \underline{I}^- = 0, \quad (12.56)$$

din care rezultă:

$$\underline{I}^0 = \frac{\underline{Z}^-}{\underline{Z}^0} \underline{I}^-. \quad (12.57)$$

Din relațiile (12.54) și (12.57) se obține:

$$\underline{I}_1 = \underline{I}^0 + \underline{I}^+ + \underline{I}^- = \frac{\underline{Z}^-}{\underline{Z}^0} \underline{I}^- + \underline{I}^+ + \underline{I}^- = \underline{I}^+ + \frac{\underline{Z}^- + \underline{Z}^0}{\underline{Z}^0} \underline{I}^- = 0. \quad (12.58)$$

Curenții de secvența negativă și zero pot fi exprimați în funcție de curentul de secvență pozitivă:

$$\underline{I}^- = \frac{-\underline{Z}^0}{\underline{Z}^- + \underline{Z}^0} \underline{I}^+; \quad \underline{I}^0 = \frac{-\underline{Z}^-}{\underline{Z}^- + \underline{Z}^0} \underline{I}^+. \quad (12.59)$$

În conformitate cu (12.54) se poate scrie:

$$\underline{U}_2 + \underline{U}_3 = -\underline{E} + \underline{Z}^+ \underline{I}^+ + \underline{Z}^- \underline{I}^- - 2 \underline{Z}^0 \underline{I}^0 = 0. \quad (12.60)$$

Din relațiile (12.59) și (12.60) se determină componentele simetrice ale curenților:

$$\begin{cases} \underline{I}^+ = \frac{(\underline{Z}^- + \underline{Z}^0) \underline{E}}{\underline{Z}^+ \underline{Z}^- + \underline{Z}^+ \underline{Z}^0 + \underline{Z}^- \underline{Z}^0} \\ \underline{I}^- = \frac{-\underline{Z}^0 \underline{E}}{\underline{Z}^+ \underline{Z}^- + \underline{Z}^+ \underline{Z}^0 + \underline{Z}^- \underline{Z}^0} \\ \underline{I}^0 = \frac{-\underline{Z}^- \underline{E}}{\underline{Z}^+ \underline{Z}^- + \underline{Z}^+ \underline{Z}^0 + \underline{Z}^- \underline{Z}^0} \end{cases} \quad (12.61)$$

Expresiile curenților de scurtcircuit sunt:

$$\begin{cases} \underline{I}_{1k}^{(2p)} = \underline{I}_1 = 0 \\ \underline{I}_{2k}^{(2)} = \underline{I}_2 = a^2 \underline{I}^+ + a \underline{I}^- + \underline{I}^0 = \frac{-\sqrt{3} \underline{E}}{2} \cdot \frac{\sqrt{3} \underline{Z}^- + j(\underline{Z}^- + 2 \underline{Z}^0)}{\underline{Z}^+ \underline{Z}^- + \underline{Z}^+ \underline{Z}^0 + \underline{Z}^- \underline{Z}^0} \\ \underline{I}_{3k}^{(2)} = \underline{I}_3 = a \underline{I}^+ + a^2 \underline{I}^- + \underline{I}^0 = \frac{-\sqrt{3} \underline{E}}{2} \cdot \frac{\sqrt{3} \underline{Z}^- - j(\underline{Z}^- + 2 \underline{Z}^0)}{\underline{Z}^+ \underline{Z}^- + \underline{Z}^+ \underline{Z}^0 + \underline{Z}^- \underline{Z}^0} \end{cases} \quad (12.62)$$

Curentul prin pământ reprezintă de trei ori curentul de secvență zero, deci:

$$\underline{I}_p = 3 \underline{I}^0 = \frac{-3 \underline{Z}^- \underline{E}}{\underline{Z}^+ \underline{Z}^- + \underline{Z}^+ \underline{Z}^0 + \underline{Z}^- \underline{Z}^0}. \quad (12.63)$$

Tensiunea fazei sănătoase față de pământ, în conformitate cu relațiile (12.50) și (12.62), se poate calcula astfel:

$$\underline{U}_1 = 3\underline{U}^- = -3\underline{Z}^- \underline{I}^- = \frac{3\underline{Z}^- \underline{Z}^0 \underline{E}}{\underline{Z}^+ \underline{Z}^- + \underline{Z}^+ \underline{Z}^0 + \underline{Z}^- \underline{Z}^0}. \quad (12.64)$$

12.3.7. Scurtcircuitul monofazat

Condițiile la locul de defect K (Fig.12.12, a) sunt:

$$\begin{cases} \underline{I}_2 = \underline{I}_3 = 0 \\ \underline{U}_1 = 0 \end{cases}. \quad (12.65)$$

Curenții de secvență se determină cu relațiile (3.10), ținând seama de condiția la locul de defect (12.65), astfel:

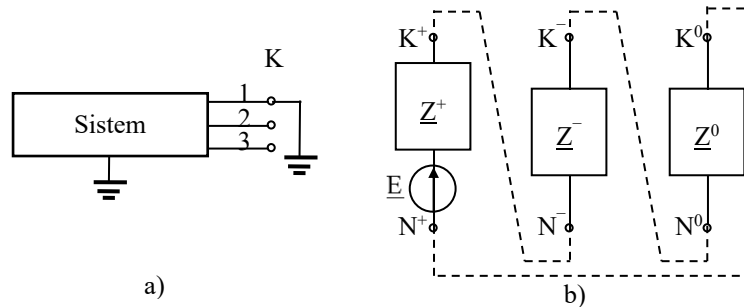


Fig.12.12. Scurtcircuit monofazat:
a) condiții la locul de defect; b) conectarea schemelor de secvență

$$\begin{cases} \underline{I}^0 = \frac{1}{3}(\underline{I}_1 + \underline{I}_2 + \underline{I}_3) = \frac{1}{3} \underline{I}_1 \\ \underline{I}^+ = \frac{1}{3}(\underline{I}_1 + a\underline{I}_2 + a^2\underline{I}_3) = \frac{1}{3} \underline{I}_1, \\ \underline{I}^- = \frac{1}{3}(\underline{I}_1 + a^2\underline{I}_2 + a\underline{I}_3) = \frac{1}{3} \underline{I}_1 \end{cases} \quad (12.66)$$

din care rezultă:

$$\underline{I}^0 = \underline{I}^+ = \underline{I}^- = \frac{1}{3} \underline{I}_1. \quad (12.67)$$

Ținând seama de relațiile (12.31) și (12.67), se obține:

$$\underline{E} - (\underline{Z}^+ + \underline{Z}^- + \underline{Z}^0) \underline{I}^+ = 0, \quad (12.68)$$

din care rezultă:

$$\underline{I}^+ = \underline{I}^- = \underline{I}^0 = \frac{\underline{E}}{\underline{Z}^+ + \underline{Z}^- + \underline{Z}^0}. \quad (12.69)$$

Din relația (12.69) rezultă că în cazul scurtcircuitului monofazat schemele de secvență pozitivă, negativă și zero pot fi conectate în serie (Fig.12.12, b). Se menționează că această schemă corespunde fazei de referință (faza 1 în cazul analizat).

Cu relațiile (12.68) și (12.69) se determină intensitatea curentului $\underline{I}_1$, care reprezintă curentul de scurtcircuit monofazat:

$$\underline{I}_k^{(1)} = \underline{I}_1 = 3\underline{I}^+ = \frac{3\underline{E}}{\underline{Z}^+ + \underline{Z}^- + \underline{Z}^0} = \frac{\sqrt{3}cU_n}{\underline{Z}^+ + \underline{Z}^- + \underline{Z}^0}. \quad (12.70)$$

Dacă impedanțele sunt exprimate în unități relative, valoarea relativă a curentului de scurtcircuit monofazat se determină cu relația:

$$I_k^{(1)*} = \frac{3cU^*}{(\underline{Z}^+ + \underline{Z}^- + \underline{Z}^0)^*} \quad (12.71)$$

Curentul de scurtcircuit, exprimat în unități fizice, se calculează cu relația:

$$I_k^{(1)} = I_k^{(1)*} I_b = I_k^{(1)*} \frac{S_b}{\sqrt{3}U_b} \quad (12.72)$$

Ținând seama de (12.69) se poate scrie:

$$\underline{U}^+ = \underline{E} - \underline{Z}^+ I^+ = (\underline{Z}^- + \underline{Z}^0) I^+; \quad \underline{U}^- = -\underline{Z}^- I^+; \quad \underline{U}^0 = -\underline{Z}^0 I^+ \quad (12.73)$$

Expresiile tensiunilor fazelor sănătoase la locul de defect se determină cu relațiile:

$$\begin{cases} \underline{U}_2 = a^2 \underline{U}^+ + a \underline{U}^- + \underline{U}^0 = I^+ [(a^2 - a) \underline{Z}^- + (a^2 - 1) \underline{Z}^0] = \frac{\underline{E} [(a^2 - a) \underline{Z}^- + (a^2 - 1) \underline{Z}^0]}{\underline{Z}^+ + \underline{Z}^- + \underline{Z}^0} \\ \underline{U}_3 = a \underline{U}^+ + a^2 \underline{U}^- + \underline{U}^0 = I^+ [(a - a^2) \underline{Z}^- + (a - 1) \underline{Z}^0] = \frac{\underline{E} [(a - a^2) \underline{Z}^- + (a - 1) \underline{Z}^0]}{\underline{Z}^+ + \underline{Z}^- + \underline{Z}^0} \end{cases} \quad (12.74)$$

sau:

$$\begin{cases} \underline{U}_2 = \frac{-\sqrt{3} \underline{E}}{2} \cdot \frac{[\sqrt{3} \underline{Z}^0 + j(2 \underline{Z}^- + \underline{Z}^0)]}{\underline{Z}^+ + \underline{Z}^- + \underline{Z}^0} \\ \underline{U}_3 = \frac{-\sqrt{3} \underline{E}}{2} \cdot \frac{[\sqrt{3} \underline{Z}^0 - j(2 \underline{Z}^- + \underline{Z}^0)]}{\underline{Z}^+ + \underline{Z}^- + \underline{Z}^0} \end{cases} \quad (12.75)$$

Din relațiile precedente rezultă că valorile efective ale tensiunilor fazelor sănătoase față de pământ sunt egale, deci $U_2=U_3$.

12.3.8. Compararea curenților diferitelor tipuri de scurtcircuit

Se consideră că scurtcircuitul se produc într-un punct depărtat electric față de sursă ($X^+ \approx X^-$), iar variația valorii efective a componentei periodice a curentului de scurtcircuit, în timpul procesului tranzitoriu, este neglijabilă [2].

Raportul dintre curentul de scurtcircuit nesimetric și curentul de scurtcircuit trifazat, în același punct [2]:

$$\alpha_{n-3} = \frac{I_k^{(n)}}{I_k^{(3)}} \quad (12.76)$$

are expresii specifice pentru fiecare tip de scurtcircuit nesimetric, astfel:

➤ pentru scurtcircuitul monofazat:

$$\alpha_{1-3} = \frac{3}{2 + \frac{X^0}{X^+}} \quad (12.77)$$

și se află între limitele $0 \leq \alpha_{1-3} < 1,5$; limita inferioară corespunde la $X^0/X^+ \rightarrow \infty$, iar limita superioară la $X^0/X^+ \rightarrow 0$;

➤ pentru scurtcircuitul bifazat fără pământ, rezultă:

$$\alpha_{2-3} = \frac{\sqrt{3}}{2}, \text{ deci } I_k^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_k^{(3)} = 0,87 I_k^{(3)}; \quad (12.78)$$

➤ pentru scurtcircuitul bifazat cu punere la pământ se obține:

$$\alpha_{2+p,3} = \sqrt{3} \sqrt{1 - \frac{X^+ X^0}{(X^+ + X^0)^2}} \frac{1}{1 + \frac{X^0}{X^+ + X^0}} \quad (12.79)$$

și se află între limitele $\sqrt{3}/2 \leq \alpha_{2+p,3} < \sqrt{3}$; limita inferioară corespunde la $X^0/X^+ \rightarrow \infty$, iar cea superioară la $X^0/X^+ \rightarrow 0$.

12.4. CALCULUL CURENȚILOR DE SCURTCIRCUIT CU METODA SURSEI ECHIVALENTE DE TENSIUNE

Pentru calculul curenților de scurtcircuit se ține seama de ipotezele de calcul enunțate la paragraful 12.1.4. Pe de altă parte în calculul impedenței echivalente de scurtcircuit, pentru calculul curentului inițial de scurtcircuit, generatoarele contribuie cu impedența de regim supratranzitoriu (Z_k'') iar sistemul de putere infinită contribuie cu impedența de scurtcircuit calculată în funcție de puterea de scurtcircuit pe barele de racordare (Z_{kQ}).

Se aplică **metoda sursei echivalente de tensiune în locul de defect**, toate impedențele din schema echivalentă de scurtcircuit sunt raportate la tensiunea locului de defect.

În general, scurtcircuitul poate fi alimentat:

- pe o singură cale;
- pe mai multe căi nebuclate;
- dintr-o rețea buclată.

În cazul scurtcircuitelor departe de generator, amplitudinea componentei periodice a curentului de scurtcircuit rămâne constantă pe toata durata procesului de scurtcircuit, valorile efective ale curentului inițial de scurtcircuit (I_k''), curentului de rupere (I_r) și curentului permanent de scurtcircuit (I_k) fiind egale, deci:

$$I_k'' = I_r = I_k. \quad (12.80)$$

12.4.1. Curent de scurtcircuit trifazat

Pentru determinarea curentului simetric inițial de scurtcircuit I_k'' se întocmesc rețelele de secvență pozitivă corespunzătoare defectului în punctul K și se utilizează metoda sursei echivalente de tensiune.

Se studiază următoarele cazuri:

Cazul I - defectul este alimentat pe o singură cale (Fig.12.13). Alimentarea scurtcircuitului este posibilă:

- direct de la sursă (Fig.12.13, a);
- prin transformator:
 - scurtcircuit pe barele secundare ale transformatorului (Fig.12.13, b);
 - scurtcircuit la capătul liniei (Fig.12.13, c);
 - scurtcircuit pe barele secundare ale transformatorului, alimentat de pe barele sistemului printr-o linie electrică (Fig.12.13, d).

În schemele de secvență se indică impedențele raportate ale sistemului și elementelor de rețea la tensiunea existentă în punctul de defect, înainte de apariția acestuia).

Se calculează:

I.1) *Curentul simetric inițial de scurtcircuit I_k'' :*

$$I_k'' = \frac{cU_n}{\sqrt{3}Z_k} = \frac{cU_n}{\sqrt{3}\sqrt{R_k^2 + X_k^2}}, \quad (12.81)$$

în care:

- $R_k = \sum R_{kj}$ este rezistența echivalentă a circuitului serie echivalent la scurtcircuit, cu valorile raportate la tensiunea nominală din locul de defect, de exemplu $R_k = R_Q + K_{Tr}R_{2T} + R_L$. Rezistențele R_k pot fi neglijate dacă $R_k < 0,3 \cdot X_k$ [1];
- $X_k = \sum X_{kj}$ este reactanța echivalentă a circuitului serie echivalent la scurtcircuit, cu valorile raportate la tensiunea nominală din locul de defect, de exemplu $X_k = X_Q + K_{Tr}X_{2T} + X_L$;

- $Z_k = \sqrt{R_k^2 + X_k^2}$ este impedanța echivalentă a circuitului serie echivalent la scurtcircuit;
- $cU_n/\sqrt{3}$ este tensiunea sursei echivalente de tensiune în punctul de defect.

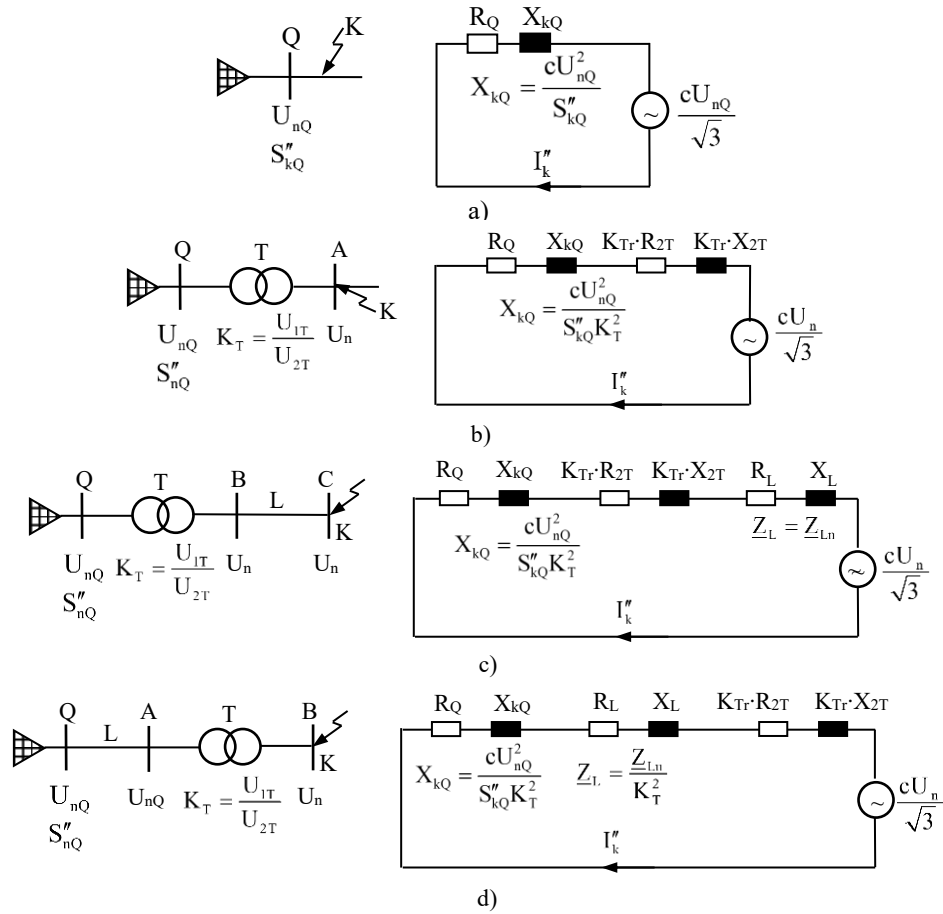


Fig.12.13. Scurtcircuit departe de generator, alimentat pe o singură cale – scheme monofilare și scheme echivalente de secvență directă [1]: a) direct; b), c), d) prin transformator.

I.2) Curentul de scurtcircuit de șoc $i_{\text{șoc}}$

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

$$i_{\text{șoc}} = K_{\text{șoc}} \cdot \sqrt{2} I_k'' \quad (12.82)$$

Factorul $K_{\text{șoc}}$ se poate determina în funcție de rezistența și reactanța echivalentă (circuitul electric este un circuit serie), fie în funcție de raportul R_k/X_k sau X_k/R_k din diagrame (Fig.12.3), fie prin calcul cu relația (12.17) sau cu aproximația [6]:

$$K_{\text{șoc}} = K_{\text{șoc,IEC}} = 1,02 + 0,98 \cdot e^{-3R_k/X_k}. \quad (12.83)$$

Cazul II - alimentarea defectului pe mai multe căi nebuclate (Fig.12.14). Se calculează:

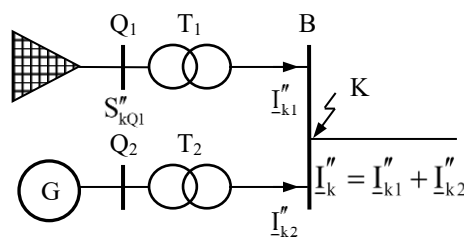


Fig.12.14. Scurtcircuit departe de generator alimentat pe două căi nebuclate [1].

II.1) *Curentul simetric inițial de scurtcircuit* I_k'' , ca sumă a curenților de scurtcircuit, care s-ar stabili dacă alimentarea s-ar realiza pe câte o singură cale:

$$I_k'' = I_{k1}'' + I_{k2}'' , \quad (12.84)$$

în care I_{k1}'' și I_{k2}'' se calculează cu relația (12.39). În majoritatea cazurilor, fazele curenților fiind apropiate valoric, se poate înlocui suma fazorială a curenților cu cea algebrică.

II.2) *Curentul de scurtcircuit de șoc* $i_{\text{șoc}}$ se calculează ca sumă a curenților de șoc, care s-ar stabili dacă alimentarea s-ar realiza pe câte o singură cale:

$$i_{\text{șoc}} = i_{\text{șoc1}} + i_{\text{șoc2}} . \quad (12.85)$$

Cazul III - alimentarea defectului dintr-o rețea buclată (Fig.12.15).

În acest caz rețeaua este o rețea cu mai multe laturi, serie/paralel (rețea buclată), dar cu o singură sursă de alimentare. Sursa echivalentă de tensiune, singura sursă activă de tensiune din rețea, se aplică la nodul de defect K.

Se calculează:

III.1) *Curentul simetric inițial de scurtcircuit* I_k'' se determină cu relația (12.39), în care Z_k reprezintă impedanța pozitivă de scurtcircuit văzută de la locul de defect și obținută prin reducerea schemei inițiale, utilizând transfigurările stea-triunghi și triunghi-stea, precum și punerea în serie și în paralel a impedanțelor;

III.2) *Curentul de scurtcircuit de șoc*, în rețelele buclate, se determină aproximând coeficientul de șoc $K_{\text{șoc}}$. Două dintre metodele de aproximare utilizate frecvent sunt următoarele [5]:

➤ **Metoda 1.** Raportul R_k/X_k se consideră constant în rețea, iar coeficientul de șoc $K_{\text{șoc,a}}$ se determină din diagrame (Fig.12.3) sau prin calcul, cu relațiile (12.17 sau (12.83), luând în considerare cel mai mic raport R_k/X_k al acelor laturi ale rețelei prin care circulă curenți spre locul de defect și care au aceeași tensiune nominală. Se iau în considerare și laturile adiacente nodului de defect care conțin transformatoare. În cazuri extreme, valoarea astfel determinată poate fi mai mare cu 100% față de cea reală;

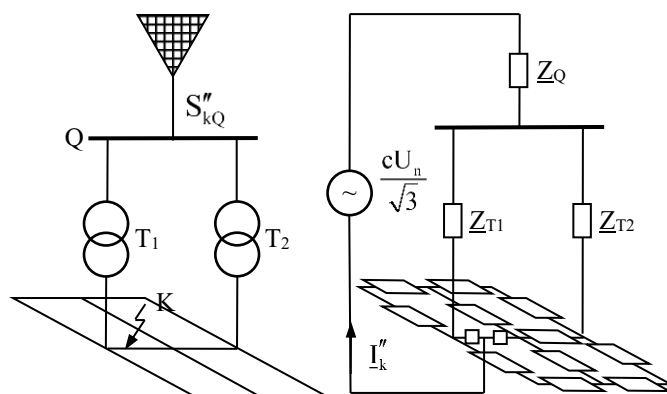


Fig.12.15. Scurtcircuit departe de generator alimentat dintr-o rețea buclată [1].

➤ **Metoda 2.** Se ia în considerare raportul R_k/X_k (sau X_k/R_k) în punctul de defect, determinat pentru ansamblul rețelei (raportul valorilor echivalente), pentru care se determină coeficientul $K_{\text{șoc,b}}$. În acest caz este necesară luarea în considerare a unui coeficient de siguranță având valoarea 1,15, care să asigure acoperirea erorilor care pot să apară prin utilizarea raportului parametrilor echivalenți. Dacă raportul $R/X \leq 0,3$ nu este necesară utilizarea coeficientului de 1,15, altfel:

$$K_{\text{șoc}} = 1,15 \cdot K_{\text{șocb}} . \quad (12.86)$$

În rețelele de înaltă tensiune, $1,15 \cdot K_{\text{șoc,b}}$ trebuie să fie mai mic decât 2,0, în timp ce în rețelele de joasă tensiune $1,15 \cdot K_{\text{șocb}}$ este limitat la valoarea 1,8.

12.4.2. Curent de scurtcircuit bifazat

Curentul de scurtcircuit inițial se calculează cu metoda componentelor simetrice, respectând ceea ce a fost prezentat la subpunctele I.1, II.1 și III.1. Independent de configurația sistemului, curentul inițial de scurtcircuit bifazat se calculează cu relația (12.49):

$$I_k^{(2)} = \frac{cU_n}{|Z^+ + Z^-|} = \frac{cU_n}{2Z^+}, \quad (12.87)$$

în care $Z^+ = Z_k$ se calculează la fel ca la scurtcircuitul trifazat.

Curentul de scurtcircuit de șoc, $i_{\text{șoc}}^{(2)}$, poate fi calculat cu relația:

$$i_{\text{șoc}}^{(2)} = K_{\text{șoc}} \cdot \sqrt{2} I_k^{(2)}, \quad (12.88)$$

unde $K_{\text{șoc}}$, poate fi calculat sau determinat din diagrame așa cum s-a arătat anterior. Pentru simplificare se poate admite aceeași valoare ca în cazul scurtcircuitului trifazat [6].

12.4.3. Curent de scurtcircuit bifazat cu punere la pământ

În ipoteza $Z^+ = Z^-$, curentul de scurtcircuit inițial pe fazele defecte, $I_{kL2}^{(2p)}$ și $I_{kL3}^{(2p)}$, se calculează cu relațiile:

$$I_{kL2}^{(2p)} = \frac{\sqrt{3} \cdot c \cdot U_n \cdot \left| 1 + a^2 + \frac{Z^0}{Z^+} \right|}{|Z^+ + 2 \cdot Z^0|}, \quad I_{kL3}^{(2p)} = \frac{\sqrt{3} \cdot c \cdot U_n \cdot \left| 1 + a^2 + \frac{Z^0}{Z^+} \right|}{|Z^+ + 2 \cdot Z^0|}, \quad (12.89)$$

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

Curentul inițial de scurtcircuit $I_{kp}^{(2p)}$, la pământ sau la conductoare legate la pământ, se calculează cu relația [2]:

$$I_{kp}^{(2p)} = \frac{\sqrt{3} \cdot c \cdot U_n}{|Z^+ + 2 \cdot Z^0|}. \quad (12.90)$$

Nu este necesar să se calculeze $i_{\text{șoc}}^{(2p)}$ deoarece întotdeauna va exista una dintre inegalitățile:

$$i_{\text{șoc}}^{(3)} \geq i_{\text{șoc}}^{(2p)} \text{ sau } i_{\text{șoc}}^{(1)} \geq i_{\text{șoc}}^{(2p)}. \quad (12.91)$$

12.4.4. Curent de scurtcircuit monofazat

Curentul de scurtcircuit inițial $I_k^{(1)}$ se calculează cu metoda componentelor simetrice, respectând ceea ce a fost prezentat în subpunctele I.1, II.1 și III.1, cu relația (12.71):

$$I_k^{(1)} = \frac{\sqrt{3} c U_n}{|2Z^+ + Z^0|}. \quad (12.92)$$

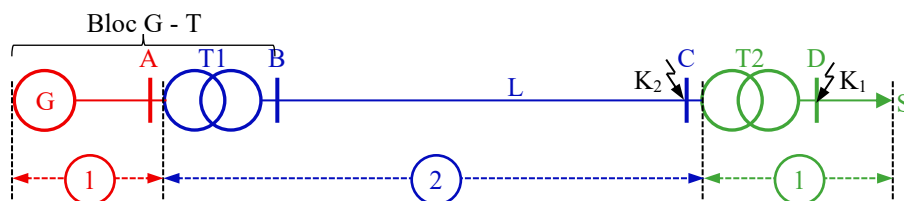
Este necesar calculul curentului de șoc, $i_{\text{șoc}}^{(1)}$, acesta putând depăși valoarea $i_{\text{șoc}}^{(3)}$, corespunzătoare scurtcircuitului trifazat. În acest caz curentul de scurtcircuit de șoc, $i_{\text{șoc}}^{(1)}$, este:

$$i_{\text{șoc}}^{(1)} = K_{\text{șoc}} \cdot \sqrt{2} \cdot I_k^{(1)}. \quad (12.93)$$

Factorul de șoc, $K_{\text{șoc}}$, se calculează în funcție de configurația sistemului. Pentru simplificare se acceptă aceleași valori ca în cazul scurtcircuitului trifazat.

12.5. APLICAȚII

Aplicația 12.1. Se consideră rețeaua a cărei schemă monofilară este prezentată în figura 12.16. Datele elementelor din rețea sunt prezentate în tabelele 12.2 – 12.5.



12.16. Rețea radială – schema monofilară.

Se cere:

- Să se aleagă sistemul de bază și să se calculeze parametrii elementelor de rețea atât în unități fizice cât și în unități relative.
- Să se calculeze curenții de scurtcircuit trifazat (regim minim) pe barele D (K_1) și C (K_2) atât în unități relative cât și în unități fizice (curentul inițial de scurtcircuit și curentul de șoc).

Tabelul 12.2. Parametrii generatorului G

Gen.	S_n [MVA]	U_n [kV]	I_n [kA]	$\cos\varphi_n$	Rezistența la 15°C (20°C) [$10^{-3} \Omega$]		Reactanțele în unități relative [u.r.]		
					Stator	Rotor	$x_d'' = x_q''$	$x_d' = x_q'$	$x_d^* = x_q^*$
G	25,0	10,5	1,375	0,9	4	182,5	0,18	0,27	0,98

Tabelul 12.3. Parametrii transformatorului T_1

Trafo	S_n [MVA]	U_{n1} [kV]	U_{n2} [kV]	X_T/R_T	$\Delta P_{Cu,n}$ [kW]	x [%]	Reglaj ploturi $\times \Delta U_p$
T_1 Y0y0	25	10,5	116	20	130	11	$\pm 9 \times 1,78\%$

Tabelul 12.4. Parametrii transformatorului T_2

Trafo	S_n [MVA]	U_{n1} [kV]	U_{n2} [kV]	ΔP_0 [kW]	I_0 [%]	ΔP_{Cu} [kW]	u_{sc} [%]	Reglaj ploturi $\times \Delta U_p$
T_2 Y0y0	16	110	6,6	24	1,2	97	11	$\pm 9 \times 1,78\%$

Tabelul 12.5. Parametrii liniilor electrice aeriene

Linia	U_n [kV]	Lungime L [km]	Secțiunea conductorului [mm ²]	Rezistența [Ω /km]		Reactanța inductivă [Ω /km]		Admitanța capacitivă [$10^{-6} S$ /km]	
				r^+	r^0	x^+	x^0	y^+	y^0
L_{BC}	110 s.c.	50	$3 \times 185/32$ AlOI + 70 OI	0,160	0,380	0,40	1,30	2,73	1,90

Soluție:

a)

- Se alege puterea de bază, comună pentru întregul sistem, $S_b = 100$ MVA.
- Se aleg tensiunile de bază pentru fiecare tronson (tronsoanele au fost notate cu numerele 1, 2, 3), conform tabelului 12.6 și se calculează celelalte mărimi de bază:

Tabelul 12.6. Alegerea mărimilor de bază

Variantă	a			b			c		
Tronson	G – A (1)	A – C (2)	C – S (3)	G – B (1)	B – C (2)	C – S (3)	G – B (1)	B – C (2)	C – S (3)
S_b [MVA]	100	100	100	100	100	100	100	100	100
U_b [kV]	10,5	116	$116 \cdot 6,6 / 110 = 6,96$	$100 \cdot 10,5 / 116 = 9,05$	$110 \cdot 6,6 / 6,6 = 100$	6	10,5	116	6,6
$Z_b = U_b^2 / S_b$ [Ω]	1,10	134,56	0,48	0,82	100	0,36	-	-	-
$I_b = \frac{S_b}{\sqrt{3} U_b}$ [kA]	5,50	0,50	8,30	6,38	0,577	9,62	-	-	-
Observații	corect			corect			incorect		

- Se calculează parametrii elementelor de sistem în mărimi fizice și relative (tabelele 12.7-13).

Tabelul 12.7. Parametrii de calcul ai generatorului

Gen.	Rezistența statorică R_G [Ω]	Reactanțele [Ω]		
		Supranzitorie	Tranzitorie	Sincronă
		$X_G'' = x_{ur}'' \frac{U_{Gn}^2}{S_{Gn}}$	$X_G' = x_{ur}' \frac{U_{Gn}^2}{S_{Gn}}$	$X_G = x_{ur} \frac{U_{Gn}^2}{S_{Gn}}$
G	$4 \cdot 10^{-3}$	0,79	1,19	4,32

Tabelul 12.8. Parametrii de calcul ai generatorului în unități relative (ur)

Gen.	Rezistența statorică [u.r.]		Reactanțele [u.r.]					
	$R_{G,ur} = R_G / Z_{b1}$		Supratranzitorie		Tranzitorie		Sincronă	
			$X_{G,ur}'' = X_G'' / Z_{b1}$		$X_{G,ur}' = X_G' / Z_{b1}$		$X_{G,ur} = X_G / Z_{b1}$	
	Var. a	Var. b	Var. a	Var. b	Var. a	Var. b	Var. a	Var. b
G	$3,64 \cdot 10^{-3}$	$4,04 \cdot 10^{-3}$	0,718	0,963	1,08	1,45	3,93	5,268

Tabelul 12.9. Parametrii de calcul ai transformatorului T_1 ($Z^+ = Z^- = Z^0$)

Trafo.	Impedanța [Ω]	Rezistența [Ω]	Reactanța [Ω]
	$Z_T = \sqrt{R_T^2 + X_T^2}$	$R_T = \frac{X_T}{(X_T / R_T)}$	$X_T = \frac{x_{\%}}{100} \frac{U_{Tn}^2}{S_{Tn}}$
T_1	59,27	2,96	$0,11 \frac{116^2}{25} = 59,20$

Tabelul 12.10. Parametrii de calcul ai transformatorului T_2 ($Z^+ = Z^- = Z^0$)

Trafo.	Impedanța [Ω]	Rezistența [Ω]	Reactanța [Ω]
	$Z_T = \frac{u_{sc\%}}{100} \frac{U_{Tn}^2}{S_{Tn}}$	$R_T = \frac{\Delta P_{Cun} \cdot U_{Tn}^2}{S_{Tn}^2} 10^{-3}$	$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2}$
T_2	$0,11 \frac{6,6^2}{16} = 0,30$	$\frac{97 \cdot 6,6^2}{16^2} 10^{-3} = 0,0165$	0,30

Tabelul 12.11. Parametrii de calcul ai transformatoarelor în unități relative (ur)

Trafo.	Impedanța [u.r.]		Rezistența [u.r.]		Reactanța [u.r.]	
	$Z_{T,ur} = Z_T / Z_b$		$R_{T,ur} = R_T / Z_b$		$X_{T,ur} = X_T / Z_b$	
	Var. a	Var. b	Var. a	Var. b	Var. a	Var. b
T_1	$\frac{59,27}{134,56} = 0,44$	$\frac{59,27}{121} = 0,49$	$\frac{2,96}{134,56} = 0,022$	$\frac{2,96}{100} = 0,0296$	0,44	0,592
T_2	$\frac{0,30}{0,48} = 0,625$	$\frac{0,30}{0,44} = 0,68$	$\frac{0,0165}{0,48} = 0,0345$	$\frac{0,0165}{0,36} = 0,0458$	0,625	0,83

Tabelul 12.12. Parametrii de calcul ai liniilor electrice aeriene

Linia	Rezistența [Ω]		Reactanța inductivă [Ω]	
	$R_L = R_L^+ = R_L^- = r^+ \cdot L$	$R_L^0 = r^0 \cdot L$	$X_L = X_L^+ = X_L^- = x^+ \cdot L$	$X_L^0 = x^0 \cdot L$
L_{BC}	$0,16 \cdot 50 = 8$	$0,38 \cdot 50 = 19$	$0,4 \cdot 50 = 20$	$1,3 \cdot 50 = 65$

Tabelul 12.13. Parametrii de calcul ai liniilor electrice aeriene în unități relative (ur)

Linia	Rezistența [u.r.]				Reactanța inductivă [u.r.]			
	$R_{L,ur} = R_L / Z_b$		$R_{L,ur}^0 = R_L^0 / Z_b$		$X_{L,ur} = X_L / Z_b$		$X_{L,ur}^0 = X_L^0 / Z_b$	
	Var. a	Var. b	Var. a	Var. b	Var. a	Var. b	Var. a	Var. b
L_{BC}	$\frac{8}{134,56} = 0,0594$	$\frac{8}{121} = 0,066$	$\frac{19}{134,56} = 0,142$	$\frac{19}{100} = 0,19$	$\frac{20}{134,56} = 0,149$	$\frac{20}{100} = 0,20$	$\frac{65}{134,56} = 0,483$	$\frac{65}{100} = 0,65$

„Dacă impedențele echipamentelor au fost calculate la nivelul de tensiune U_1 , iar la locul defectului tensiunea este U_2 , raportarea constă în multiplicarea impedențelor calculate la tensiunea U_1 , cu raportul $(U_2/U_1)^2$, pe liniile fără transformator, respectiv se vor diviza cu pătratul raportului de transformare al transformatorului, $K_T=U_{1T}/U_{2T}$, U_{1T} fiind tensiunea înfășurării de înaltă tensiune, iar U_{2T} tensiunea înfășurării de joasă tensiune, dacă există transformatoare și $(U_1/U_2) \neq (U_{1T}/U_{2T})$. În cazul blocurilor generator - transformator, raportarea impedenței generatorului la tensiunea înaltă a transformatorului (ridicător) se va face prin multiplicarea acesteia cu pătratul raportului de transformare, definit anterior.

b1) Scurtcircuit trifazat pe bara D – pentru calculul curentului inițial de scurtcircuit se neglijează rezistențele și se ia în considerare reactanța supratranzitorie a generatorului; coeficientul de corecție a impedenței de scurtcircuit a generatorului se consideră $K_G \approx 1$!

În figura 12.17, a se prezintă schema echivalentă la scurtcircuit în D în unități fizice, respectiv în figura 12.17, b schema echivalentă în unități relative.

A. Metoda mărimilor fizice

$$R_{G,K1} = R_G \cdot \frac{K_{T1}^2}{K_{T2}^2} = 0,004 \cdot \frac{(116/10,5)^2}{(110/6,6)^2} = 0,00176 \Omega;$$

$$X_{G,K1}'' = X_G'' \cdot \frac{K_{T1}^2}{K_{T2}^2} = 0,79 \cdot \frac{(116/10,5)^2}{(110/6,6)^2} = 0,347 \Omega;$$

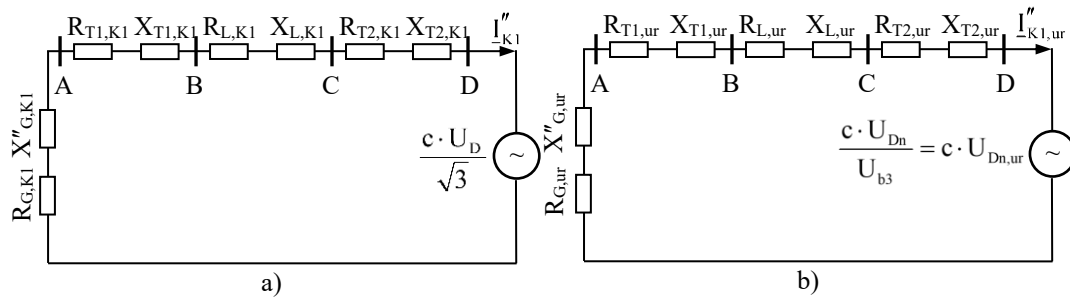


Fig.12.17. Scheme echivalente pentru scurtcircuit în D: a) în mărimi fizice; b) în mărimi relative.

$$R_{T1,K1} = \frac{R_{T1}}{K_{T2}^2} = \frac{2,96}{(110/6,6)^2} = 0,01065 \Omega; X_{T1,K1} = \frac{X_{T1}}{K_{T2}^2} = \frac{59,20}{(110/6,6)^2} = 0,2131 \Omega;$$

$$R_{L,K1} = \frac{R_L}{K_{T2}^2} = \frac{8}{(110/6,6)^2} = 0,0288 \Omega; X_{L,K1} = \frac{X_L}{K_{T2}^2} = \frac{20}{(110/6,6)^2} = 0,072 \Omega;$$

$$R_{T2,K1} = R_{T2} = 0,0165 \Omega; X_{T2,K1} = X_{T2} = 0,30 \Omega;$$

$$R_{ech,K1} = R_{G,K1} + R_{T1,K1} + R_{L,K1} + R_{T2,K1} = 0,00176 + 0,01065 + 0,0288 + 0,0165 = 0,05771 \Omega;$$

$$X_{ech,K1} = X_{G,K1}'' + X_{T1,K1} + X_{L,K1} + X_{T2,K1} = 0,347 + 0,2131 + 0,072 + 0,30 = 0,9321 \Omega;$$

$$I_{K1}'' \cong \frac{c \cdot U_{Dn}}{\sqrt{3} \cdot X_{ech,K1}} = \frac{1 \cdot 6}{\sqrt{3} \cdot 0,9321} = 3,716 \text{ kA};$$

$$K_{\text{soc},K1} = 1,02 + 0,98 \cdot e^{-3 \cdot R_{ech,K1}/X_{ech,K1}} = 1,02 + 0,98 \cdot e^{-3 \cdot 0,05771/0,9321} \approx 1,834;$$

$$i_{\text{soc},K1} = \sqrt{2} K_{\text{soc},K1} \cdot I_{K1}'' = \sqrt{2} \cdot 1,834 \cdot 3,716 = 9,638 \text{ kA}.$$

B. Metoda mărimilor raportate**Varianta a**

$$R_{ech,ur} = R_{G,ur} + R_{T1,ur} + R_{L,ur} + R_{T2,ur} = 0,00364 + 0,022 + 0,0594 + 0,0345 = 0,11954;$$

$$X_{ech,ur} = X_{G,ur}'' + X_{T1,ur} + X_{L,ur} + X_{T2,ur} = 0,718 + 0,44 + 0,149 + 0,625 = 1,932;$$

$$I_{K1,ur}'' \cong \frac{U_{Dn,ur}}{X_{ech,ur}} = \frac{6/6,96}{1,932} = 0,446;$$

$$I_{K1}'' = I_{K1,ur}'' \cdot I_{b3} = 0,446 \cdot 8,30 = 3,70 \text{ kA};$$

$$K_{\text{soc},K1} = 1,02 + 0,98 \cdot e^{-3 \cdot R_{ech,ur} / X_{ech,ur}} = 1,02 + 0,98 \cdot e^{-3 \cdot 0,11954 / 1,932} \approx 1,834.$$

Varianta b

$$R_{ech,ur} = 0,00488 + 0,0296 + 0,08 + 0,0458 = 0,16028;$$

$$X_{ech,ur} = 0,963 + 0,592 + 0,20 + 0,83 = 2,585;$$

$$I_{K1,ur}'' \cong \frac{U_{Dn,ur}}{X_{ech,ur}} = \frac{6/6}{2,585} = 0,386;$$

$$I_{K1}'' = I_{K1,ur}'' \cdot I_{b3} = 0,386 \cdot 9,62 = 3,71 \text{ kA};$$

$$K_{\text{soc},K1} = 1,02 + 0,98 \cdot e^{-3 \cdot 0,16028 / 2,585} \approx 1,834.$$

În concluzie se obțin aceleași rezultate atâta timp cât mărimile de bază sunt alese corect!

b2) Scurtcircuit trifazat pe bara C – pentru calculul curentului inițial de scurtcircuit se neglijează rezistențele și se ia în considerare reactanța supratranzitorie a generatorului; coeficientul de corecție a impedanței de scurtcircuit a generatorului se consideră $K_G \approx 1$!

În figura 12.18, a se prezintă schema echivalentă la scurtcircuit în C în unități fizice, respectiv în figura 12.18, b schema echivalentă în unități relative.

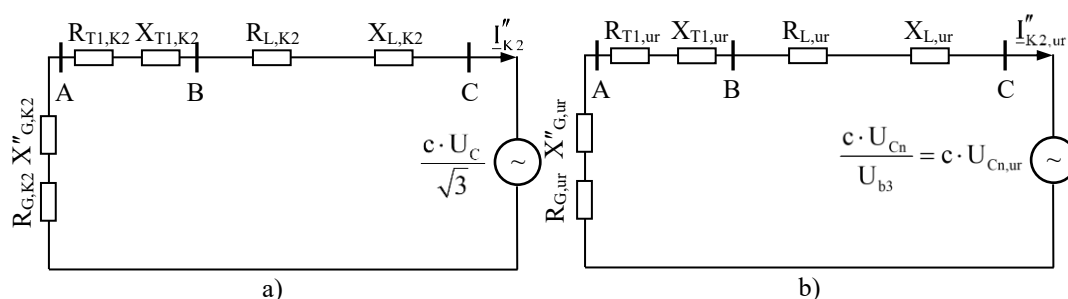


Fig.12.18. Scheme echivalente pentru scurtcircuit în D: a) în mărimi fizice; b) în mărimi relative.

A. Metoda mărimilor fizice

$$R_{G,K2} = R_G \cdot K_{T1}^2 = 0,004 \cdot (116/10,5)^2 = 0,488 \Omega;$$

$$X_{G,K2}'' = X_G'' \cdot K_{T1}^2 = 0,79 \cdot (116/10,5)^2 = 96,42 \Omega;$$

$$R_{T1,K2} = R_{T1} = 2,96 \Omega; \quad X_{T1,K2} = X_{T1} = 59,20 \Omega;$$

$$R_{L,K2} = R_L = 8 \Omega; \quad X_{L,K2} = X_L = 20 \Omega;$$

$$R_{ech,K2} = R_{G,K2} + R_{T1,K2} + R_{L,K2} = 0,488 + 2,96 + 8 = 11,448 \Omega;$$

$$X_{ech,K1} = X_{G,K1}'' + X_{T1,K1} + X_{L,K1} = 96,42 + 59,20 + 20 = 175,62 \Omega;$$

$$I_{K2}'' \cong \frac{c \cdot U_{Cn}}{\sqrt{3} \cdot X_{ech,K2}} = \frac{1 \cdot 110}{\sqrt{3} \cdot 175,62} = 0,362 \text{ kA};$$

$$K_{\text{soc},K2} = 1,02 + 0,98 \cdot e^{-3 \cdot R_{\text{ech},K2} / X_{\text{ech},K2}} = 1,02 + 0,98 \cdot e^{-3 \cdot 11,448 / 175,62} \approx 1,826 ;$$

$$i_{\text{soc},K2} = \sqrt{2} K_{\text{soc},K2} \cdot I''_{K2} = \sqrt{2} \cdot 1,826 \cdot 0,362 = 0,935 \text{ kA} .$$

B. Metoda mărimilor raportate (varianta b)

$$R_{\text{ech},ur} = 0,00488 + 0,0296 + 0,08 = 0,11448 ; X_{\text{ech},ur} = 0,963 + 0,592 + 0,20 = 1,755 ;$$

$$I''_{K2,ur} \cong \frac{cU_{Cn,ur}}{X_{\text{ech},ur}} = \frac{1 \cdot 110 / 100}{1,755} = 0,627 ;$$

$$I''_{K2} = I''_{K2,ur} \cdot I_{b2} = 0,627 \cdot 0,577 = 0,362 \text{ kA} ;$$

$$K_{\text{soc},K2} = 1,02 + 0,98 \cdot e^{-3 \cdot 0,11448 / 1,755} \approx 1,826 .$$

BIBLIOGRAFIE

- [1]. Dan Călin Peter, Radu-Adrian Tîrnovan, Cristian Barz, Instalații electrice, Editura U.T. Press, Cluj-Napoca, 2017, ISBN 978-606-737-262-5.
- [2]. Dan Călin Peter, Instalații de distribuție energiei electrice, Editura U.T. Press, Cluj-Napoca, 2000, ISBN 973-97791-6-6.
- [3]. Darie, S., Vădan, I., Producerea, Transportul și Distribuția Energiei Electrice. Instalații pentru Transportul și Distribuția energiei electrice, U.T. Press, Cluj Napoca 2003, ISBN 973-662-037-0.
- [4]. IEC 60909-0. Short-circuit currents in three-phase a.c. systems - Part 0: Calculation of currents.
- [5]. IEC 60909-1. Short-circuit currents in three-phase a.c. systems - Part 1: Factors for the calculation of short-circuit currents according to IEC 60909-0.
- [6]. www.schneider-electric.com. B. De Metz-Noblat, F. Dumas, G. Thomasset. Cahier Technique Schneider Electric no. 158. Calculation of short-circuit current, Technical collection, 2005.
- [7]. PE 134-95. Normativ privind metodologia de calcul al curenților de scurtcircuit în rețelele electrice cu tensiunea peste 1 kV. București, 1996.

ANEXĂ. PROGRAM ÎN MATLAB PENTRU CALCULUL POTENȚIALELOR NODURILOR ÎN REȚELE ELECTRICE FUNCȚIONÂND ÎN REGIM PERMANENT

Programul dezvoltat în MATLAB permite soluționarea problemei de regim permanent în rețelele electrice.

Rezolvarea regimului permanent poate fi realizată apelând la una dintre cele 4 metode de calcul propuse:

- 1) Metoda inversării matricei admitanțelor nodale, funcția - *f_Inversare*;
- 2) Metoda eliminării Gauss;
- 3) Metoda iterativă Gauss-Seidel, funcția - *f_Gauss_Seidel*;
- 4) Metoda Newton-Raphson varianta Ness, funcția - *f_Newton_Raphson_Ness*;
- 5) Metoda decuplată, funcția - *f_Decuplata*;

Se pot afișa ca rezultate în valori raportate (unități relative u.r.) următoarele:

- 1) Matricea de admitanțelor nodale calculată fie utilizând relațiile de definiție (Y_{nn_def} ;
- 2) Tensiunile nodurilor în mărimi complex, atât în coordonate carteziene cât și în coordonate polare;

1. Rețea de testare

În figura A.1, a este prezentată schema echivalentă monofază a rețelei de testare.

Mărimile prezentate sunt în valori raportate. Nodurile sunt numerotate de la 0 la 5, astfel:

- Nodul 0 este nodul dependent/referință („pământul”) cu potențial 0;
- Nodul 1 este nod de echilibrare a puterilor cu tensiunea fixată în modul și argument;
- Nodul 2 este nod generator puterea activă și valoarea efectivă a tensiunii constante;
- Nodurile 4 și 5 sunt noduri consumator cu puteri active și reactive constante;
- Nodul 3 este nod de transfer, adică un nod de consum zero.

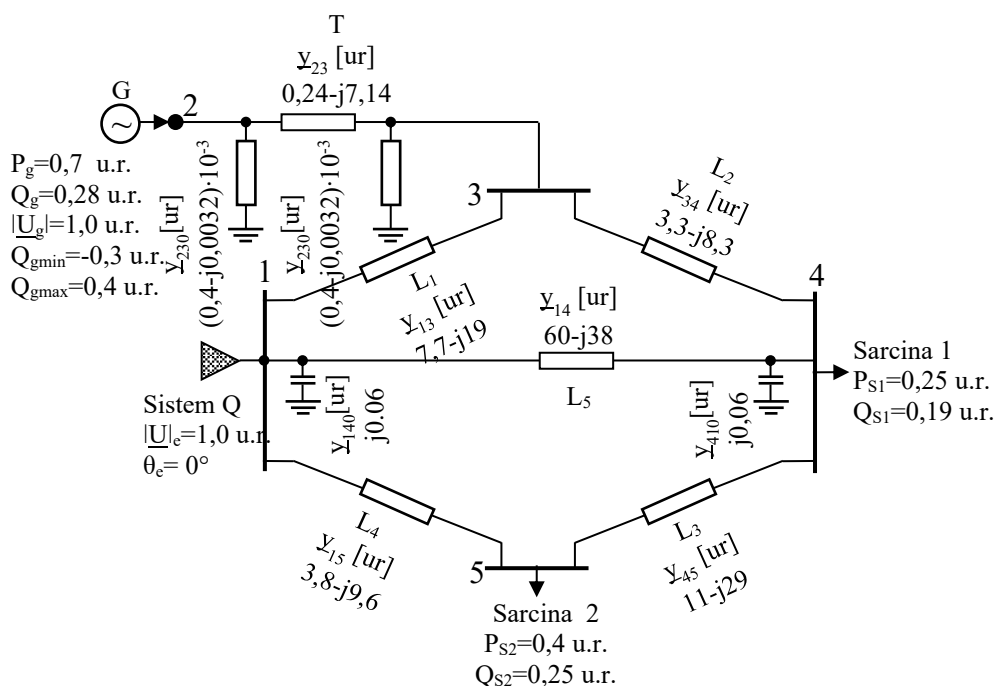
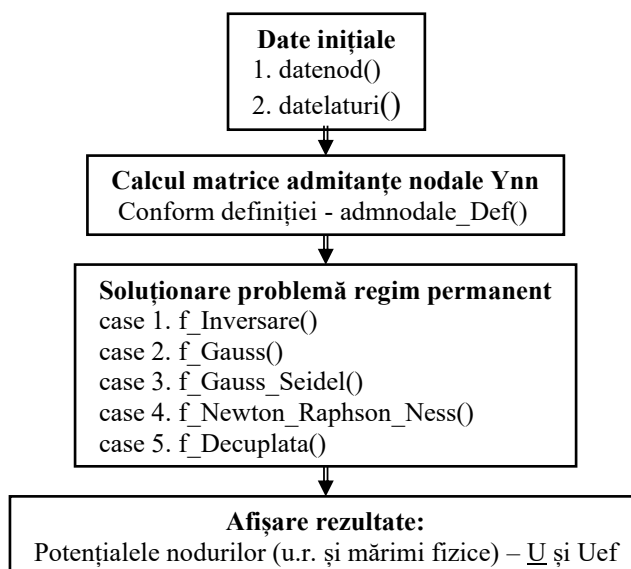


Fig.A.1. Schema echivalentă monofază în unități raportate a rețelei de test.

2. Diagrama programului



3. Program

% Date nodale pentru calculul regimului permanent

% R. Timovan

function busdata = datenod() % Introducere date noduri

%Retea 5 noduri independente

% |Bus | Type | Vsp | theta | PGi | QGi | PLi | QLi | Qmin | Qmax |

```
% busdata = [ 0  0  0.0  0  0.0  0  0  0  0  0;
               1  1  1.0  0  0.0  0  0  0  0  0;
               2  2  1.0  0  0.7  0.28 0  0  0.2  0.4;
               3  3  1.0  0  0.0  0  0.0  0.0  0  0;
               4  3  1.0  0  0.0  0  0.25  0.19  0  0;
               5  3  1.0  0  0.0  0  0.4  0.25  0  0];
```

% toate marimile sunt in unitati relative u.r.

% 0 - nod de referinta

% 1 - nod de echilibrare |U|, theta

% 2 - nod generator P, |U|

% 3 - nod consumator (load) P, Q

% Date laturi

% R. Timovan

function datelaturi = datelaturi() % Introducere date laturi

% % Date laturi 5 noduri independente

% % | Nod | Nod | yik |

% % |initial|final| u.r. |

```
% datelaturi = [0  1  complex(0.00,0.06);
                0  2  complex(0.4e-3,-0.32e-5);
```

```
0    3    complex(0.4e-3,-0.32e-5);
0    4    complex(0.00,0.06);
1    3    complex(7.7,-19);
1    4    complex(60,-38);
1    5    complex(3.8,-9.6);
2    3    complex(0.24,-7.14);
3    4    complex(3.3,-8.3);
4    5    complex(11,-29);];
```

```
% Formare matrice admitante nodale - admnodale_Def
```

```
% R. Tirnovan
```

```
function [ylaturi,zlaturi,ynn,znn,Ann] = admnodale_Def()    % Introducere matricea
admitantelor nodale
```

```
laturi = datelaturi(); %
nodinit = laturi(:,1); % nod initial
nodfin = laturi(:,2); % nod final
yl=laturi(:,3);
noduri = datenod(); % Calling "busdata6.m" for bus data.
nod = noduri(:,1); % Bus number.
nnod = size(nod,1)-1; % To get no. of buses
nlaturi=size(laturi,1);
ylaturi = zeros(nlaturi,nlaturi); % initializare matrice admitante laturi
```

```
% Formarea matricilor admitantelor laturilor
for i=1:nlaturi
    ylaturi(i,i)=laturi(i,3);
end
zlaturi=inv(ylaturi);
```

```
ynn = zeros(nnod,nnod);
% Formation of the Off Diagonal Elements...
for k=2:nlaturi,
    if nodinit(k)~=0
        ynn(nodinit(k),nodfin(k)) = -yl(k);
        ynn(nodfin(k),nodinit(k)) = -yl(k);
    end
end
```

```
% Formarea elementelor diagonale....
```

```
for m=1:nnod,
    for n=1:nlaturi,
        if nodinit(n)== m || nodfin(n) == m
            ynn(m,m) = ynn(m,m) + yl(n);
        end
    end
end
```

```
%Formare matrice admitante nodale YNN, NNXNN
znn = inv(ynn);    % Bus Impedance Matrix
```

% Program de calcul regim permanent - program principal

```
[ylaturi,zlaturi,Ynn,Znn,Ann] = admnodale_Def();%
laturi = datelaturi(); % Date laturi
nodinit = laturi(:,1); % Nod initial latura
nodfin = laturi(:,2); % Nod final latura
datenod = datenod(); % Date noduri
nod = datennod(:,1); % Numar nod
Nnod = size(nod,1); % Numar noduri
Nlat=size(nodinit,1);
%Eliminare nod de referinta
% fprintf('Matricea a =%2.0f iteratie2 =%2.0f eroare[%%]=%1.4f\n',it-it1,it1,100*eroare);
nnod=0;
for i=1:Nnod,
    if datennod(i,2) ~= 0
        nnod=nnod+1; % Numar noduri fara nodul "0"
        tip(nnod,1) = datennod(i,2); % Codificare nod: 0-Referinta(Pamant); 1-Nod echilibrare;
        2-PU; 3-PQ.
        U0(nnod,1)=datennod(i,3); %Potentiale noduri - complex
        th(nnod,1)= datennod(i,4); %Argument potentiale nodale
        Pgen(nnod,1) = datennod(i,5); % Puteri active generate (injectate) in noduri
        Qgen(nnod,1) = datennod(i,6); % Puteri reactive generate (injectate) in noduri
        Pcon(nnod,1) = datennod(i,7); % Puteri active consumate (ejectate) in noduri
        Qcon(nnod,1) = datennod(i,8); % Puteri reactive consumate (ejectate) in noduri
        Qmin(nnod,1) = datennod(i,9); % Limita inferioara a puterilor reactive generate
        Qmax(nnod,1) = datennod(i,10);% Limita superioara a puterilor reactive generate
    end
end
end
%*****
P0 = Pgen - Pcon; % Puterile active in noduri
Q0 = Qgen - Qcon; % Puterile reactive in noduri
intrare = input('Doriti afisarea matricei admitantelor laturilor ylaturi? d/n: ','s');
if intrare == 'd'
    fprintf('*****Ylaturi*****\n');
    fprintf(1,' Numar laturi = %2.0f\n',Nlat);
    fprintf('\n');
    for i=1:Nlat,
        for k=1:Nlat,
            fprintf(1,' %1.2f%+1.4fi ',real(ylaturi(i,k)),imag(ylaturi(i,k)));
        end
        fprintf('\n');
    end
end
end
intrare = input('Doriti afisarea matricei admitantelor nodale Ynn? d/n: ','s');
if intrare == 'd'
    fprintf('*****Ynn*****\n');
    fprintf(1,' Numar noduri independente = %2.0f\n',nnod);
```

```

fprintf('\n');
for i=1:nnod,
    for k=1:nnod,
        fprintf(1,' %2.3f%+2.3fi ',real(Ynn(i,k)),imag(Ynn(i,k)));
    end
    fprintf('\n');
end
end
Continuati=true;
while Continuati
    U=U0;P=P0;Q=Q0;
    eroare = 1;% Initializare eroare de calcul [ur]
    it = 0; % Initializare numar iteratii
    itmax=200; % Setare numar maxim iteratii
    it1=0;
    % Calcul putere initiala in nodul de echilibrare
    sumYe = 0;
    for k = 2:nnod % for 1
        sumYe = sumYe + conj(Ynn(1,k))* conj(U(k));
    end % end for 1
    Sinit=U(1)*conj(U(1))*conj(Ynn(1,1))+U(1)*sumYe;
    Continuati=false;
    intrare = input('Alegeti metoda de rezovare:\n 1: Metoda inversarii matricei admitantelor
nodale\n 2: Metoda iterativa Gauss-Seidel\n 3: Metoda variationala Newton-Raphson_Ness\n
4: Metoda Decuplata\n ','s');
    switch intrare
        case '1'
            z=1;
            fprintf('-----METODA INVERSARII MATRICEI ADMITANTELOR
NODALE [Ynn]-----\n');
        case '3'
            z=3;
            fprintf('-----METODA ITERATIVA GAUSS-SEIDEL-----\n');
        case '2'
            z=2;
            fprintf('-----METODA ELIMINARII GAUSS-----\n');
        case '4'
            z=4;
            fprintf('-----METODA NEWTON-RAPHSON_Ness-----\n');
        case '5'
            z=5;
            fprintf('-----METODA DECUPLATA-----\n');
        end
    while (eroare > 0.001)&&(it<=itmax) % Start of while loop
        it=it+1;
        switch z
            case 1
                [u,p,q,cod] = f_Inversare(nnod,U,Ynn,P,Q,Qmax,Qmin,tip);%Call Metoda Inversarii
            case 3

```

```

[u,p,q,cod] = f_Gauss_Seidel(nnod,U,Ynn,P,Q,Qmax,Qmin,tip);%Call Metoda Gauss-
Seidel
case 2
[u,p,q,cod] = f_Gauss(nnod,U,Ynn,P,Q,Qmax,Qmin,tip);%Call Metoda Gauss
case 4
[u,p,q,cod] = f_Newton_Raphson_Ness(nnod,U,Ynn,P,Q,Qmax,Qmin,tip);%Call
Metoda Newton-Raphson var. Ness
case 5
[u,p,q,cod] = f_Decuplata(nnod,U,Ynn,P,Q,Qmax,Qmin,tip);%Call Metoda Decuplata
end

U=u;P=p; Q=q;tip=cod;
% Calcul putere initiala in nodul de echilibrare 1
sumYe = 0;
for k = 2:nnod
    sumYe = sumYe + conj(Ynn(1,k))* conj(U(k)); % Uk * Yik
end
Sfin=U(1)*conj(U(1))*conj(Ynn(1,1))+U(1)*sumYe;

eroare=abs(Sfin-Sinit)/abs(Sfin);
Sinit=Sfin;
P(1)=real(Sfin);Q(1)=imag(Sfin);
end % End of while loop / Iteration

Ang = 180/pi*angle(U); % Final Bus Voltage Angles in Degree.
fprintf('\n');

fprintf('iteratie1 =%2.0f iteratie2 =%2.0f eroare[%%%]=%1.4f\n',it-it1,it1,100*eroare);
% fprintf('\n');
intrare = input('Pentru a continua afisarea rezultatelor apasati tasta Enter');
fprintf('*****Potentialele nodurilor*****\n');
fprintf('Nod U[u.r.] Uef[u.r] U[kV] Uef[kV] theta[grd]\n');
for i=1:nnod,
% fprintf(1,'%1.0f U[u.r.]=%1.4f%+1.4fi Uef[u.r.]=%1.4f U[kV]=%3.4f%+3.4fi
Uef[kV]=%3.4f
theta[grd]=%3.3f\n',i,real(U(i)),imag(U(i)),abs(U(i)),110*real(U(i)),110*imag(U(i)),abs(110*
U(i)),Ang(i));
fprintf(1,' %1.0f %1.4f%+1.4fi %1.4f %3.3f%+3.3fi %3.3f
%3.3f\n',i,real(U(i)),imag(U(i)),abs(U(i)),110*real(U(i)),110*imag(U(i)),abs(110*U(i)),Ang(
i));
end
fprintf('\n');
intrare = input('Pentru a continua afisarea rezultatelor apasati tasta Enter');
fprintf('*****Puterile injectate in noduri*****\n');
fprintf('Nod P[u.r.] P[MW] Q[u.r.] Q[Mvar]\n');
Sgc=0;
for i=1:nnod,
fprintf(1,' %1.0f %1.4f %2.3f %1.4f %2.3f\n',i,P(i),100*(P(i)),Q(i),100*(Q(i));
Sgc=Sgc+100*(P(i))+j*100*(Q(i));
end

```

```

fprintf('\n');
fprintf('Sfarsit afisare rezultate\n');
intrare = input('Reluati calculul cu o alta metoda ? d/n: ','s');
if intrare ~= 'n'|intrare ~= 'N'
    Continuati=true;
end
end
end

```

%1.METODA INVERSARII MATRICEI ADMITANTELOR NODALE [Ynn]

```

function [u,p,q,cod] = f_Inversare(nnod,U,Ynn,P,Q,Qmax,Qmin,tip);

Uprev=U;Ynnprim=Ynn(2:nnod,2:nnod);
for i = 2:nnod %for 1
    sumYi = 0;
    for k = 1:nnod % for 2
        if i ~= k % if 1
            sumYi = sumYi + Ynn(i,k)* U(k);
        end % end if 1
    end % end for 3
    if tip(i) == 2 % Calcul Qi pentru nodurile PU
        Q(i) = imag(U(i)*conj(sumYi + Ynn(i,i)*U(i))); % if 3
        if (Q(i) > Qmax(i)) || (Q(i) < Qmin(i)) % Verificare limite Qi if 4
            if Q(i) < Qmin(i)
                Q(i) = Qmin(i);
            else
                Q(i) = Qmax(i);
            end % end if 4
            tip(i) = 3;
        end % end if 3
    end % end if
end %for 1
%Calcul curenti innoduri
for k = 2:nnod % for 1
    crt(k-1)=(P(k)-j*Q(k))/conj(U(k))-Ynn(1,k)*U(1);
end % end for 1
crt=crt.';
%Metoda
inversarii*****
*
Uinv=inv(Ynnprim)*crt;
%end
inversarii*****
for i=2:nnod %for
    U(i)=Uinv(i-1);
    if tip(i) == 2 % Pentru nodurile de tip PU (generatoare) modulul tensiunii este fixat,
argumentul tensiunii variabila
        U(i) = pol2rect(abs(Uprev(i)), angle(U(i)));
    end % end if
end % end for
u=U;p=P; q=Q;cod=tip;

```

Metoda

%2. METODA ELIMINARII GAUSS

```

function [u,p,q,cod] = f_Gauss(nnod,U,Ynn,P,Q,Qmax,Qmin,tip);
Uprev=U;Ynnprim=Ynn(2:nnod,2:nnod);
for i = 2:nnod %for 1
    sumYi = 0;
    for k = 1:nnod % for 2
        if i ~= k % if 1
            sumYi = sumYi + Ynn(i,k)* U(k);
        end % end if 1
    end % end for 3
    if tip(i) == 2 % Calcul Qi pentru nodurile PU
        Q(i) = imag(U(i)*conj(sumYi + Ynn(i,i)*U(i))); % if 3
        if (Q(i) > Qmax(i)) || (Q(i) < Qmin(i)) % Verificare limite Qi if 4
            if Q(i) < Qmin(i)
                Q(i) = Qmin(i);
            else
                Q(i) = Qmax(i);
            end % end if 4
            tip(i) = 3;
        end % end if 3
    end % end if
end %for 1
%Calcul curenti innoduri
for k = 2:nnod % for 1
    B(k-1)=(P(k)-j*Q(k))/conj(U(k))-Ynn(1,k)*U(1);
end % end for 1
B=B.';
A=Ynnprim;
n=nnod-1;
for p = 1:n-1,
    for i = p+1:n,
        t=A(i,p)/A(p,p);
        for k = 1:n,
            A(i,k)= A(i,k)-t*A(p,k);
        end
        B(i)=B(i)-t*B(p);
    end
end
% Calculul vectorului solutiei X
X(n) = B(n)/A(n,n);
for i=1:(n-1),
    Suma = 0;
    m=n-i;
    for k=m+1:n,
        Suma=Suma+A(m,k)*X(k);
    end
    X(m)=(B(m)-Suma)/A(m,m);
end
u(1)=U(1);

```

```

u(2:nnod)=X;
for i=2:nnod %for
    if tip(i) == 2 % Pentru nodurile de tip PU (generatoare) modulul tensiunii este fixat,
        argumentul tensiunii variabila
            u(i) = pol2rect(abs(Uprev(i)), angle(u(i)));
        end % end if
    end % end for
p=P; q=Q;cod=tip;
%5. METODA ITERATIVA GAUSS-SEIDEL
function [u,p,q,cod] = f_Gauss_Seidel(nnod,U,Ynn,P,Q,Qmax,Qmin,tip);

```

```

Uprev=U;
for i = 2:nnod %for 1
    sumYi = 0;
    for k = 1:nnod % for 2
        if i ~= k % if 1
            sumYi = sumYi + Ynn(i,k)* U(k);
        end % end if 1
    end % end for 3
    if tip(i) == 2 % Calcul Qi pentru nodurile PU
        Q(i) = imag(U(i)*conj(sumYi + Ynn(i,i)*U(i))); % if 3
        if (Q(i) > Qmax(i)) || (Q(i) < Qmin(i)) % Verificare limite Qi if 4
            if Q(i) < Qmin(i)
                Q(i) = Qmin(i);
            else
                Q(i) = Qmax(i);
            end % end if 4
            tip(i) = 3;
        end % end if 3
    end % end if

```

```

%Metoda Gauss-
Seidel*****
    U(i) = (1/Ynn(i,i))*((P(i)-j*Q(i))/conj(U(i)) - sumYi); % Compute Bus Voltages.
%End metoda Gauss-
Seidel*****

```

```

    if tip(i) == 2 % For PV Buses, Voltage Magnitude remains same, but Angle changes.
        U(i) = pol2rect(abs(Uprev(i)), angle(U(i)));
    end
end
u=U;p=P; q=Q;cod=tip;

```

%6. METODA NEWTON-RAPHSON_Ness

```
function [u,p,q,cod] = f_Newton_Raphson_Ness(nnod,U,Ynn,P,Q,Qmax,Qmin,tip);
```

```

Umag=abs(U);Uprev=U;G=real(Ynn);B=imag(Ynn);th=angle(U);
for i=1:nnod,
    S=0;
    for k=1:nnod,

```

```

    S=S+U(i)*conj(U(k))*conj(Ynn(i,k));
end
Pcalc(i)=real(S);Qcalc(i)=imag(S);
if tip(i) == 2 % Computing Qi for PU bus
    Q(i) = Qcalc(i);
    if (Q(i) > Qmax(i)) || (Q(i) < Qmin(i)) % Checking for Qi Violation.
        if Q(i) < Qmin(i) % Whether violated the lower limit.
            Q(i) = Qmin(i);
        else % No, violated the upper limit.
            Q(i) = Qmax(i);
        end
    end
    tip(i) = 3; % If Violated, change PU bus to PQ bus.
end
end
end
eroarep=P-Pcalc'; eroareq=Q-Qcalc';
for i=1:nnod-1,
    ii=i+1;
    for k=1:nnod-1
        kk=k+1;
        H(i,k)=Umag(ii)*Umag(kk)*(G(ii,kk)*sin(th(ii)-th(kk))-B(ii,kk)*cos(th(ii)-th(kk)));
        N(i,k)=Umag(ii)*Umag(kk)*(G(ii,kk)*cos(th(ii)-th(kk))+B(ii,kk)*sin(th(ii)-th(kk)));
        L(i,k)=H(i,k);
        M(i,k)=-N(i,k);
    end
    H(i,i)=-Qcalc(ii)-B(ii,ii)*Umag(ii)^2;
    L(i,i)=+Qcalc(ii)-B(ii,ii)*Umag(ii)^2;
    N(i,i)=Pcalc(ii)+G(ii,ii)*Umag(ii)^2;
    M(i,i)=+Pcalc(ii)-G(ii,ii)*Umag(ii)^2;
end
% Formare jacobian si calcul variatii argument si potential
jacob=[H N;M L];
eroarepq=[eroarep(2:nnod);eroareq(2:nnod)];
corr=inv(jacob)*eroarepq;
th=th+[0;corr(1:nnod-1)];
Umag=Umag+[0;Umag(2:nnod)].*corr(nnod:2*nnod-2)];
%eroare=max(abs(eroarepq));
for i=1:nnod,
    U(i)=Umag(i)*complex(cos(th(i)),sin(th(i)));
    if tip(i) == 2 % For PU Buses, Voltage Magnitude remains same, but Angle changes.
        U(i) = pol2rect(abs(Uprev(i)),angle(U(i)));
        Umag(i)=abs(Uprev(i));
    end
end
end
u=U;p=P; q=Q;cod=tip;
%8. METODA DECUPLATA


---


function [u,p,q,cod] = f_Decuplata(nnod,U,Ynn,P,Q,Qmax,Qmin,tip);
Umag=abs(U);Uprev=U;G=real(Ynn);B=imag(Ynn);th=angle(U);
for i=1:nnod,
    S=0;

```

```

for k=1:nnod,
    S=S+U(i)*conj(U(k))*conj(Ynn(i,k));
end
Pcalc(i)=real(S);Qcalc(i)=imag(S);
if tip(i) == 2 % Computing Qi for PU bus
    Q(i) = Qcalc(i);
    if (Q(i) > Qmax(i)) || (Q(i) < Qmin(i)) % Checking for Qi Violation.
        if Q(i) < Qmin(i) % Whether violated the lower limit.
            Q(i) = Qmin(i);
        else % No, violated the upper limit.
            Q(i) = Qmax(i);
        end
    end
    tip(i) = 3; % If Violated, change PU bus to PQ bus.
end
end
eroarep=P-Pcalc'; eroareq=Q-Qcalc';
for i=1:nnod-1
    ii=i+1;
    for k=1:nnod-1
        kk=k+1;
        H(i,k)=Umag(ii)*Umag(kk)*(G(ii,kk)*sin(th(ii)-th(kk))-B(ii,kk)*cos(th(ii)-th(kk)));
    end
    H(i,i)=-Qcalc(ii)-B(ii,ii)*Umag(ii)^2;
end
% Calcul corectii
eroarepq=[eroarep(2:nnod);eroareq(2:nnod)];
eroarepc=eroarep(2:nnod);
corrth=inv(H)*eroarepc;
th=th+[0;corrth(1:nnod-1)];
for i=1:nnod-1
    ii=i+1;
    for k=1:nnod-1
        kk=k+1;
        L(i,k)=Umag(ii)*Umag(kk)*(G(ii,kk)*sin(th(ii)-th(kk))-B(ii,kk)*cos(th(ii)-th(kk)));
    end
    L(i,i)=Qcalc(ii)-B(ii,ii)*Umag(ii)^2;
end
eroareqc=eroareq(2:nnod);
corrUmag=inv(L)*eroareqc;
Umag=Umag+[0;Umag(2:nnod).*corrUmag(1:nnod-1)];
%eroare=max(abs(eroarepq));
for i=1:nnod
    U(i)=Umag(i)*complex(cos(th(i)),sin(th(i)));
    if tip(i) == 2 % Corectie tensiune pentru nodurile de tip PU
        U(i) = pol2rect(abs(Uprev(i)), angle(U(i)));
        Umag(i)=abs(Uprev(i));
    end
end
end
u=U;p=P; q=Q;cod=tip;

```