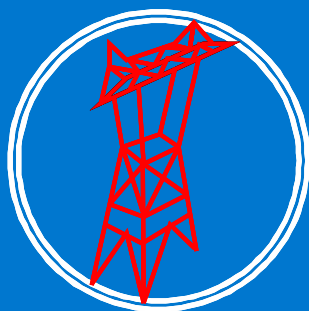
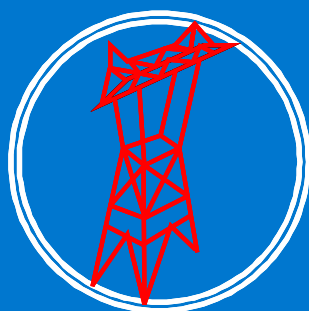


**Dan Călin PETER  
Radu-Adrian TÎRNOVAN  
Cristian BARZ**



# **INSTALAȚII ELECTRICE**



**UTPRESS  
Cluj-Napoca, 2020  
ISBN 978-606-737-443-8**

**Dan Călin PETER  
Radu-Adrian TÎRNOVAN  
Cristian BARZ**

# **INSTALAȚII ELECTRICE**



**Editura UTPRESS  
Cluj-Napoca, 2020  
ISBN 978-606-737-443-8**



Editura U.T.PRESS  
Str. Observatorului nr. 34  
C.P. 42, O.P. 2, 400775 Cluj-Napoca  
Tel.:0264-401999  
e-mail: utpress@biblio.utcluj.ro  
<http://biblioteca.utcluj.ro/editura>

Director: Ing. Călin D. Câmpean

Pregătire format electronic: Ing. Călin D. Câmpean

Recenzia: Prof. dr. ing. Liviu Emil Petrean  
Prof. dr. ing. Ioan Vădan

Copyright © 2020 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 978-606-737-443-8**

## **Capitolul 1**

### **INSTALAȚII ELECTRICE LA CONSUMATORI**

#### **Cuprins**

1. Instalații electrice la consumatori .....	2
1.1. Definiții .....	2
1.2. Compunerea instalațiilor electrice la consumatori.....	4
1.3. Cerințele impuse instalațiilor de distribuție a energiei electrice .....	6
1.3.1. Continuitatea alimentării cu energie electrică a consumatorilor..	6
1.3.2. Calitatea energiei electrice furnizate consumatorilor.....	8
1.3.2.1. Indicatorii primari de calitate a energiei electrice.....	8
1.3.2.2. Indicatorii secundari de calitate a energiei electrice .....	9
Bibliografie.....	11

## 1. INSTALAȚII ELECTRICE LA CONSUMATORI

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).

Avantajele deosebite pe care le prezintă energia electrică în raport cu alte forme de energie - 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. - au determinat extinderea continuă a domeniilor de utilizare a acesteia și implicit a crescut numărul și puterea instalațiilor destinate acestui scop.

Deoarece energia electrică solicitată de consumatorii industriali, casnici și edilitari nu poate fi stocată, ea trebuie utilizată chiar în momentul producerii sale. Această condiție este îndeplinită, deoarece instalațiile de producere, transport, distribuție și utilizare a energiei electrice formează un sistem unic - *sistemul electroenergetic* (SEE) sau *sistemul electric*.

Instalațiile de distribuție asigură alimentarea cu energie electrică a consumatorilor. Ele reprezintă un element esențial al sistemului electroenergetic.

Obiectul acestei lucrări îl reprezintă instalațiile de distribuție a energiei electrice la joasă și medie tensiune.

### 1.1. DEFINIȚII [2]

*Sistemul electroenergetic (electric)* este alcătuit din totalitatea instalațiilor care concură la producerea, transportul, distribuția și utilizarea energiei electrice, interconectate într-un anumit mod și având un regim comun și continuu de producere și consum a energiei electrice.

Echipamentele componente principale ale sistemului electroenergetic sunt: generatoarele electrice din centrale, transformatoarele din stații și posturi de transformare, liniile de transport și distribuție și consumatorii de energie electrică. Pe lângă acestea, din cadrul SEE fac parte și alte echipamente cum ar fi cele de comutație, automatizare etc., necesare pentru buna funcționare a sistemului.

În figura 1.1 se prezintă structura unui sistem electroenergetic.

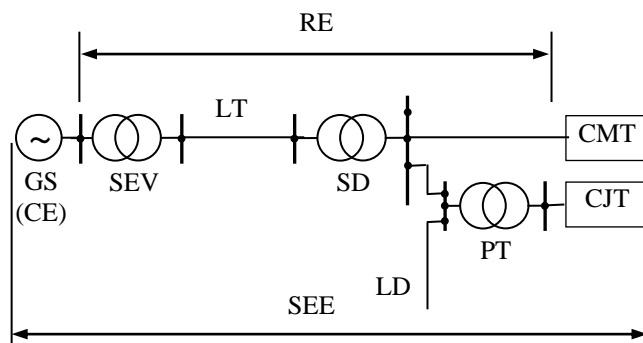


Fig. 1. 1. Structura unui sistem electroenergetic: GS-generator sincron; CE-centrală electrică; SEV-stație de evacuare; LT-linie de transport; SD-stație de distribuție; LD-linie de distribuție; PT-post de transformare; CMT-consumator de medie tensiune; CJT- consumator de joasă tensiune.

*Rețeaua electrică* reprezintă partea sistemului electroenergetic destinată transportului și distribuției energiei electrice. Ea cuprinde linii electrice aeriene (LEA) și în cablu (LEC), stații de transformare, posturi de transformare, puncte de alimentare, puncte de conexiuni, tablouri de distribuție.

*Instalația electrică* definește un ansamblu de echipamente electrice, interconectate într-un spațiu dat, formând un tot unitar și având un scop funcțional bine determinat.

*Echipament electric* este denumit, în general, orice dispozitiv întrebuințat pentru producerea, transportul, transformarea, distribuția și utilizarea energiei electrice. Echipamentele în care energia electrică se transformă în alte forme de energie utilă (mecanică, termică, luminoasă etc.) se numesc *receptoare electrice*. Acestea intră în componența consumatorilor de energie electrică.

*Consumator de energie electrică* este orice persoană fizică sau juridică care cumpără energie electrică pentru consumul propriu și, eventual, pentru un subconsumator racordat în condițiile legii la instalațiile sale. Drept consumator de energie electrică se consideră ansamblul instalațiilor electrice de distribuție și utilizare aferente unei întreprinderi, instituții sau colectivități.

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.

## 1.2. COMPUNEREA INSTALAȚIILOR ELECTRICE LA CONSUMATORI

Alimentarea cu energie electrică a consumatorilor se poate face, în funcție de puterea maximă solicitată, la joasă tensiune (JT), medie tensiune (MT) sau înaltă tensiune (IT).

Racordarea la sistemul electric a consumatorilor se poate realiza direct, la rețeaua zonală sau prin intermediul transformatoarelor.

Dacă puterea maximă solicitată este mai mică decât 30 kVA, consumatorul poate fi racordat direct la rețeaua zonală de 0,4 kV, iar dacă puterea nu depășește 7,5 MVA, racordarea se poate face direct la rețeaua zonală de medie tensiune.

Racordarea directă a consumatorilor la rețeaua de joasă tensiune a furnizorului de energie electrică, se poate face (dacă nu se stabilește altfel prin contractul de furnizare) prin [5]:

- branșament monofazat, pentru puteri mai mici decât 11 kVA;
- branșament trifazat, pentru puteri cuprinse între 11 kVA și 30 kVA.

Instalațiile electrice la consumator se compun din:

- receptoarele electrice;
- rețele electrice și punctele de alimentare;
- echipamentele de conectare, protecție, măsură etc.

Structura generală a instalațiilor electrice la consumatori industriali este prezentată în figura 1.2 [1].

În schema din figura 1.2, alimentarea cu energie electrică a consumatorului, alcătuit din receptoarele de joasă tensiune  $M_{JT}$  și cele de medie tensiune  $M_{MT}$ , se poate realiza la înaltă tensiune sau la medie tensiune de la stația SSE a sistemului energetic. Dacă stația electrică a consumatorului este o stație de transformare ST (ÎT/MT), racordarea acesteia la stația SSE a sistemului electric se face prin intermediul racordului de înaltă tensiune 1 (linie electrică aeriană sau subterană). Dacă stația electrică a consumatorului este o stație de distribuție (SD), racordul 1 este tot de medie tensiune. În fine, dacă alimentarea cu energie a consumatorului se face prin intermediul unui singur post de transformare PT, acesta se racordează direct la barele de medie tensiune ale stației sistemului (în stânga figurii).

Racordarea consumatorilor la sistemul electroenergetic național se face, de regulă, printr-o singură linie electrică de alimentare. Aceasta va fi prevăzută cu numărul minim de circuite necesare tranzitului energiei electrice în condiții economice și la parametri de calitate și siguranță ceruți de consumator.

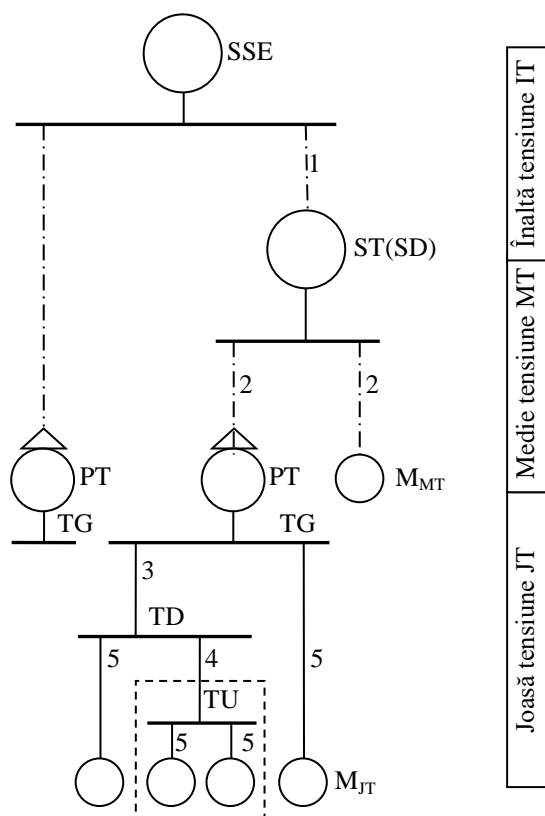


Fig. 1. 2. Componerea instalațiilor electrice la consumator: SSE - stația sistemului electric; ST(SD) - stația de transformare (distribuție); PT - post de transformare; TG - tablou general de distribuție; TD - tablou de distribuție; TU - tablou de forță utilaj; M<sub>MT</sub> - receptor de medie tensiune; M<sub>JT</sub> - receptor de joasă tensiune; 1 - racord înaltă tensiune; 2 - distribuitor; 3 - coloană; 4 - circuit utilaj; 5 - circuit receptor.

Punctul de separație între furnizor și consumator se numește *punct de delimitare*. Două puncte de delimitare se consideră distincte dacă prin fiecare din ele se poate asigura puterea necesară la consumator, în cazul dispariției tensiunii în celălalt punct, la parametrii de calitate și de siguranță stabiliți prin proiect. Asigurarea continuității în alimentarea consumatorului din puncte de delimitare distincte presupune funcționarea reușită a automatizării de sistem și a sistemului de alimentare extern în ansamblu.

Nodul electric din amonte de punctul de delimitare constituie sursa în raport cu consumatorul considerat.

Din punctul de alimentare, reprezentat de barele stației ST (sau SD), se alimentează diferitele posturi de transformare PT, precum și receptoarele de medie tensiune M<sub>MT</sub>, prin intermediul liniilor 2, numite distribuitoare.

De la barele de joasă tensiune ale posturilor de transformare se



alimentează receptoarele de joasă tensiune  $M_{JT}$  ale consumatorului. Receptoarele mai importante sau cele de puteri mai mari se racordează adeseori direct la tabloul general TG. În general, se realizează puncte de distribuție intermediare, reprezentate de tablourile de distribuție TD. Liniile care alimentează tablourile de distribuție se numesc coloane. O parte din receptoarele de joasă tensiune sunt grupate pe utilaje care având o instalație electrică proprie, au și un tablou de distribuție TU al utilajului. Linia 4, care leagă tabloul de utilaj la tabloul de distribuție constituie un circuit de utilaj. Liniile de alimentare 5 ale receptoarelor se numesc circuite.

Instalația electrică inseriată între sursă și un punct de consum considerat se numește cale de alimentare, aceasta putând cuprinde linii aeriene și în cabluri, întreruptoare, separatoare, transformatoare, reactoare etc. Indisponibilitatea oricărui element nerezervat al căii de alimentare conduce la întreruperea alimentării în punctul de consum respectiv.

Două căi de alimentare se consideră independente dacă un defect unic sau lucrările de reparații și întreținere la elementele unei căi nu conduc la scoaterea din funcțiune a celeilalte căi.

Întreruperea căilor de alimentare a unui consumator poate fi:

- simplă, în cazul disponibilității accidentale sau programate a unei singure căi de alimentare;
- dublă sau multiplă, care afectează în același timp două sau mai multe căi de alimentare care se rezervează reciproc.

### **1.3. CERINȚELE IMPUSE INSTALAȚIILOR DE DISTRIBUȚIE A ENERGIEI ELECTRICE**

Principalele cerințe impuse instalațiilor de distribuție a energiei electrice sunt [1]:

- continuitatea alimentării cu energie electrică a consumatorilor;
- calitatea energiei electrice furnizate consumatorilor;

#### **1.3.1. Continuitatea alimentării cu energie electrică a consumatorilor**

Continuitate este o caracteristică a alimentării cu energie electrică care se referă la durata și frecvența întreruperilor în livrarea energiei electrice.

Furnizorul de energie electrică are obligația să asigure continuitatea în alimentare în limitele nivelului de siguranță precizat în contract sau în Standardul de performanță pentru serviciul de furnizare a energiei electrice, dacă consumatorul nu contractează direct serviciul de distribuție/transport [4].

Întreruperea alimentării cu energie electrică afectează consumatorii în mod diferit. În funcție de natura efectelor produse de întreruperea alimentării cu energie electrică, receptoarele se clasifică în două categorii:

- normale, pentru care se asigură o singură sursă de alimentare pe una sau mai multe căi;
- vitale, la care întreruperea în alimentarea cu energie electrică poate duce la explozii, incendii, distrugerii de utilaje sau pierderi de vieți omenești. În această categorie intră, spre exemplu: calculatoarele de proces, instalațiile de ventilație și evacuare a gazelor nocive sau a amestecurilor explozive, instalațiile de răcire la cuptoarele de inducție, receptoarele ce asigură funcționarea unei săli de operație, pompele destinate stingerii incendiului, corpurile de iluminat pentru iluminatul de siguranță etc. Pentru acestea se asigură două sau mai multe surse de alimentare.

Alimentarea de la o singură sursă se face în cazul consumatorilor care conțin receptoare normale, care nu cer siguranță mărită în funcționare. Sursa este, de regulă, sistemul electroenergetic.

Când se dorește o siguranță mai mare în funcționare, fără ca receptoarele să se încadreze în categoria de receptoare vitale, alimentarea se face de la o singură sursă, dar pe două sau trei căi de alimentare. În acest caz una dintre căile de alimentare reprezintă *alimentarea de bază* sau *alimentarea normală* cu energie electrică. Ea asigură alimentarea cu energie electrică a receptoarelor unui consumator, în regim normal de funcționare. Celelalte căi de alimentare reprezintă *alimentări de rezervă*. Alimentarea de rezervă asigură alimentarea cu energie electrică a receptoarelor consumatorului în cazul indisponibilității alimentării de bază. În acest fel, la defectarea căii de bază, alimentarea receptoarelor nu se întrerupe fiind asigurată de calea de rezervă [5]. Trecerea de pe alimentarea de bază pe cea de rezervă se poate face manual sau automat (prin AAR - anclanșarea automată a rezervei).

Alimentarea de la două sau mai multe surse se realizează când în componența consumatorului se află receptoare vitale. Alimentarea din sistemul energetic, indiferent de numărul căilor, este considerată alimentare de la o singură sursă. Pentru consumatorii care au în componență receptoare vitale trebuie asigurată o cale suplimentară de alimentare, numită *alimentare de securitate*, care la indisponibilitatea căii de bază sau de rezervă, asigură alimentarea cu energie electrică a unui grup restrâns de receptoare, în scopul evitării unor fenomene periculoase la consumator. Alimentarea de securitate se realizează de la o sursă proprie de energie, aparținând consumatorului: centrală proprie, generatoare sincrone mici acționate de motoare cu ardere internă sau motoare Diesel, baterii de acumulare, UPS-uri (uninterruptible power supply).

### 1.3.2. Calitatea energiei electrice furnizate consumatorilor

Calitatea energiei electrice reprezintă o cerință esențială în exploatarea rețelelor electrice și se apreciază în funcție de *indicatorii de calitate a energiei electrice*, care se pot clasifica în două grupe:

- indicatori primari, care depind în primul rând de furnizor;
- indicatori secundari, care sunt influențați de funcționarea consumatorilor considerați perturbatori.

#### 1.3.2.1. Indicatorii primari de calitate a energiei electrice

Indicatorii primari de calitate sunt:

- frecvența;
- amplitudinea tensiunii de alimentare;
- supratensiuni temporare și tranzitorii;
- goluri de tensiune;
- întreruperi în alimentarea cu energie electrică.

Primii patru indicatori se referă la calitatea produsului (energia), iar ultimul indicator se referă la calitatea serviciului (alimentarea cu energie electrică).

*Frecvența* este controlată prin reglajul P-f (putere activă - frecvență). Frecvența nominală a SEN este de 50 Hz.

Limitele normate de variație a frecvenței în funcționare sunt [5]:

- $49,50 \div 50,50$  Hz ( $50 \pm 1\% \cdot 50$ ), timp de 99,5 % din an;
- $47,00 \div 52,00$  Hz, ( $50 - 6\% \cdot 50$ ,  $50 + 4\% \cdot 50$ ), pentru restul anului;

*Amplitudinea tensiunii de alimentare* este controlată de reglajul Q-U (putere reactivă - tensiune), al ploturilor transformatoarelor și al autotransformatoarelor din rețea.

Abaterea procentuală admisă a tensiunii de serviciu față de tensiunea nominală este de [5]:

- $\pm 10\%$ , pentru 95% din săptămână;
- $-15\%$ ,  $+10\%$ , pentru restul săptămânii.

Reglarea frecvenței și a nivelului de tensiune se fac de regulă corelat.

*Supratensiuni* se consideră ca toate cazurile în care tensiunea pe bare depășește cu mai mult de 10% tensiunea nominală. Supratensiunile sunt limitate și controlate prin sistemele de protecție contra supratensiunilor.

*Golurile de tensiune* reprezintă scăderea bruscă a tensiunii la o valoare între 90% și 1% din valoarea contractuală, urmată de revenirea tensiunii după o scurtă perioadă de timp. Convențional, durata unui gol de tensiune este între 10 ms și 3 s.

Golurile de tensiune sunt determinate de scurtcircuite în rețeaua electrică și sunt înlăturate odată cu separarea defectului de către protecția prin rele (de obicei, în cel mult 0,3 s).

Tensiune de alimentare contractuală (tensiune declarată) reprezintă, în mod normal, tensiunea nominală  $U_n$  a rețelei. La medie și înaltă tensiune, drept urmare a unui acord între operatorul de distribuție (OD) și utilizator, tensiunea de alimentare contractuală poate fi diferită de tensiunea nominală.

Întreruperile în alimentarea cu energie electrică se caracterizează prin micșorarea simultană a valorilor efective ale tensiunilor de linie sub 1% din tensiunea contractuală în punctul de delimitare.

În funcție de durata lor, întreruperile pot fi [3]:

- tranzitorii, având durata  $t$  de maximum o secundă ( $t \leq 1$  s);
- scurte, cu durata între 1s și 3min ( $1 \text{ s} < t \leq 3 \text{ min}$ );
- lungi, cu durata de peste 3min ( $t > 3 \text{ min}$ ).

Întreruperile în alimentarea cu energie electrică sunt specificate în contractele de furnizare a energiei electrice, cu excepția celor tranzitorii și de scurtă durată produse de automatica de sistem (RAR, AAR), care depind de performanțele echipamentelor folosite.

### 1.3.2.2. Indicatorii secundari de calitate a energiei electrice

Indicatorii secundari se referă la următoarele perturbații produse de consumatori:

- armonici și interarmonici (regimuri nesinusoidale);
- fluctuații de tensiune (flicker);
- nesimetrii.

Armonicile sunt generate, în principal, de sarcinile neliniare din rețea.

Efectul deformant al receptoarelor asupra undelor de curent și tensiune poate fi pus în evidență cu ajutorul factorului de distorsiune armonică (THD - total harmonic distortion factor). Valoarea lui THD pentru o tensiune nesinusoidală se determină cu relația [3]:

$$\text{THD} = \frac{1}{U_1} \times \sqrt{\sum_{i=2}^{40} (U_i^2)}, \quad (1.1)$$

unde  $U_1$  este valoarea efectivă a fundamentalei, iar  $U_i$  este valoarea efectivă a armonicii de tensiune de ordinul  $i$ .

Factorul de distorsiune a tensiunii la JT și MT trebuie să fie mai mic sau egal cu 8 %.

În condiții normale de funcționare, tensiunile armonice în punctele de delimitare, la JT și MT, nu trebuie să depășească limitele maxime indicate în tabelul 1.1, timp de 95% din săptămână [3].

Tabelul 1.1. Valorile efective ale armonicilor de tensiune [3]

Armonici impare (% din fundamentală):						Armonici pare (% din fundamentală):	
Nu multiplu de 3				Multiplu de 3			
Rang	Prag	Rang	Prag	Rang	Prag	Rang	Prag
5	6%	13	3%	3	5%	2	2%
7	5%	17	2%	9	1,5%	4	1%
11	3,5%	19, 23 și 25	1,5%	15 și 21	0,5%	6 la 24	0,5%

Dacă valoarea coeficientului de distorsiune a undei de tensiune depășește valorile indicate anterior, apar în mod sigur probleme în funcționarea receptoarelor.

Regimurile deformante sunt însoțite de următoarele efecte negative:

- cupluri parazite în mașinile electrice;
- erori ale aparatelor de măsurare;
- fenomene de rezonanță armonică, având drept consecințe supracurenți, supratensiuni și perturbații în rețelele de telecomunicații.

Supracurenții pot provoca supraîncălzirea căilor de curent și mărirea pierderilor de putere în rețele și condensatoare, iar supratensiunile prelungite pot produce deteriorarea cablurilor și a dielectricului condensatoarelor.

Pentru limitarea armonicilor de tensiune (și curent) la un nivel redus se iau următoarele măsuri:

- generatoarele, prin construcție, trebuie să furnizeze tensiuni electromotoare lipsite de armonici;
- evitarea, prin proiectare, construcție și exploatare, a domeniilor neliniare de funcționare a elementelor din sistem (exemplu saturația la transformatoare);
- utilizarea filtrelor de absorbție, la consumatorii importanți, care constituie surse de armonici (de exemplu stații de redresare).

*Interarmonicile* sunt semnale a căror frecvență nu este multiplu al frecvenței fundamentale. Unele dintre acestea sunt generate de sarcinile neliniare, iar altele sunt intenționat injectate de distribuitor, pentru telecomanda releelor sau pentru a comuta tarifele consumatorilor casnici sau industriali.

Deși majoritatea receptoarelor nu sunt perturbate de către fluctuațiile de tensiune deoarece amplitudinea acestora este cuprinsă în domeniul admis pentru variația tensiunii de alimentare ( $\pm 10\% U_n$ ), ele influențează fluxul luminos al lămpilor, creând o pâlpâire a luminii - *efectul de flicker*. Aceste pâlpâiri, având o frecvență cuprinsă în banda (0,5÷25) Hz, pot fi receptate, sub forma unei jene vizuale, chiar pentru fluctuații ale tensiunii mai mici de 1%.

*Gradul de simetrie al sistemului trifazat de tensiuni* este o cerință de calitate, care impune ca în toate nodurile sistemului să existe un sistem trifazat simetric de tensiuni. Pentru asigurarea acestui deziderat este necesar ca generatoarele sincrone din sistem să furnizeze un sistem trifazat simetric de tensiuni, iar elementele din sistem să fie echilibrate trifazat. În acest sens, la transformatoare se acționează asupra formei miezului magnetic, la linii se efectuează transpunerea fazelor, receptoarele trifazate se construiesc echilibrate, cele monofazate se distribuie pe cele trei faze astfel încât să asigure o încărcare echilibrată a rețelei. În general, cerința de simetrie a tensiunilor este practic realizată în SEE.

### **BIBLIOGRAFIE**

1. Comșa D. ș.a. *Proiectarea instalațiilor electrice industriale, Ediția a doua*. Editura Didactică și Pedagogică, București, 1983.
2. Peter, D.C. *Instalații de distribuție a energiei electrice*. Editura Mediamira, Cluj-Napoca, 2000.
3. ANRE. *Standard de performanță pentru serviciul de distribuție a energiei electrice*. Cod ANRE: 28.1.013.0.00.30.08.2007.
4. HG nr. 1.007/2004. *Regulamentul de furnizare a energiei electrice la consumatori*. MO 673/ 27.07.2004.
5. I7/2011. *Normativ privind proiectarea, execuția și exploatarea instalațiilor electrice aferente clădirilor*.

## Capitolul 2

### STRUCTURA REȚELOR ELECTRICE DE DISTRIBUȚIE

#### Cuprins

2. Structura rețelelor electrice de distribuție .....	13
2.1. Sarcini electrice de calcul .....	14
2.1.1. Sarcinile de calcul ale rețelelor urbane .....	16
2.1.2. Sarcinile de calcul ale rețelelor rurale .....	19
2.1.3. Sarcinile de calcul ale rețelelor industriale .....	21
2.1.3.1. Metoda coeficienților de cerere.....	22
2.1.3.2. Metoda consumurilor specifice .....	28
2.2. Scheme de conexiuni ale rețelelor electrice de distribuție .....	30
2.2.1. Scheme de conexiuni ale rețelelor electrice de joasă tensiune...	32
2.2.2. Scheme de conexiuni ale rețelelor electrice de medie tensiune .	39
2.2.3. Scheme de conexiuni ale posturilor de transformare .....	47
Bibliografie.....	49

## 2. STRUCTURA REȚELELOR ELECTRICE DE DISTRIBUȚIE

Alegerea structurii unei rețele electrice de distribuție constă în:

- stabilirea nivelului de tensiune la care să funcționeze rețeaua;
- alegerea schemei de conexiuni a rețelei și amplasarea surselor de injecție;
- dimensionarea optimă a liniilor și transformatoarelor, care presupune stabilirea sarcinilor de calcul, astfel încât să se ajungă la o structură optimă de rețea atât din punct de vedere economic cât și al siguranței în funcționare.

În rețelele de distribuție, tensiunea de alimentare a consumatorilor se alege în funcție de: mărimea puterii active solicitate de un consumator sau un grup de consumatori, la un moment dat, amplasamentul consumatorilor față de rețelele existente, tipul receptoarelor de energie electrică.

Tensiunile nominale ale rețelelor electrice de distribuție din țara noastră, adoptate pe baza unor calcule tehnico-economice și în concordanță cu recomandările Comisiei Electrotehnice Internaționale (CEI), sunt:

- 400/230 V, pentru JT;
- 20 kV, pentru MT. Rețelele de medie tensiune de distribuție publică existente, la tensiunile de 6 și 10 kV, se vor trece etapizat la tensiunea de 20 kV. În rețelele interne ale consumatorilor industriali se admit și alte tensiuni de alimentare (6 kV) numai în cazul în care consumatorul are receptoare electrice care funcționează la tensiunea respectivă;
- 110 kV, pentru IT.

Distribuția urbană se realizează la medie tensiune și la joasă tensiune, iar în cazul marilor orașe și la înaltă tensiune (110 kV), în timp ce distribuția rurală se face la medie tensiune și la joasă tensiune.

Puterile care se pot transporta la diferite niveluri de tensiune și distanțele de transport, în rețelele de distribuție, sunt indicate în tabelul 2.1:

Tabelul 2.1. Puteri transportabile și distanțele de transport pentru liniile de distribuție [7]

Tensiunea nominală [kV]	Tipul liniei	Puterea maximă transportabilă [MW]	Lungimea maximă a liniei [km]
1	2	3	4
0,23	aeriană	0,05	0,15
0,23	în cablu	0,1	0,2
0,4	aeriană	0,1	0,25
0,4	în cablu	0,175	0,35



Tabelul 2.1 (continuare)

1	2	3	4
6	aeriană	2	10÷3
6	în cablu	3	≤8
10	aeriană	3	15÷5
10	în cablu	5	≤10
20	aeriană	2÷10	35÷8
110	aeriană	10÷50	150÷50

## 2.1. SARCINI ELECTRICE DE CALCUL

În funcție de natura activității, consumatorii de energie electrică, se încadrează în următoarele categorii [10]:

- consumatori casnici - consumatori care utilizează energie electrică exclusiv în scopuri casnice, respectiv pentru iluminat artificial în interiorul și exteriorul locuinței, precum și pentru funcționarea receptoarelor electrocasnice din propria locuință. Sunt asimilați consumatorilor casnici: asociațiile de locatari, căminele de bătrâni căminele studențești, leagănele pentru copii, casele de copii preșcolari și școlari etc., alimentate direct din rețelele publice;
- consumatori industriali - consumatori care folosesc energia electrică, în principal, în domeniul extragerii de materii prime, fabricării unor materiale sau prelucrării materiilor prime, a materialelor sau a unor produse agricole în mijloace de producție sau bunuri de consum. Prin asimilare, șantierelor de construcții, stațiile de pompare, inclusiv cele pentru irigații, unitățile de transporturi feroviare, rutiere, navale și aeriene și altele asemenea se consideră consumatori industriali;
- consumatori din ramura comerțului/serviciilor - societățile comerciale care desfășoară activități de comerț cu bunuri sau servicii;
- consumatori prestatori de servicii publice - consumatori de energie electrică care asigură servicii de interes public: alimentarea cu apă, canalizarea și epurarea apelor uzate și pluviale, salubritatea localităților, alimentarea cu energie termică produsă centralizat, alimentarea cu gaze naturale, iluminatul public, transportul public local;
- consumatori sezonieri - regiile și societățile comerciale a căror activitate de bază este condiționată de anotimp sau de aprovizionarea cu materie primă în perioade limitate ale anului, cum ar fi: irigațiile și desecările, producția agricolă vegetală, fabricarea de conserve și de zahăr, turismul sezonier, cu excepția sediilor administrative ale acestora, care constituie locuri distincte de consum;

➤ consumatori terțiari - consumatori de energie electrică din domeniile învățământ, sănătate, asistență socială, administrație publică, artă și cultură, culte, sport.

Determinarea sarcinilor electrice de calcul constă în estimarea puterii cerute și a consumului de energie electrică ale unei rețele sau unui consumator, la un moment dat.

În proiectarea rețelelor electrice, la stabilirea sarcinilor de calcul trebuie să se țină seama și de dinamica acestora astfel ca structura de rețea adoptată să permită alimentarea tuturor consumatorilor cu respectarea restricțiilor tehnice specifice lor, pe o perioadă de 20÷30 de ani. În consecință, este necesară cunoașterea atât a valorii sarcinilor rețelei cât și a dinamicii lor, adică evoluția consumurilor pe un interval de timp. Pentru previziunile pe termen scurt este suficientă o simplă extrapolare a datelor obținute din evidența sarcinilor din rețele existente. Pentru perioade mai îndepărtate trebuie să se țină seama și de dinamica aproximativă a consumului. În acest sens se prelucrează rezultatele măsurărilor prin metodele statisticii matematice și ale teoriei probabilităților și se adoptă o lege de creștere a sarcinii.

Puterea absorbită de consumatori nu este constantă în timp, ci prezintă variații în cursul unei zile, luni, an. Reprezentarea grafică a variațiilor în timp ale puterilor active și reactive absorbite de consumatori reprezintă graficele de sarcină (zilnice, lunare, anuale).

În dimensionarea elementelor rețelei se ia în considerare *puterea de calcul* sau *puterea cerută* de consumatori.

*Puterea activă cerută*  $P_c$  reprezintă o putere convențională de valoare constantă, care produce în elementele rețelei același efect termic ca și puterea variabilă reală, într-un interval de timp specificat, denumit „interval de cerere” (de exemplu 15 sau 30 min.), în perioada de încărcare maximă. Așadar, puterea de calcul este definită ca „puterea medie maximă” care apare în graficul anual de sarcină, în intervalul de cerere specificat.

Consumatorii de energie electrică din sistemul electroenergetic se clasifică în funcție de puterea maximă absorbită în punctele de delimitare (locul în care instalațiile utilizatorului se delimitează ca proprietate de instalațiile operatorului de rețea) în șase clase, prezentate în tabelul 2.2. În acest tabel sunt indicate, de asemenea, tensiunile recomandate pentru alimentarea lor, momentul sarcinii și posibilitățile de racordare ale utilizatorului [11].

Metodele pentru determinarea sarcinilor electrice de calcul sunt diferite, în funcție de tipul de rețea: urbană, industrială sau rurală.

Tabelul 2.2. Clase de consumatori în funcție de puterea maximă absorbită în punctele de delimitare și tensiunile recomandate pentru alimentarea lor [11]

Clasa	Sarcina maximă de durată [MVA]	Momentul sarcinii [MVA·km]	Treapta de tensiune la punctul de racord [kV]	Posibilități de racordare a utilizatorului	
				Direct la tensiunea rețelei zonale [kV]	Prin transformatoare
A	peste 50	peste 1500	400	-	400/110 kV
			220	220	220/110 kV
			110	110	220/MT kV 110/MT kV
B	7,5÷50	max. 1500	110	110	110/MT kV
C	2,5÷7,5	30÷80	110	110(20)	110/MT kV
			20		20/6 (10) kV 20/0,4 kV
D	0,1÷2,5	max. 8** max. 3**	20	6*÷20	20/0,4 kV
			10*		10/0,4 kV
			6*		6/0,4 kV
E	0,03÷0,1	max. 0,05**	0,4 MT	0,4	MT/0,4 kV
F	<0,03		0,4	0,4	

\* tensiune existentă, dar care de regulă nu se mai dezvoltă

\*\* momentul sarcinii echivalente a circuitului de medie, respectiv de joasă tensiune (inclusiv cu sarcina noului consumator)

### 2.1.1. Sarcinile de calcul ale rețelelor urbane

Puterile de calcul ale consumatorilor din mediul urban și rural se stabilesc conform normativului PE 132/2003 [8].

În tabelul 2.3 sunt date puterile active de calcul pentru consumatorii casnici din mediul urban.

Variantele de dotare A÷D se referă la modul de satisfacere a utilităților și anume:

- A - dotare cu receptoare electrocasnice pentru iluminat, conservare hrană, audiovizual, activități gospodărești și asigurarea apei calde, a încălzirii prin termoficare sau centrale proprii și cu racord de gaze la bucătărie;
- B - idem A și în plus asigurarea electrică a apei calde;
- C - idem B și în plus gătit electric;
- D - „tot electric”, respectiv C și în plus încălzit electric.

La calculul puterii de calcul pe apartament, pentru blocurile cu mai mult de 4 (patru) niveluri se va adăuga pe fiecare apartament 100 W/ap., care reprezintă consum mediu pe apartament pentru utilități comune: iluminat scări, ascensor, hidrofor etc.

Varianta minimă și maximă se va alege funcție de zona geografică și densitatea de consum (aglomerări urbane, zone periferice etc.).

Tabelul 2.3. Puterile active de calcul pentru consumatorii casnici din mediul urban [8]

Variant de dotare		Nr. camere de locuit	Putere instalată pe apartament $P_i$ [kW]	Putere de calcul pe apartament $P_c$ [kW]	
				Var. min.	Var. max.
A	1. Garsoniere	1 camera	8	2,0	2,5
	2. Apartament cu	2-3 camere	12	3,0	3,5
	3. Apartament cu	4-5 camere	20	3,5	4,0
	4. Vile	$\leq 5$ camere	20	3,5	4,0
	5. Vile	$> 5$ camere	25	5,5	6,0
B	1. Garsoniere	1 camera	10	2,5	3,0
	2. Apartament cu	2-3 camere	15	3,5	4,0
	3. Apartament cu	4-5 camere	23	4,0	4,5
	4. Vile	$\leq 5$ camere	23	4,0	4,5
	5. Vile	$> 5$ camere	28	6,5	7,0
C	1. Garsoniere	1 camera	13	3,0	3,5
	2. Apartament cu	2-3 camere	18	4,0	4,5
	3. Apartament cu	4-5 camere	26	4,5	5,0
	4. Vile	$\leq 5$ camere	26	4,5	5,0
	5. Vile	$> 5$ camere	30	7,5	8,0
D	1. Garsoniere	1 camera	18	3,5	4,0
	2. Apartament cu	2-3 camere	23	5,5	6,0
	3. Apartament cu	4-5 camere	32	7,5	8,0
	4. Vile	$\leq 5$ camere	32	7,5	8,0
	5. Vile	$> 5$ camere	35	8,5	9,0

Pentru consumatorii terțiari și din ramura comerțului/serviciilor din mediul urban, puterea de calcul se determină cu relația [8]:

$$P_c = k_u P_i, \quad (2.1)$$

unde:

- $P_i$  este puterea instalată totală;
- $k_u$  - factorul de utilizare, definit ca valoarea raportului dintre puterea reală și puterea instalată a unui consumator.

În cazul când nu se dispune de date primite de la proiectanții obiectivelor respective, pentru determinarea puterilor active de calcul se pot utiliza valorile orientative din tabelul 2.4 [8].

Pentru consumatorii particulari concentrați (atelieri de reparații, mică producție etc.) se vor lua în considerare consumuri deja cunoscute pentru astfel de consumatori.

Tabelul 2.4. Puteri active de calcul orientative pentru consumatori terțiari și din ramura comerțului/serviciilor din mediul urban [8]

Nr. crt.	Destinația consumatorului	Putere instalată orientativă			Coeficient de utilizare $k_u$	
		specifică		totală		
		U. M.	valoare	kW		
1	Magazine, spații comerciale, servicii (inclusiv reclame)	W/m <sup>2</sup>	75 ÷ 100	-	0,80	
2	Hoteluri	fără restaurante	kW/cam	1	-	0,70
		cu restaurante	kW/cam	1	-	0,90
			kW	+15 ÷ 100		
3	Sedii administrative, politice, economice etc.	W/m <sup>2</sup>	120 ÷ 200	-	0,90	
4	Policlinici	-	-	20 ÷ 140	0,65	
5	Spitale, clinici, sanatorii	W/pat	500 ÷ 1000	-	0,70	
6	Creșe, grădinițe, cămine	W/m <sup>2</sup>	20 ÷ 50	-	0,75	
7	Școli generale, licee	W/m <sup>2</sup>	20 ÷ 50	-	0,75	
8	Facultăți, institute de învățământ superior	W/m <sup>2</sup>	50 ÷ 75	-	0,80	
9	Teatre, filarmonici, muzee, săli de expoziție etc.	W/m <sup>2</sup>	50 ÷ 75	-	0,60 ÷ 0,75	
10	Cinematografe	-	-	50 ÷ 70	0,70	
11	Puncte termice	-	-	80 ÷ 120	0,85	

Puterea specifică exprimată în W/m<sup>2</sup> se referă la suprafața utilă.

Puterea activă de calcul pentru un element de rețea (linie de JT, post de transformare, linie de MT, stație de transformare) se determină multiplicând suma puterilor cerute de consumatorii alimentați prin elementul respectiv de rețea cu un factor de simultaneitate  $K_s$ .

Pentru stabilirea puterii de dimensionare a unei linii de joasă tensiune, aeriană sau în cablu, care alimentează un grup de consumatori casnici din mediul urban (apartamente pe o scară a unui bloc, un bloc, mai multe blocuri sau mai multe locuințe individuale), valorile coeficientului de simultaneitate sunt date în tabelul 2.5 [8].

Pentru stabilirea puterii active de dimensionare a unui post de transformare se va utiliza un coeficient general de simultaneitate de 0,85, aplicat la suma puterilor absorbite pe toate liniile de JT alimentate în regim normal de funcționare din acel post.

Pentru determinarea puterii de calcul a unei linii de medie tensiune se aplică un coeficient de simultaneitate de 0,9 sumei puterilor absorbite de

toate posturile de transformare alimentate în regim normal de funcționare prin linia respectivă.

Tabelul 2.5. Coeficienții de simultaneitate pentru determinarea puterii de calcul necesară dimensionării unei linii de joasă tensiune, aeriană sau în cablu, care alimentează un grup de consumatori casnici din mediul urban [8]

Număr de consumatori	Coef. de simult. ( $K_s$ )	Număr de consumatori	Coef. de simult. ( $K_s$ )	Număr de consumatori	Coef. de simult. ( $K_s$ )	Număr de consumatori	Coef. de simult. ( $K_s$ )
	URBAN		URBAN		URBAN		URBAN
1	1,00	12	0,57	23	0,48	34	0,39
2	0,65	13	0,56	24	0,47	35	0,39
3	0,64	14	0,55	25	0,46	36	0,39
4	0,63	15	0,54	26	0,45	37	0,38
5	0,63	16	0,53	27	0,44	38	0,38
6	0,62	17	0,52	28	0,43	39	0,37
7	0,62	18	0,51	29	0,42	40	0,37
8	0,61	19	0,51	30	0,41	41÷60	0,36
9	0,60	20	0,51	31	0,40	61÷75	0,35
10	0,59	21	0,50	32	0,40	76÷100	0,34
11	0,58	22	0,49	33	0,40	>100	0,33

Pentru stabilirea puterii active de dimensionare a unei stații de transformare de 110 kV/MT, se va aplica un coeficient general de simultaneitate de 0,8 la suma puterilor vehiculate pe liniile de medie tensiune, care în regim normal de funcționare vor fi racordate la această stație [8].

Pentru vile în mediul urban se vor folosi următorii coeficienți de simultaneitate [8]:

- $K_s=0,75$  - pentru 2÷10 vile;
- $K_s=0,65$  - pentru 10÷20 vile.

### 2.1.2. Sarcinile de calcul ale rețelelor rurale

Puterile active de calcul pentru iluminat și utilizări casnice în mediu rural sunt date în tabelul 2.6 [8].

Variantele A, B și C au următoarele semnificații:

- A - dotare pentru iluminat și utilizări casnice comune;
- B - idem A și în plus gătit și preparare apă caldă electric;
- C - idem B și în plus încălzit spațiu electric, zonele I, II și III fiind definite în STAS 1907/80 (Instalații de încălzire. Calculul necesarului de căldură).

Variantele B și C se vor lua în considerare numai dacă există certitudinea că în zonă nu există alte posibilități de asigurare a combustibilului decât energia electrică.

Tabelul 2.6. Puteri active de calcul pentru iluminat și utilizări casnice în mediul rural [8]

Varianta de dotare		Putere instalată pe gospodărie $P_i$ [kW]	Putere de calcul pe gospodărie $P_c$ [kW]	
A1	sat izolat	4	0,7÷0,9	
A2	sat dezvoltat	6	1,1÷1,6	
A3	casă de vacanță	5	1,1÷1,5	
B1	sat izolat	5	0,9÷1,2	
B2	sat dezvoltat	9	1,9÷2,5	
B3	casă de vacanță	7	1,5÷1,8	
C	I	1. sat izolat	6	1,2÷1,4
		2. sat dezvoltat	10	2,2÷2,7
		3. casă de vacanță	8	1,7÷2,0
	II	1. sat izolat	7	1,4÷1,6
		2. sat dezvoltat	12	2,7÷3,2
		3. casă de vacanță	10	2,0÷2,2
	III	1. sat izolat	9	1,8÷2,2
		2. sat dezvoltat	14	3,2÷3,7
		3. casă de vacanță	12	2,2÷2,7

Valorile minimă și maximă ale puterii de calcul  $P_c$  se vor alege în funcție de zona geografică și densitatea de consum.

În zonele în care se află construcții tip “case de vacanță” în număr mare, acestea se pot asimila cu zone urbane de vile.

Valorile coeficientului de simultaneitate pentru stabilirea puterii de dimensionare a unei linii de joasă tensiune, aeriană sau în cablu, care alimentează un grup de consumatori casnici din mediul rural, sunt date în tabelul 2.7 [8].

Tabelul 2.7. Coeficienții de simultaneitate pentru determinarea puterii de calcul necesară dimensionării unei linii de joasă tensiune, aeriană sau în cablu, care alimentează un grup de consumatori casnici din mediul rural [8]

Număr de consumatori	Coef. de simult. ( $K_s$ )	Număr de consumatori	Coef. de simult. ( $K_s$ )	Număr de consumatori	Coef. de simult. ( $K_s$ )	Număr de consumatori	Coef. de simult. ( $K_s$ )
	RURAL		RURAL		RURAL		RURAL
1	2	3	4	5	6	7	8
1	1,00	12	0,48	23	0,40	34	0,30
2	0,52	13	0,47	24	0,38	35	0,30
3	0,52	14	0,47	25	0,36	36	0,29
4	0,51	15	0,47	26	0,34	37	0,29
5	0,51	16	0,46	27	0,33	38	0,29
6	0,50	17	0,46	28	0,32	39	0,29
7	0,50	18	0,46	29	0,31	40	0,29
8	0,49	19	0,45	30	0,30	41÷60	0,29

Tabelul 2.7 (continuare)

1	2	3	4	5	6	7	8
9	0,49	20	0,45	31	0,30	61÷75	0,28
10	0,48	21	0,44	32	0,30	76÷100	0,27
11	0,48	22	0,42	33	0,30	>100	0,26

Pentru case de vacanță în mediul rural se vor folosi următorii coeficienți de simultaneitate [8]:

- $K_s=0,5$  - pentru 2÷10 case de vacanță;
- $K_s=0,45$  - pentru 10÷20 case de vacanță.

În tabelul 2.8 sunt date puterile de calcul pentru consumatorii concentrați (terțiari și mici consumatori industriali) din mediul rural [8].

Tabelul 2.8. Puterile de calcul pentru consumatorii concentrați din mediul rural [8]

Denumirea consumatorului	Puteri specifice și puteri instalate orientative		Factorul de utilizare $k_u$
Școală	W/m <sup>2</sup>	20	0,75
Magazin	W/m <sup>2</sup>	20	0,80
Instituții școlare	W/m <sup>2</sup>	75	0,60
Creșă, grădiniță	W/m <sup>2</sup>	20 ÷ 50	0,75
Dispensar, cabinet medical	W/m <sup>2</sup>	30	0,70
Liceu, gimnaziu	kW	50 ÷ 150	0,75
Poștă	kW	20	0,65
Moară	kW	50 ÷ 120	0,80
Lăptărie, Brutărie	W/m <sup>2</sup>	30	0,60
Crescătorie păsări	W/m <sup>2</sup>	15	0,60
Crescătorie animale	W/m <sup>2</sup>	15	0,60
Grajduri staule	W/m <sup>2</sup>	10	0,60
Atelier mecanic	W/m <sup>2</sup>	25 ÷ 60	0,70
Pompă de apă	kW	7,5 ÷ 22	0,80
Hambar de cereale	W/m <sup>2</sup>	5	0,60
Depozit materiale	W/m <sup>2</sup>	5	0,60
Spital	W/m <sup>2</sup>	500 ÷ 1000	0,70

Coeficienții de simultaneitate la nivelul postului de transformare, liniei de medie tensiune sau a stației de transformare sunt identici cu cei de la rețelele urbane (vezi § 2.1.1)

### 2.1.3. Sarcinile de calcul ale rețelelor industriale

Puterea cerută de un consumator industrial, în vederea dimensionării surselor și a căilor de alimentare, se determină, pentru instalațiile existente, pe baza curbelor de sarcină.



Pentru instalațiile noi, în fază de proiect, puterea cerută se determină cu ajutorul unor metode de calcul specifice, cum sunt:

- *metoda coeficienților de cerere*, aplicabilă la orice nivel și în special pentru grupuri mari de receptoare, reprezentând o secție sau o întreprindere;
- *metoda formulei binome*, care dă rezultate acoperitoare pentru un grup restrâns de receptoare de forță având puteri mult diferite între ele, fiind recomandată pentru calculul puterilor cerute la nivelul tablourilor de distribuție;
- *metoda analizei directe*, aplicabilă pentru un număr mic de receptoare, la nivelul unor tablouri de distribuție cu plecări puține, inclusiv a tablourilor de utilaj, când se cunosc diagramele de funcționare și încărcare ale tuturor receptoarelor;
- *metode bazate pe consumuri specifice* cu raportare la unitatea de produs sau la unitatea de suprafață productivă, utilizabile, datorită preciziei reduse, numai în faza notei de fundamentare;
- *metodele bazate pe puterea medie și indicatori ai curbelor de sarcină*, recomandate pentru determinarea puterii cerute la nivelele superioare, de la barele de joasă tensiune ale posturilor de transformare, la liniile de racord în înaltă tensiune.

#### 2.1.3.1. Metoda coeficienților de cerere

În cadrul acestei metode, puterea activă cerută se determină înmulțind puterea instalată  $P_i$  cu un coeficient subunitar  $K_c$ , denumit *coeficient de cerere*:

$$P_c = K_c P_i. \quad (2.2)$$

Coeficientul de cerere

$$K_c = \frac{K_i K_s}{\eta \eta_r} \quad (2.3)$$

ține cont de randamentul  $\eta$  al receptoarelor, de gradul de încărcare al acestora, prin coeficientul de încărcare  $K_i$ , de simultaneitatea funcționării lor, prin coeficientul de simultaneitate  $K_s$  și de randamentul  $\eta_r$  al porțiunii de rețea dintre receptoare și nivelul la care se calculează puterea cerută.

Puterea instalată  $P_i$  a unui receptor reprezintă puterea sa nominală raportată la durata relativă de acționare nominală  $DA_n$  și se calculează cu relația:

$$P_i = P_n \sqrt{DA_n}. \quad (2.4)$$

$DA_n$  este o mărime relativă subunitară, care poate lua una din următoarele valori: 0,15; 0,25; 0,4; 0,6 și 1.

Pentru regimurile ciclice de lucru, constând dintr-o succesiune de

cicluri identice, fiecare ciclu fiind caracterizat de timpul activ de lucru  $t_1$  și timpul de pauză  $t_2$ , durata relativă de acționare nominală este  $DA_n=t_1/(t_1+t_2)$ .

Se observă că puterea instalată  $P_i$  a unui receptor este mai mică decât puterea sa nominală, fiind egală cu aceasta pentru receptoarele cu regim permanent de funcționare.

Pentru un grup de  $n$  receptoare, puterea instalată se determină prin însumarea puterilor instalate ale receptoarelor componente:

$$P_i = \sum_{j=1}^n P_{ij} . \quad (2.5)$$

Puterea reactivă cerută  $Q_c$  se calculează în funcție de puterea activă cerută  $P_c$  și de factorul de putere cerut  $\cos\varphi_c$ , astfel:

$$Q_c = P_c \operatorname{tg}\varphi_c = P_c \sqrt{\frac{1}{\cos^2 \varphi_c} - 1} . \quad (2.6)$$

Coefficienții de cerere și factorii de putere ceruți sunt determinați experimental pe baze statistice, pentru diferite receptoare. Toate receptoarele cărora le corespund aceleași valori pentru perechea de mărimi ( $K_c$ ,  $\cos\varphi_c$ ) formează o categorie de receptoare. Valorile lui  $K_c$  și  $\cos\varphi_c$  pentru diferite categorii de receptoare sunt indicate în tabelul 2.9 [3].

Tabelul 2.9. Coeficientul de cerere  $K_c$  și factorul de putere  $\cos\varphi_c$  pentru diferite categorii de receptoare [3]

Categoria receptoarelor	$K_c$	$\cos\varphi_c$	$\operatorname{tg}\varphi_c$
1	2	3	4
a) Receptoare electromecanice			
• Aeroterme	0,7	0,8	0,75
• Compresoare	0,8	0,8	0,75
○ acționate cu motor asincron	0,75	0,8	0,75
○ acționate cu motor sincron	0,75	1,0	0,00
• Grupuri motor-generator	0,65	0,8	0,75
• Macarale			
○ DA=25%	0,1	0,5; 0,65	1,73; 1,17
○ cu DA=40%	0,15÷0,2	0,5; 0,65	1,73; 1,17
• Mașini unelte de prelucrat prin așchiere			
○ cu regim normal de funcționare (strunguri, raboteze, mașini de frezat, mortezat, găurit, polizoare etc.)	0,12÷0,14	0,5	1,73
○ cu regim greu de lucru (strunguri de degroșat, automate, revolver, de alezaj, mașini unelte mari; prese de ștanțat și cu excentric etc.)	0,2÷0,25	0,6÷0,65	1,33÷1,17

Tabelul 2.9 (continuare)

1	2	3	4
o cu regim foarte greu de lucru (acționare ciocane, mașini de forjat, de trefilat, acționarea tobelor de decapare, a tamburelor de curățire etc.)	0,3÷0,4	0,65	1,17
• Pompe			
o cu diafragmă, de filtrare, de ulei, verticale	0,7	0,8	0,75
o de alimentare	1	0,9	0,48
o de apă	0,7÷80	0,8÷0,85	0,75÷0,62
o de vid	0,7	0,78	0,8
• Unelte electrice portabile	0,1	0,45	1,99
• Ventilatoare	0,65÷0,75	0,8	0,75
b) Receptoare electrotermice			
• Agregate motor generator de sudare			
o pentru un singur post	0,3÷0,35	0,5÷0,6	1,73÷1,33
o pentru mai multe posturi	0,6÷0,7	0,6÷0,7	1,33÷1,02
• Convertizoare de frecvență	0,4÷0,6	0,7÷0,6	1,00÷1,33
• Cuptoare de inducție de frecvență joasă			
o fără compensarea energiei reactive	0,75÷0,8	0,35	2,67
o cu compensarea energiei reactive	0,72	0,95	0,32
• Cuptoare cu rezistoare			
o cu încărcare continuă	0,8÷0,85	0,95÷1,0	0,33÷0,00
o cu încărcare periodică	0,6	0,95÷1,0	0,33÷0,00
c) Receptoare electrochimice			
• Redresoare			
o pentru instalații de acoperiri metalice	0,5	0,7	1,00
o pentru încărcat acumulatori de electrocare	0,6	0,7	1,00
d) Receptoare de iluminat și prize			
• Depozite	0,7		
• Hale industriale			fluorescent compensat
o cu ateliere și încăperi separate	0,85		0,90 0,48
o cu mai multe deschideri, fără separații	0,95		fluorescent necompensat
• Iluminat de siguranță	1,0		0,55 1,51
• Iluminat exterior	0,9		incandescent
• Magazii, posturi de transformare	0,6		1,00 0,00

Pentru calculul puterii cerute la nivelul consumatorului, care cuprinde n receptoare, încadrate în m categorii, fiecare categorie k cuprinzând  $n_k$  receptoare, se procedează astfel [3]:

➤ se calculează puterile instalate  $P_{ik}$  pe categorii de receptoare conform relației (2.5),

$$P_{ik} = \sum_{j=1}^{n_k} P_{ij} ; \quad (2.7)$$

➤ se calculează puterile active cerute ( $P_{ck}$ ) pe categorii de receptoare, cu relația (2.2):

$$P_{ck} = K'_{ck} P_{ik} , \quad (2.8)$$

unde  $K'_{ck}$  reprezintă coeficientul de cerere corectat al categoriei respective de receptoare. Corecția ține seama de numărul total de receptoare

$$n = \sum_{k=1}^m n_k \quad (2.9)$$

și se realizează prin intermediul coeficientului  $K_a$  de influență a numărului de receptoare, conform relației:

$$K'_{ck} = K_{ck} + \frac{1 - K_{ck}}{K_a} , \quad (2.10)$$

în care  $K_{ck}$  este coeficientul de cerere pentru categoria de receptoare considerată, determinat din tabelul 2.9.

Nomograma din figura 2.1 indică, în partea dreaptă, dependența coeficientului de influență  $K_a$  de numărul total de receptoare  $n$  ale consumatorului de calcul. În partea stângă a nomogramei rezultă coeficientul de cerere corectat  $K'_{ck}$ , pe baza coeficienților  $K_c$  și  $K_a$  determinați [3].

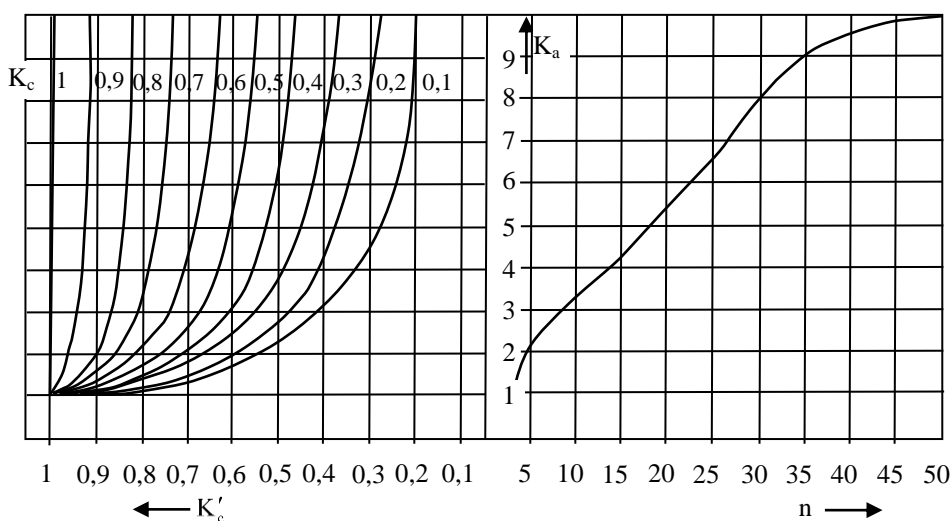


Fig. 2.1. Nomogramă pentru determinarea coeficienților de influență  $K_a$  și de cerere corectat  $K'_c$ .

De remarcat că, determinarea coeficientului  $K_a$  de influență a numărului de receptoare este corect să se facă în raport cu numărul total  $n$  de receptoare ale consumatorului de calcul considerat, fiind același pentru toate categoriile de receptoare din compunerea acestuia. Acest lucru este firesc având în vedere că ansamblul receptoarelor, indiferent de categoriile cărora le aparțin, determină în mod statistic consumul de energie electrică, datorită nesimultaneităților în funcționare și diferențelor în gradele de încărcare.

Pe această bază, dintre doi consumatori de calcul cu aceleași puteri instalate totale și cu repartiții identice ale puterilor instalate pe categorii de receptoare, cel care cuprinde un număr mai mare de receptoare (cu puteri instalate mai mici) va absorbi o putere mai mică.

Orice modificare a numărului de receptoare a consumatorului de calcul atrage după sine necesitatea actualizării valorii coeficientului de influență  $K_a$  și a determinării coeficienților de cerere corecți  $K'_{ck}$  cu relația (2.10).

În cazul în care receptoarele au puteri mult diferite, se recomandă ca determinarea coeficientului de influență să se facă în raport cu numărul de receptoare

$$n' = 2 \cdot n_{0,5}, \quad (2.11)$$

în care s-a notat cu  $n_{0,5}$  - numărul receptoarelor celor mai mari, a căror putere instalată însumată este egală cu jumătate din puterea tuturor receptoarelor.

Cazurile limită de corecției a coeficientului de cerere sunt următoarele:

- $n < 4$ , când  $K_a = 1$  și prin urmare  $K'_c = 1$ , adică pentru un număr de receptoare mai mic decât patru, puterea cerută este egală cu suma puterilor instalate ale receptoarelor. Un astfel de consumator de calcul se poate întâlni la nivelul tablourilor de utilaj sau al tablourilor de distribuție care alimentează cel mult trei receptoare.

- $n \gg 50$ , respectiv  $K_a \gg 10$ . Conform relației (2.10) se obține  $K'_c = K_{ck}$ , ceea ce înseamnă că pentru un consumator de calcul cu un număr foarte mare de receptoare, corecția coeficientului de cerere este nulă, astfel încât relația (2.8) devine:

$$P_{ck} = K_{ck} P_{ik}. \quad (2.12)$$

Astfel de situații se întâlnesc la nivelul tablourilor generale din posturile de transformare sau al tablourilor de distribuție care alimentează un număr relativ mare de receptoare.

➤ se calculează puterile reactive cerute  $Q_{ck}$ , pe categorii de receptoare, cu relația (2.6):

$$Q_{ck} = P_{ck} \operatorname{tg} \varphi_{ck}; \quad (2.13)$$

➤ se calculează puterile totale active și reactive cerute de consumator:

$$P_c = \sum_{k=1}^m P_{ck}; \quad Q_c = \sum_{k=1}^m Q_{ck}; \quad (2.14)$$

➤ se calculează puterea aparentă totală cerută de consumator:

$$S_c = \sqrt{P_c^2 + Q_c^2}. \quad (2.15)$$

Dacă puterea aparentă totală  $S_c$ , cerută de consumator, se încadrează între valorile

$$400 \text{ kVA} \leq S_c < 1600 \text{ kVA}, \quad (2.16)$$

puterile cerute activă și reactivă se vor micșora prin intermediul coeficienților de reducere:  $K_{ra}$ , pentru puterea activă și  $K_{rr}$ , pentru puterea reactivă, conform relațiilor [3]:

$$P'_c = K_{ra} P_c; \quad Q'_c = K_{rr} Q_c, \quad (2.17)$$

în care  $K_{ra}=0,9$ , iar  $K_{rr}=0,95$ . Reducerea nu se aplică dacă  $S_c < 400$  kVA.

În cazul în care consumatorul de calcul este o secție sau întreaga întreprindere, puterea aparentă de calcul servește ca bază pentru alegerea transformatorului de alimentare, punând condiția:

$$S_{nT} \geq S'_c = \sqrt{P_c'^2 + Q_c'^2}, \quad (2.18)$$

în care  $S_{nT}$  reprezintă puterea aparentă nominală a transformatorului.

Dacă sarcina nu poate fi preluată de un singur transformator ( $S'_c > 1600$  kVA), se grupează receptoarele pe două sau mai multe transformatoare de puteri corespunzătoare, urmând ca la puterile cerute de receptoarele aferente unui transformator să se aplice coeficienții de reducere menționați. Este indicat ca gruparea receptoarelor pe transformatoare să se facă după criterii de amplasament și tehnologice.

Pentru determinarea puterilor cerute  $P_{ct}$  și  $Q_{ct}$  din rețeaua de medie tensiune, la totalul obținut după aplicarea reducerilor se adaugă pierderile de putere activă  $\Delta P_T$ , respectiv reactivă  $\Delta Q_T$  din transformatoare, conform relațiilor [3]:

$$P_{ct} = P'_c + \Delta P_T; \quad (2.19)$$

$$Q_{ct} = Q'_c + \Delta Q_T - Q_{bc}, \quad (2.20)$$

în care  $Q_{bc}$  reprezintă puterea surselor instalate pentru compensarea puterii

reactive.

În lipsa unor date de catalog, pierderile de putere din transformatoare se pot calcula cu relațiile:

$$\Delta P_T \approx \frac{2}{100} S_T; \quad \Delta Q_T = \frac{10}{100} S_T, \quad (2.21)$$

în care cu  $S_T$  s-a notat suma puterilor nominale ale transformatoarelor.

În cazul consumatorilor de calcul alimentați prin  $n_T$  transformatoare, se recomandă ca valorilor determinate cu relațiile (2.19) și (2.20), să li se aplice coeficienții de simultaneitate:  $k_{sa}$  - pentru puterea activă și  $k_{sr}$  - pentru puterea reactivă, rezultând puterile cerute pe partea de medie tensiune:

$$P'_{ct} = k_{sa} P_{ct}; \quad Q'_{ct} = k_{sr} Q_{ct}; \quad S'_{ct} = \sqrt{P'_{ct}{}^2 + Q'_{ct}{}^2}. \quad (2.22)$$

În tabelul 2.10 se dau valorile coeficienților de simultaneitate în funcție de numărul de transformatoare [3].

Tabelul 2.10 Coeficienții de simultaneitate pentru consumatori alimentați prin mai multe transformatoare [3]

Coeficientul de simultaneitate	Numărul de transformatoare	
	$n_T$	
	2; 3	>3
$k_{sa}$ , pentru puterea activă	0,8÷0,9	0,7÷0,85
$k_{sr}$ , pentru puterea reactivă	0,9÷0,95	0,85÷0,9

Valorile mai mari ale coeficienților se aplică în industriile (metalurgică, chimică) cu receptoare funcționând în mare parte în sarcină continuă.

Coeficientul mediu de cerere al consumatorului este

$$K_c = \frac{P'_{ct}}{P_i}. \quad (2.23)$$

Factorul de putere mediu la nivel de medie tensiune se calculează cu relația:

$$\cos \varphi = \frac{P'_{ct}}{S'_{ct}} \quad (2.24)$$

care, în situația că puterea reactivă totală  $Q'_{ct}$  a fost calculată fără a se ține cont de reducerea datorată puterii reactive a surselor de compensare, se numește *factor de putere natural*.

### 2.1.3.2. Metoda consumurilor specifice

Se folosește pentru determinarea puterii cerute la nivel de întreprindere sau platformă industrială, atunci când se cunoaște consumul specific de

energie electrică  $W_0$  pe unitatea de produs (în kWh/tonă, kWh/bucată etc.), producția anuală planificată  $A$  (în tone, bucăți etc.) și durata de utilizare  $T$  a puterii active maxime, în h/an.

Valorile duratei de utilizare  $T$  a puterii maxime cerute, pentru diferiți consumatori, sunt indicate în tabelul 2.11.

Tabelul 2.11. Durata de utilizare  $T$  a puterii active maxime [3]

Felul consumatorului	T [h/an]	
	lucrul în două schimburi	lucrul în trei schimburi
Combinat de carne	–	3500÷3800
Combinat mare de carne, fabrici de conservat carnea, întreprinderi de prepararea cărnii	–	5600÷5800
Combinat mare de păsări	–	3000÷3100
Construcții de mașini	2500	4000÷4400
Fabrici de cleiuri	–	6200÷6300
Fabrici de gelatină	–	5300÷5500
Fabrici de încălțăminte	3000÷3500	5000
Fabrici de preparare a păsărilor	–	6400÷6500
Industria alimentară	2500	4000÷5000
Industria chimică	–	5800÷6500
Industria electrotehnică	–	5000
Industria hârtiei și celulozei	–	5500
Industria minieră	–	5000÷5500
Industria textilă	4000	4500
Întreprinderi frigorifice	–	4000
Întreprinderi de lapte dietetic	–	4800÷5000
Întreprinderi mari de produse lactate	–	7200÷7500
Metalurgie	–	6500
Poligrafie	3000	–
Prelucrarea lemnului	2200÷2500	4600
Reparația automobilelor și vagoanelor	3400	–
Uzine de reparații	2500	4500

Cunoscând aceste date și producția anuală se poate determina puterea maximă solicitată de întreprindere:

$$P_c = \frac{W_0 A}{T}. \quad (2.25)$$

Datorită preciziei reduse, această metodă se utilizează numai în faza notei de fundamentare.



## 2.2. SCHEME DE CONEXIUNI ALE REȚELOR ELECTRICE DE DISTRIBUȚIE

Schema de conexiuni a unei rețele cuprinde elementele componente ale acesteia - linii, transformatoare, instalații de compensare, bobine de reactanță, aparate de comutație - reprezentate prin semne convenționale și conectate între ele conform legăturilor reale existente între aceste elemente.

Alegerea schemelor de conexiuni și a structurii rețelelor electrice de distribuție se face cu respectarea următoarelor criterii [8]:

- asigurarea în perspectiva de lungă durată (10÷20 ani) a consumului de energie electrică a zonei alimentate;
- eficiența economică a variantei alese, determinată pe baza unor cheltuieli minime de investiții și a unor costuri scăzute de exploatare - mentenanță;
- realizarea siguranței necesare și asigurarea continuității în funcționarea instalațiilor de alimentare cu energie electrică;
- reducerea numărului și a duratei întreruperilor consumatorilor;
- asigurarea calității energiei furnizate consumatorilor precum și limitarea, în cadrul valorilor admisibile, a perturbațiilor provocate de consumatori;
- asigurarea funcționării economice a rețelelor electrice de distribuție;
- limitarea valorilor curenților de scurtcircuit până la valorile maxime admise, impuse de aparatele de comutație.

Rețelele de distribuție publică se vor realiza etapizat, cu înscriere într-o schemă finală stabilită pentru o perioadă de minim 10 ani, în soluții "autostructurante", care permit preluarea consumului crescut, fără modificarea elementelor esențiale și a caracteristicilor tehnico-constructive principale ale rețelelor existente.

Alegerea schemei de distribuție de înaltă, respectiv de medie tensiune trebuie să țină cont de schema de distribuție de la medie, respectiv joasă tensiune. Astfel, rețeaua de distribuție de medie tensiune poate să constituie, prin concepția ei, rezerva de alimentare a consumatorilor conectați în regim normal pe barele de medie tensiune ale unei stații de transformare de IT/MT, situație care trebuie luată în considerație la stabilirea schemei electrice, a numărului și puterii transformatoarelor din stație. De asemenea, schema rețelei de joasă tensiune și modul de asigurare a rezervării la nivelul consumatorilor influențează schema și parametrii rețelei de medie tensiune.

În funcție de condițiile de continuitate cerute de consumatori, alimentarea din sistemul electroenergetic se va realiza prin una sau două căi de alimentare, dimensionate fiecare corespunzător puterii economice în regim normal de funcționare. În cazul în care un consumator solicită o alimentare continuă cu energie electrică, acesta își va prevedea surse auxiliare de alimentare independente de rețeaua electrică de distribuție (RED).

În distribuția urbană se întâlnesc următoarele configurații de rețele: radială, buclată și complex buclată, în timp ce configurația rețelelor industriale poate fi: radială, magistrală, mixtă și buclată.

Rețeaua radială se caracterizează prin simplitatea structurii ei, fiind utilizată atât la joasă și medie tensiune cât și la înaltă tensiune. Ea este alimentată de la un singur capăt, fiind formată din una sau mai multe ramificații, care urmează în general traseele pe care se află consumatorii.

Rețelele buclate sunt alimentate de la două sau mai multe capete. Cea mai simplă rețea buclată este constituită dintr-o linie alimentată de la ambele capete. În cazul rețelelor buclate, se mărește gradul de siguranță în alimentarea cu energie electrică a consumatorilor, dar aceste rețele sunt mai scumpe decât cele radiale, necesitând elemente constructive mai numeroase și o protecție mai complexă.

Consumatorii casnici și terțiari din localitățile urbane vor fi alimentați pe joasă tensiune, de regulă, într-o schemă buclată, cu funcționare radială în regim normal. Consumatorii casnici și terțiari din mediul rural vor fi alimentați, de regulă, în schemă radială [8].

Consumatorii industriali se alimentează prin una sau două căi de alimentare, după caz. Stabilirea numărului și a modului de substituire a căilor de alimentare se realizează printr-o analiză tehnico-economică, cu luarea în considerare a amplasării receptoarelor, a tranzitului puterii în condiții economice și a daunelor provocate de întreruperile în alimentarea cu energie electrică.

Pentru simplificarea schemelor de alimentare, fără scăderea sensibilă a condițiilor de siguranță, se pot adopta următoarele măsuri [1]:

- evitarea dublării unor elemente, cu o probabilitate mică de utilizare;
- pătrunderea cu tensiunea înaltă cât mai aproape de centrul de greutate al sarcinii;
- utilizarea unui număr minim de aparate de comutație;
- evitarea bobinelor de reactanță;
- considerarea capacității de suprasarcină a elementelor de rețea;
- utilizarea mijloacelor de automatizare.

La stabilirea schemei de alimentare a consumatorilor industriali trebuie să se țină seama și de organizarea funcțională a acesteia, prin [1]:

- separarea alimentării pe fluxuri tehnologice, cu intercondiționări minime, ceea ce permite scoaterea de sub tensiune a instalațiilor unei linii tehnologice, fără perturbarea activității altor linii;
- utilizarea în stații și puncte de distribuție (PD) a unor elemente tipizate, interschimbabile, de exemplu celule și panouri cu elemente debroșabile;
- organizarea la marii consumatori a comenzii operative prin dispecer și a unui sistem de comandă și supraveghere bazat pe calculatoare de proces.

### 2.2.1. Scheme de conexiuni ale rețelelor electrice de joasă tensiune

La joasă tensiune, energia electrică se distribuie consumatorilor printr-o rețea de 400/230 V, alimentată din rețeaua de medie tensiune, prin intermediul transformatoarelor din posturile de transformare.

➤ **Rețele publice.** Consumatorii casnici și terțiari din localitățile urbane vor fi alimentați pe joasă tensiune, de regulă, într-o schemă buclată, cu funcționare radială în regim normal, separația realizându-se în puncte optime pe criteriul consumului propriu tehnologic (CPT) minim și al protecțiilor selective. Consumatorii casnici și terțiari din mediul rural vor fi alimentați, de regulă, în schemă radială.

Schema rețelelor de joasă tensiune urbane și rurale se va alege în funcție de densitatea de sarcină, de configurația rețelelor de medie tensiune, de numărul de posturi de transformare de MT/JT precum și de numărul și durata întreruperilor în alimentare admise de consumatori.

Regimul de funcționare la joasă tensiune va fi radial indiferent de configurația schemei [8].

▪ **Schema de tip radial.** Schema radială de distribuție (Fig. 2.2) este alcătuită dintr-o serie de linii de distribuție, alimentate de la barele de JT ale unui post de transformare. La aceste linii sunt racordați consumatorii. Protecția circuitelor este asigurată prin siguranțe fuzibile, montate pe liniile principale (S1), pe derivațiile din aceste linii (S2) și pe racordurile la consumatori (S3). Siguranțele trebuie astfel calibrate încât protecția să fie selectivă. Pentru aceasta, curenții nominali ai fuzibilelor se aleg în ordine descrescătoare, pe măsura depărtării de sursa de alimentare [7].

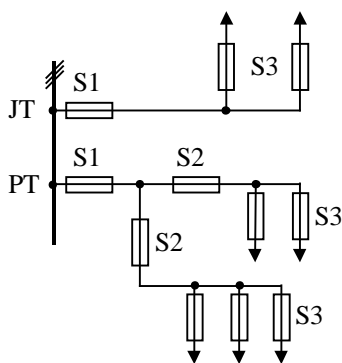


Fig. 2.2. Schemă de distribuție radială

Deoarece la dimensionarea acestor rețele de distribuție nu se asigură rezervă în alimentarea consumatorilor în caz de avarie, ele pot fi utilizate numai în zonele rurale și în zonele urbane periferice.

▪ **Schema buclate.** Schemele buclate de conexiuni oferă posibilitatea alimentării consumatorilor pe mai multe căi, măbind siguranța în alimentarea cu energie electrică a acestora. De asemenea se reduc mult pierderile de energie față de rețelele radiale, ca urmare a faptului că alimentarea consumatorilor se realizează de la posturile cele mai apropiate, îmbunătățindu-se totodată nivelul de tensiune, deoarece fiecare linie din rețeaua buclată este alimentată de la ambele capete.

În figura 2.3 este reprezentată o rețea de joasă tensiune buclată

longitudinal, în care posturile de transformare, în număr de la 3 la 6, sunt alimentate de la aceeași linie de medie tensiune [4, 5]. În această rețea, liniile de joasă tensiune la care sunt conectați consumatorii sunt alimentate fie de la două posturi de transformare (L2 și L3) fie de la un singur post (L1), în ultimul caz linia funcționând în inel. Aceste linii sunt dimensionate pentru alimentarea de la două capete.

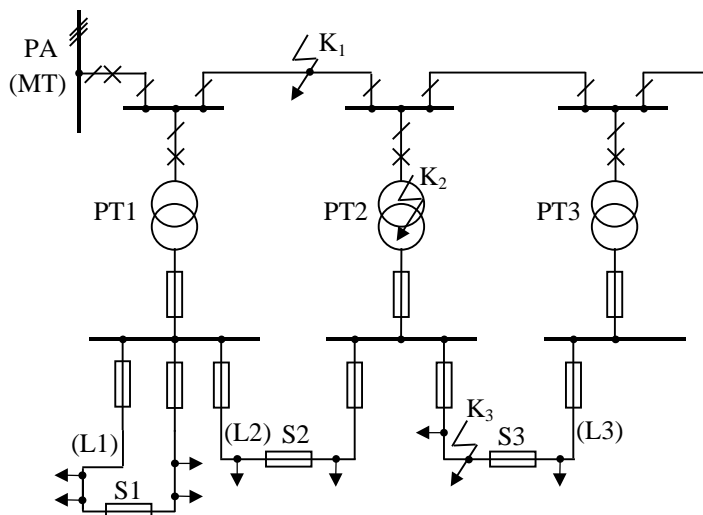


Fig. 2.3. Schemă de rețea de JT, buclată longitudinal, cu „legături slabe”.

Pentru creșterea siguranței în alimentarea consumatorilor, pe liniile de joasă tensiune, în punctele de separație a curenților, se montează siguranțele S1, S2 și S3, al căror curent nominal este cu două trepte mai mic decât curentul nominal al siguranțelor prevăzute la capetele liniei în posturile de transformare. În acest caz rețeaua se numește buclată longitudinal, cu "legături slabe".

La un scurtcircuit în punctul  $K_1$ , pe linia de medie tensiune, deconectează întreruptorul de medie tensiune din punctul de alimentare (PA), toate cele trei posturi de transformare rămânând fără tensiune. Localizarea defectului, prin repuneri repetate sub tensiune, se face numai după scoaterea legăturilor slabe S2 și S3, pentru a evita topirea lor datorită suprasarcinii. După localizarea și separarea tronsonului defect, transformatoarele situate în amonte pot fi realimentate pe calea normală, iar celelalte posturi pot fi realimentate dacă este prevăzută rezervare pentru distribuitor de la un alt PA sau de pe barele de medie tensiune ale unei stații de transformare.

În cazul unui scurtcircuit  $K_2$  în transformatorul din PT2 deconectează întreruptorul de pe partea de medie tensiune al acestuia dar și siguranțele S2

și S3, ("legăturile slabe"), rămânând fără alimentare consumatorii, care în mod obișnuit sunt conectați la acest post. Repunerea sub tensiune începe prin deconectarea transformatorului defect de pe partea de JT, urmată de trecerea sarcinii alimentate de acest post, prin liniile de legătură, la posturile PT1 și PT3 (se înlocuiesc siguranțele S2 și S3). Pentru a fi posibil astfel de manevre este necesar ca transformatoarele să fie prevăzute cu o rezervă de putere suficientă pentru ca, în cazul avarierii unui transformator, sarcina să poată fi preluată de celelalte transformatoare.

În fine, la un scurtcircuit într-un punct de pe o linie de joasă tensiune ( $K_3$ ) se topesc siguranțele aferente acestei linii, respectiv siguranța sa din postul de transformare PT2 și "legătura slabă" S3, fiind selectată numai porțiunea defectă.

Gradul de siguranță în alimentarea consumatorilor înregistrează o creștere, dacă rețeaua buclată de JT este alimentată de la linii diferite de medie tensiune. Se ajunge în acest mod la schema de conexiuni buclată longitudinal și transversal, cu "legături slabe" (Fig. 2.4).

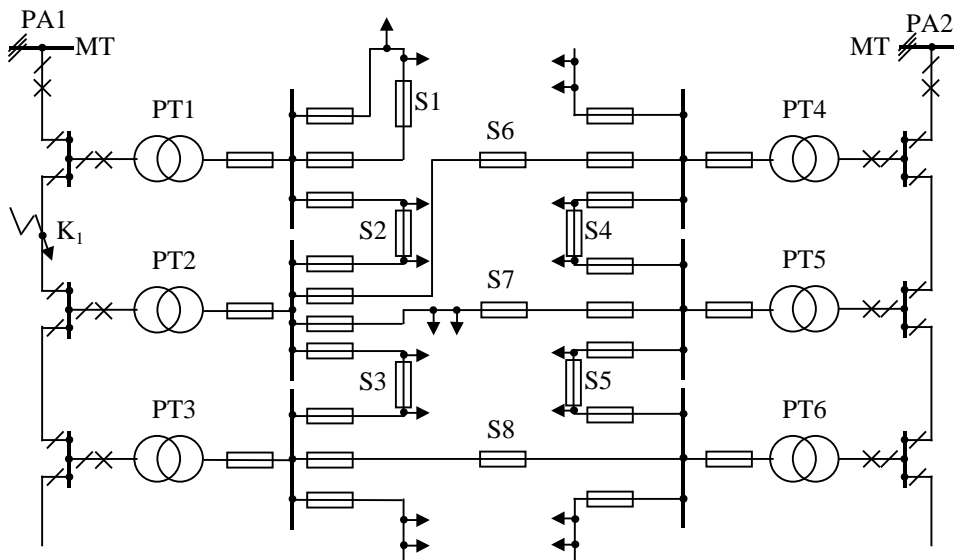


Fig. 2.4. Schemă de rețea de JT, buclată longitudinal și transversal, cu „legături slabe”.

Funcționarea protecției în caz de defect este analogă cu aceea a schemei buclate longitudinal. În plus, în acest caz pentru o rezervă suficientă de putere a transformatoarelor se asigură o alimentare continuă a consumatorilor cu energie electrică, atât la producerea unui defect pe o linie de medie tensiune cât și într-unul din transformatoare [5].

De exemplu, la un scurtcircuit în punctul  $K_1$  de pe linia de MT, acesta este deconectat din punctul de alimentare PA1 și, în același timp, este

separat și față de cealaltă linie de MT, prin topirea siguranțelor S6, S7 și S8. După izolarea defectului, prin intermediul legăturilor transversale, consumatorii din rețeaua de JT sunt alimentați de la linia de MT neavariată.

În figura 2.5 este reprezentată o schemă de distribuție buclată cu funcționare radială [8]. Posturile de transformare pot fi alimentate de la același cablu de medie tensiune sau de la cabluri distribuitoare diferite.

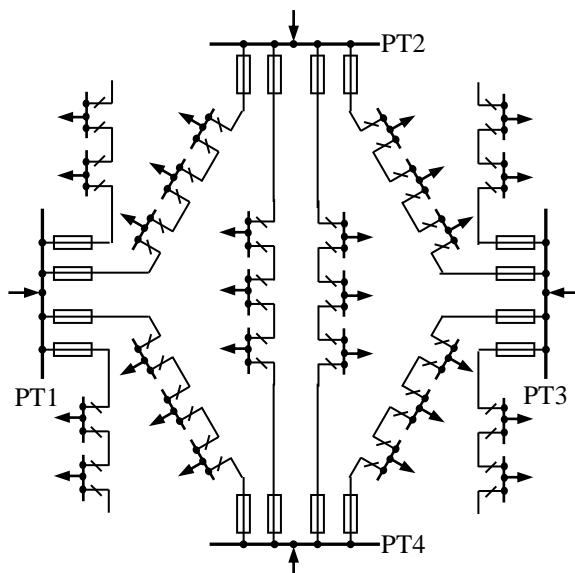


Fig. 2.5. Schemă de distribuție buclată cu funcționare radială [8].

Liniile de joasă tensiune sunt dimensionate astfel încât:

- să asigure funcționarea la densitatea economică de curent  $J_{ec}$ , în regim normal, punctul de separare din buclă fiind stabilit pe criteriul pierderilor minime de energie;
- în regim de avarie (defect într-unul din posturile adiacente, respectiv separație la capătul buclei), curentul maxim admis  $I_{maxad}$  în conductoarele liniei să fie mai mare decât curentul din linie  $I_{buc\lă}$  pentru acest regim, deci  $I_{maxad} > I_{buc\lă}$ .

Transformatoarele vor avea rezerva necesară pentru preluarea integrală a liniilor de JT care ar rămâne nealimentate, la avarierea transformatorului dintr-un post învecinat.

Astfel de scheme se utilizează pentru rețele de distribuție de joasă tensiune din zone urbane, dar și pentru rețele din zone rurale, în cazul unor consumatori importanți.

Alimentarea cu energie electrică a rețelelor de iluminat public se face din posturile de transformare de rețea, în schemă radială.

➤ **Rețele industriale.** La marii consumatori industriali, între 40 și 60% din consumul de energie electrică se realizează la joasă tensiune, fapt ce implică utilizarea unor cantități importante de cabluri și conductoare, aparate de comutație și instalații de distribuție. În aceste condiții, realizarea unor scheme simple și fiabile este deosebit de importantă din punct de vedere economic. În distribuția industrială la joasă tensiune se utilizează scheme de tip radial, de tip magistral și scheme buclate [1].

▪ *Scheme de tip radial.* În distribuția industrială, schema radială simplă este utilizată frecvent pentru alimentarea unor receptoare cu un grad mare de dispersare.

Schema radială poate avea una sau mai multe trepte. În schema radială simplă, reprezentată în figura 2.6, se remarcă tabloul general de distribuție

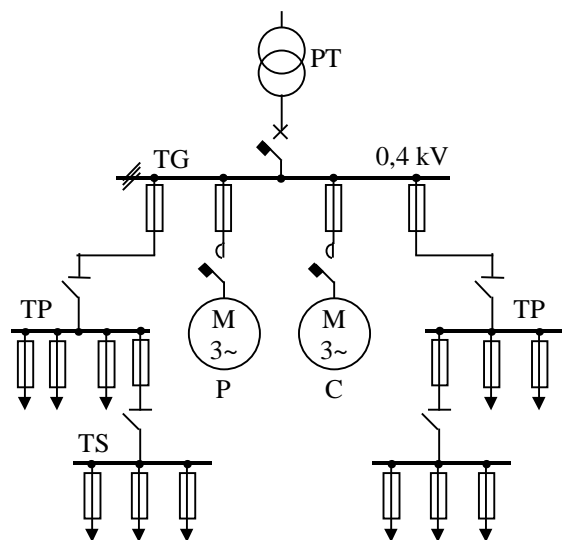


Fig. 2.6. Schemă radială simplă de JT.

TG, tablourile principale TP și tablourile secundare TS. Receptoarele de puteri importante (pompe-P, compresoare-C etc.) sunt alimentate direct de pe barele de JT ale postului de transformare PT.

Linia care alimentează un singur receptor se numește circuit, iar cea care alimentează un grup de receptoare, grupate pe un tablou de distribuție, se numește coloană.

Comparând schemele radiale din figurile 2.2 și 2.6, se remarcă faptul că în

cazul distribuției urbane liniile radiale alimentează consumatori (blocuri, clădiri administrative, mici ateliere etc.), în timp ce în distribuția industrială linia radială alimentează un receptor sau mai multe receptoare, grupate pe tablouri de distribuție.

Datorită simplității schemei, exploatarea rețelelor radiale este ușoară. În schimb, gradul de siguranță în alimentarea consumatorilor este redus deoarece la arderea unei siguranțe de pe o linie principală (S1 în Fig. 2.2) sau de pe o coloană (Fig. 2.6) toate receptoarele situate în aval față de siguranța respectivă sunt scoase din funcțiune. Din acest motiv rețelele radiale simple pot fi utilizate numai pentru receptoare care admit întreruperi de durată în alimentarea cu energie electrică.

Pentru alimentarea receptoarelor, care admit doar întreruperi de scurtă durată în alimentarea cu energie electrică, se poate utiliza schema radială dublă (Fig. 2.7), care asigură două căi distincte până la tabloul de alimentare a acestor receptoare. Trecerea de pe o cale de alimentare pe cealaltă se face prin automatică de rețea AAR - anclanșarea automată a rezervei - și constă în închiderea întreruptorului automat aferent acestei automatizări când, în urma unei avarii, alimentarea de bază este scoasă din funcțiune de către protecții [1, 6].

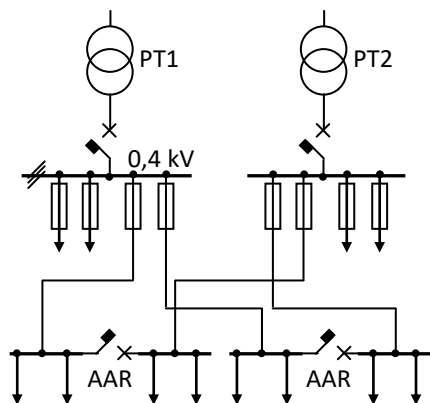


Fig. 2.7. Schemă radială dublă de JT

Se poate menționa că instalațiile de protecție și automatizare din rețelele radiale sunt simple și eficiente; în schimb, se constată un consum mare de aparate și materiale, fiecare receptor având propriul circuit de alimentare din tabloul de distribuție.

▪ *Scheme de tip magistral.* Rețeaua de tip magistral sau cu linie principală se utilizează în distribuția industrială, în special în halele industriale cu densitate mare de mașini unelte. Linia principală se folosește pentru

receptoare sau grupe de receptoare care necesită puteri mai mici, ce nu justifică rețeaua radială și sunt situate în aceeași direcție, la distanțe relativ mici. O astfel de soluție este avantajoasă constructiv, în cazul utilizării magistralelor din bare conductoare, la care sunt racordate receptoarele sau grupe de receptoare.

În figura 2.8 sunt prezentate scheme de tip magistral, frecvent întâlnite în rețelele industriale de JT [1].

Schema cu magistrală simplă (Fig. 2.8, a) are un grad redus de siguranță în alimentarea receptoarelor, deoarece defectarea unui sector de magistrală conduce la scoaterea din funcțiune a tuturor receptoarelor, o parte din acestea, situate în amonte de locul defect, putând fi realimentate după depistarea și izolarea sectorului defect.

Acest dezavantaj poate fi remediat realizând legături secundare de bypass între diferite ramuri (Fig. 2.8, a - cu linie întreruptă) sau utilizând magistrale duble (Fig. 2.8, b), cu automatizări corespunzătoare.

Principalul avantaj al liniilor magistrale constă în investiții mai mici, datorită numărului mai mic de plecări.



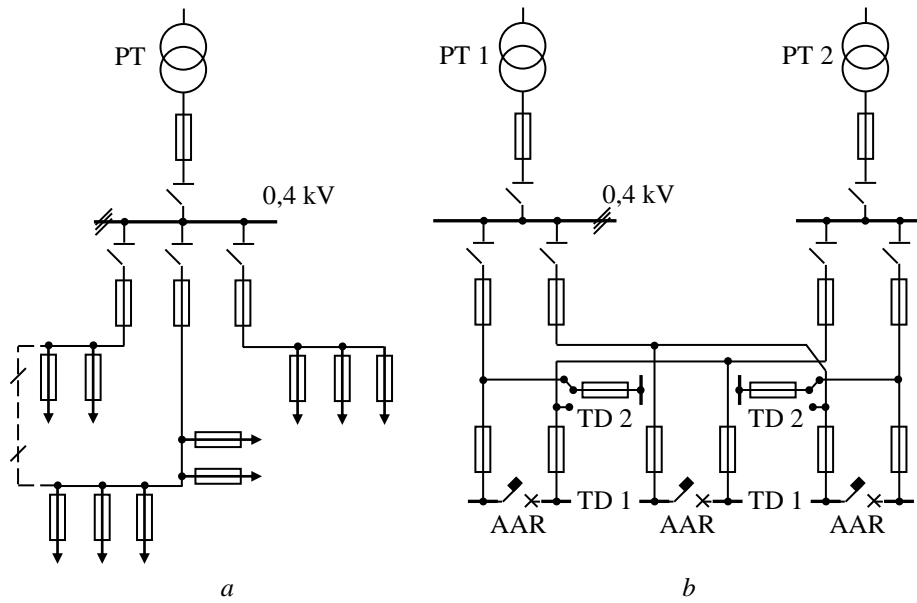


Fig. 2.8. Scheme de tip magistral de JT:  
a-schemă cu magistrală simplă; b-schemă cu magistrală dublă.

▪ *Scheme buclate.* Buclarea rețelelor de JT poate fi făcută pe două PT apropiate sau pe barele aceluiași PT (schema inelară) (Fig. 2.9).

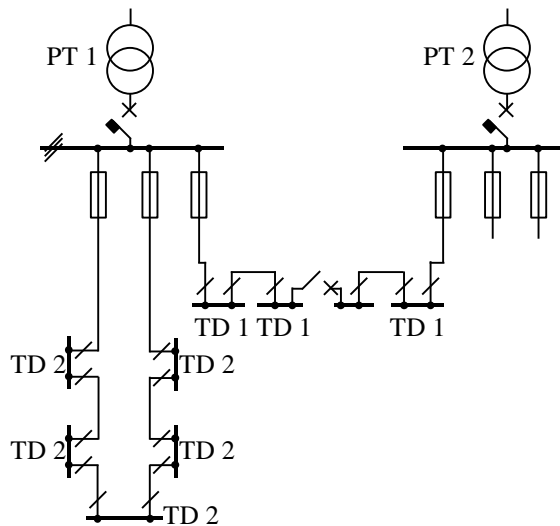


Fig. 2.9. Schemă buclată de JT, utilizată în distribuția industrială.

Pentru simplificarea condițiilor de protecție, rețelele buclate se exploatează de regulă cu bucla deschisă, prin deschiderea unui element de separare în buclă.

Restabilirea alimentării se face prin închiderea acestui element (separator sau întreruptor) după identificarea și separarea sectorului defect [1].

### 2.2.2. Scheme de conexiuni ale rețelelor electrice de medie tensiune

Rețelele de distribuție de medie tensiune alimentează cu energie electrică posturile de transformare ale orașelor și întreprinderilor industriale. În cazul distribuției industriale, rețelele de medie tensiune asigură și alimentarea receptoarelor de medie tensiune.

Prin intermediul posturilor de transformare, rețelele de medie tensiune alimentează cu energie electrică rețelele de joasă tensiune.

La rândul lor, rețelele de medie tensiune sunt alimentate cu energie electrică fie de la rețelele de înaltă tensiune prin intermediul stațiilor de transformare, fie direct de la barele centralelor electrice.

Un avantaj esențial al sistemului de distribuție trifazat, față de cel monofazat, este posibilitatea vehiculării aceleiași cantități de energie, cu un sistem de trei conductoare, având secțiunea totală de două ori mai mică decât secțiunea totală a conductoarelor sistemului monofazat. În consecință, din punct de vedere economic, se impune generalizarea distribuției trifazate la MT cel puțin în structura de bază („osatura rețelelor de distribuție în MT”).

Cu toate acestea, pe liniile care alimentează consumatori dispersați și de puteri mai reduse, tranzitul pe linie fiind redus, este posibil ca alimentarea monofazată să devină interesantă din punct de vedere economic, mai ales dacă se ține seama de faptul că secțiunea minimă a conductoarelor LEA este impusă și din considerente de rezistență mecanică (secțiunea conductoarelor LEA nu poate fi oricât de mică).

Structura și concepția tehnică a rețelelor de distribuție aeriene la MT sunt determinate, printre altele, de întinderea teritorială, densitatea populației, puterile unitare ale consumatorilor. În principal există două direcții în ceea ce privește concepția rețelelor de distribuție la MT și anume [2, 4]:

- concepția nord-americană, în care neutrul este distribuit și pe MT;
- concepția europeană în care distribuția pe MT se realizează, în general, cu trei conductoare, neutrul fiind distribuit numai pe partea de JT.

În continuare se prezintă principalele scheme de distribuție la medie tensiune utilizate în distribuția publică și industrială din țara noastră.

- **Rețele publice.** Rețelele de medie tensiune de distribuție publică se vor realiza la 20 kV, iar rețelele existente, care funcționează la 6 și 10 kV, se vor trece etapizat la tensiunea de 20 kV.

În funcție de modul de racordare la stațiile de distribuție de 110 kV/MT, rețelele de medie tensiune de distribuție publică se pot clasifica în următoarele categorii [8]:

- *rețele cu racordare directă*, în care posturile de transformare sunt racordate direct la barele de medie tensiune ale stațiilor de transformare, prin intermediul liniilor de medie tensiune, numite *distribuitoare*;

- *rețele cu racordare indirectă prin puncte de conexiuni*, în care posturile de transformare 20/0,4 kV sunt racordate prin linii de 20 kV la barele punctului de conexiuni care, la rândul său, este alimentat din stații de 110/20 kV prin linii care au sau nu alte sarcini pe ele. Prin punct de conexiune se înțelege bara de medie tensiune a unei viitoare stații de 110 kV/MT, a cărei apariție se justifică prin creșterea consumului din zonă;

- *rețele cu racordare indirectă prin puncte de alimentare (PA)*, în care posturile de transformare sunt racordate prin linii de MT la barele punctului de alimentare care, la rândul său, este alimentat din stații de 110 kV/MT prin linii de alimentare, numite *fideri*. Punctele de alimentare sunt mici stații de conexiuni la medie tensiune. Schemele de conexiuni ale acestor rețele rezultă prin suprapunerea a două rețele cu aceeași tensiune: rețeaua fiderilor sau rețeaua de alimentare și rețeaua de distribuție propriu-zisă. În rețelele de medie tensiune nu se va mai dezvolta sistemul de distribuție prin puncte de alimentare.

În rețelele electrice de distribuție publică se va adopta, de regulă, sistemul de racordare directă la barele stațiilor de 110/20 kV.

Sistemul de racordare indirectă se va utiliza în situații speciale, când stația de transformare de 110/20 kV este situată departe și când prin consumul zonei nu este pe moment justificată apariția unei stații noi de 110/20 kV. În această situație, stația de conexiuni va fi concepută, amplasată și construită astfel încât să formeze corpul de conexiuni de 20 kV al unei viitoare stații 110/20 kV [8].

Alegerea schemei optime pentru o zonă de consum se va face pe baza unui studiu de fezabilitate, luându-se în considerare și schemele de 110 kV, precum și configurația rețelelor de joasă tensiune.

În regim normal de funcționare, rețelele de 20 kV de distribuție publică vor fi alimentate din două stații de transformare, fiind secționare (funcționare radială) în punctul optim din punctul de vedere al consumului propriu tehnologic și al automatizării de sistem.

În sistemul de distribuție rural, se va utiliza schema radială sau/și buclată, cu secționare în regim normal de funcționare în punctul optim din punct de vedere al valorii consumului propriu tehnologic.

În continuare se prezintă principalele scheme de distribuție publică la medie tensiune. În figura 2.10 este redată o schemă de distribuție directă prin linie electrică aeriană (LEA), cu rezervă pe stații diferite, utilizată în distribuția rurală. Posturile de transformare sunt racordate la LEA în derivație sau prin intrare-ieșire. În regim normal, linia este secționată,

funcționând radial. Punctul de secționare se alege astfel încât pierderile de energie să fie minime. Alegerea punctului de secționare este optimă dacă în regimul de sarcină maximă, cu linia în funcționare buclată, circulația de putere în punctul de secționare este minimă.

În figura 2.11 este reprezentată o schemă de distribuție directă prin linie electrică subterană (LES), cu rezervă pe aceeași stație. Se utilizează în distribuția urbană la medie tensiune când nu există posibilitatea asigurării rezervării de pe bare de MT din altă stație de transformare. În regim normal, linia este secționată, funcționând radial. Punctul de secționare se alege astfel încât pierderile de energie să fie minime.

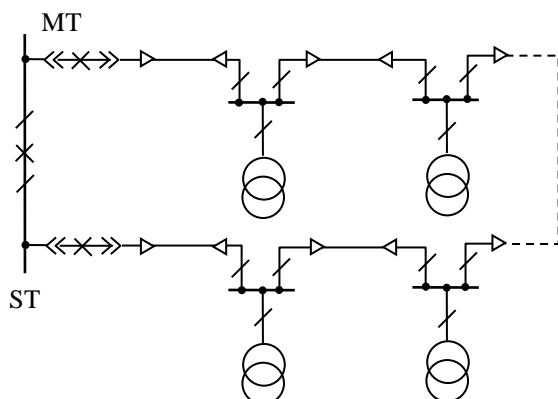


Fig. 2.11. Schemă de distribuție directă prin LES cu rezervă pe aceeași stație [8].

Distribuția directă prin LES, cu rezervă pe stații diferite (Fig. 2.12) este, în prezent, cea mai utilizată schemă de distribuție urbană la medie tensiune.

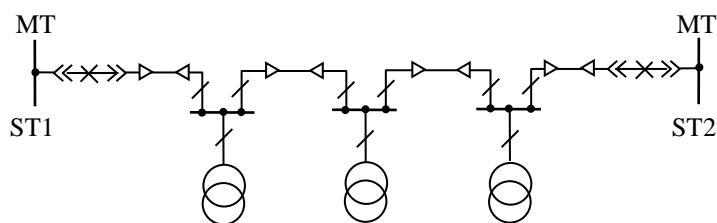


Fig. 2.12. Schemă de distribuție directă prin LES cu rezervă pe stații diferite.

În regim normal de funcționare, bucla este secționată, funcționarea fiind radială. Punctul de secționare se alege la fel ca în cazul schemelor precedente.

Pentru rețelele de distribuție de medie tensiune din zonele urbane, cu densități de sarcină mai mari decât  $4 \text{ MVA/km}^2$ , se recomandă utilizarea unei scheme de distribuție directă tip grilă prin LES, cu rezervare pe aceeași stație sau pe stații diferite [8]. Această schemă este formată din distribuitorii buclate între care apar în plus legături în grilă (Fig. 2.13).

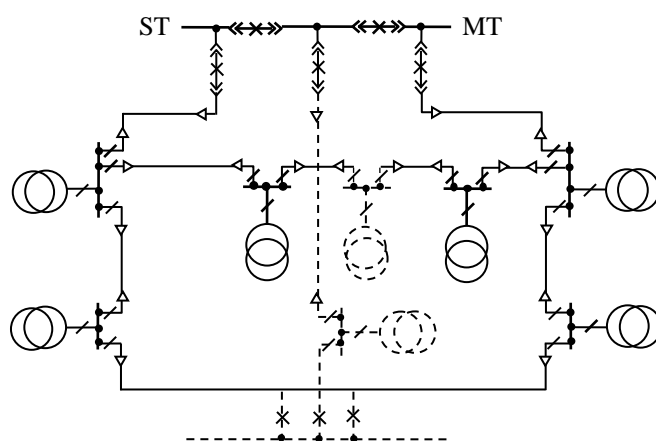


Fig. 2.13. Schemă de distribuție directă tip grilă prin LES, cu rezervare pe aceeași stație sau pe stații diferite [8].

În figura 2.14 este reprezentată o schemă de distribuție directă tip dublă derivație prin LES, cu rezervare pe aceeași stație sau pe două stații diferite.

Fiecare buclă este formată din două linii în paralel, la care sunt racordate transformatoarele din posturi. Această variantă de schemă este recomandată pentru rețelele de distribuție cu densitatea de sarcină mai mare decât  $8 \text{ MVA/km}^2$  [8].

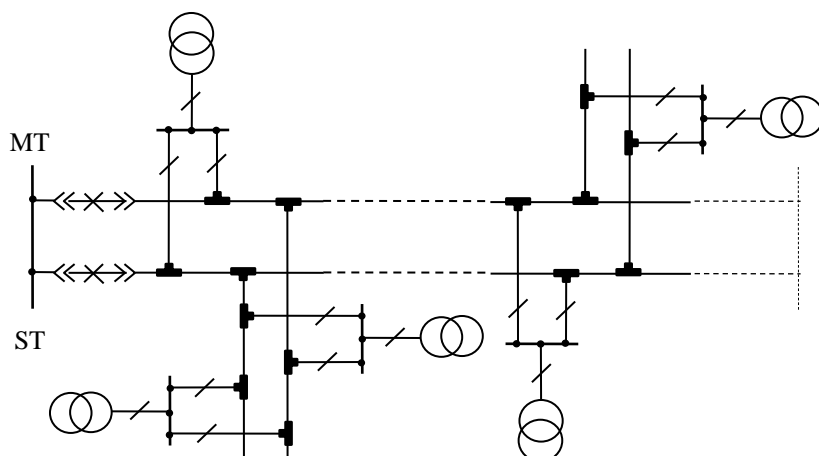


Fig. 2.14. Schemă de distribuție directă tip dublă derivație prin LES, cu rezervare pe aceeași stație sau pe două stații diferite [8].

➤ **Rețele industriale.** În unitățile industriale, rețelele de medie tensiune îndeplinesc următoarele funcțiuni [1]:

- alimentarea din rețelele SEE a întreprinderilor cu puteri absorbite între 1 și 5 MW;
- distribuția interioară a energiei electrice la marii consumatori;
- alimentarea receptoarelor de medie tensiune;
- alimentarea rețelei de joasă tensiune prin posturi de transformare amplasate în punctele de consum.

Schemele de conexiuni ale rețelelor industriale de medie tensiune sunt de tip radial, scheme magistrale și de tip mixt.

▪ *Schemele radiale* au cea mai largă utilizare în cadrul rețelelor industriale de MT. Acestea se împart în scheme cu o singură treaptă și scheme cu două sau mai multe trepte. Schemele cu mai multe trepte sunt utilizate în întreprinderile mari, în care se folosesc puncte intermediare de distribuție (PD), în vederea simplificării schemei stației principale.

În figura 2.15 se indică schema de distribuție de tip dublu radial, în două trepte, care asigură o rezervă de 100 % în alimentarea punctelor de distribuție intermediare [1].

Schema se exploatează secționat la toate nivelurile, fiind prevăzute instalații AAR pe barele de MT și de asemenea pe cele de JT, care alimentează receptoare care admit numai întreruperi scurte în alimentarea cu energie electrică (PT1, PT3 și PT8). Pentru receptoarele care admit întreruperi de lungă durată, racordate la PT2 și PT7, realimentarea, în cazul întreruperii unei căi, se asigură prin manevre manuale. Receptoarele de mică importanță sunt alimentate printr-o singură linie radială din punctele de

distribuție, deci fără rezervă (PT4, PT6).

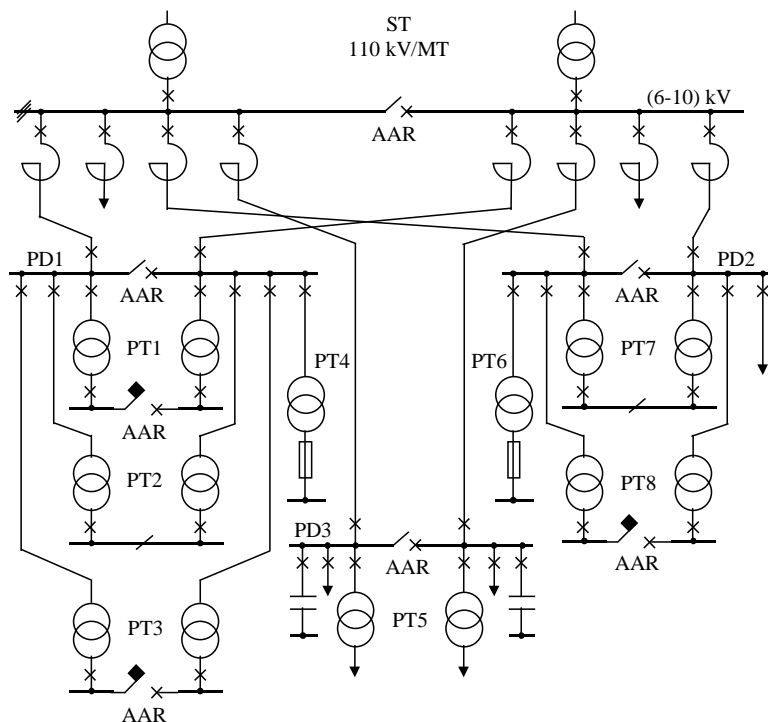


Fig. 2.15. Schemă de distribuție de tip dublu radial de MT.

Avantajele schemei radiale duble secționare sunt: siguranță în funcționare, limitarea curenților de scurtcircuit, instalații de protecție simplificate. Principalele dezavantaje ale acestor scheme îl constituie numărul ridicat de celule din punctele de distribuție și de cabluri precum și gradul redus de utilizare a instalațiilor (maxim 50 %).

În literatură se prezintă unele tendințe de realizare economică a schemelor radiale. Astfel, în figura 2.16, a, fiecare punct de distribuție (PD1...PD5) este alimentat, în regim normal de funcționare, printr-un singur fider din stația de transformare (ST). În caz de avarie, alimentarea se asigură printr-o cale de rezervă comună, denumită magistrală de rezervă (cu linie întreruptă în Fig. 2.16, a).

Gradul de siguranță al schemei este apropiat de cel al schemei radiale duble; în schimb, se reduce cantitatea de cabluri, în special în cazul unor puncte de distribuție concentrate și depărtate de stația de alimentare.

Schema din figura 2.16, b asigură alimentarea unui punct de distribuție PD prin trei fideri din două puncte distincte I și II ale rețelei interioare de distribuție. Sarcina (S) a punctului de distribuție este repartizată în mod egal pe cele două secții de bare de lucru, ceea ce permite dimensionarea fiecărei

căi de alimentare la 50 % din sarcina totală

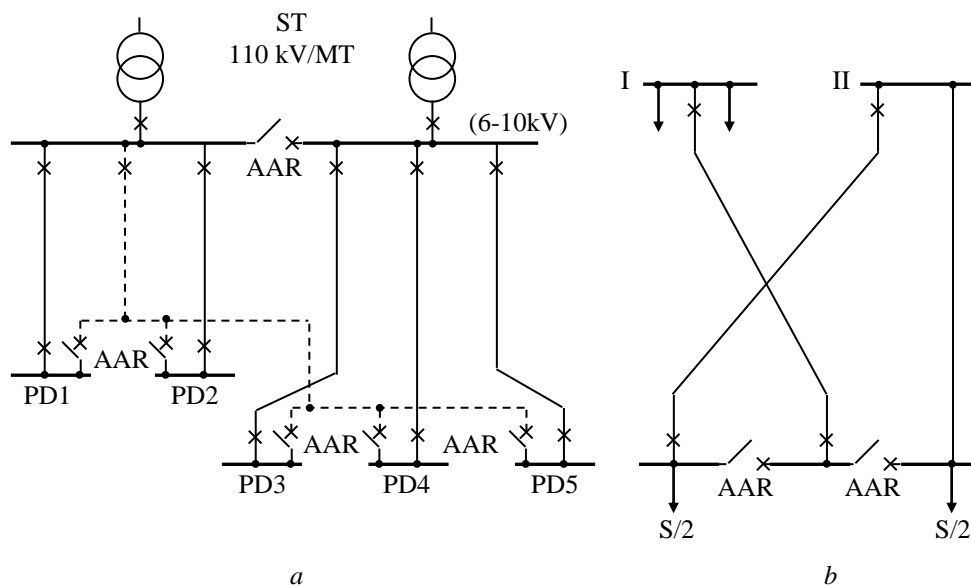


Fig. 2.16. Variante economice de scheme radiale de distribuție de MT [7]:  
 a-alimentarea radială a PD-urilor cu o magistrală de rezervă; b-alimentare radială  
 a unui PD de la două surse prin trei fideri dimensionați la 50% din sarcina PD.

Alimentarea de bază se asigură pentru ambele secții de bare de la punctul II de alimentare. Când oricare din cele două secții de bare rămâne fără tensiune, prin dispozitivul AAR corespunzător, se asigură continuitatea alimentării prin fiderul de rezervă, de la punctul I de alimentare.

▪ *Schemele magistrale* sunt potrivite pentru distribuția unor sarcini mari spre puncte situate în aceeași direcție.

Utilizarea schemelor magistrale conduce la simplificarea instalațiilor de distribuție și a comutației. Se reduce numărul de celule din stațiile de alimentare și crește gradul de utilizare a instalațiilor.

Ca dezavantaj se menționează faptul că la un număr mare de transformatoare pe magistrală apar probleme de protecție (protecția maximală reglată astfel încât să nu acționeze la sarcină maximă poate deveni insensibilă la scurtcircuit într-un transformator), fiind necesare protecții diferențiale longitudinale.

Scheme magistrale pot fi grupate în [1]:

- magistrale unice, care, de regulă, prezintă un grad de siguranță și de elasticitate în exploatare mai redus decât schemele radiale și de aceea se folosesc pentru alimentarea unor posturi de transformare și a unor puncte de distribuție cu receptoare care admit întreruperi pe durata reparației magistralei;



• magistrale paralele, care prezintă un grad ridicat de siguranță și pot fi utilizate pentru orice categorie de receptoare.

Schemele cu magistrale unice de tipul celor din figura 2.17, a se folosesc pentru alimentarea a 2-3 posturi de transformare, situate la distanțe relativ mici (50÷70 m) sau în aceeași hală. Datorită gradului redus de siguranță, astfel de scheme se utilizează pentru alimentarea unor receptoare de mică importanță. Pentru creșterea siguranței în alimentarea receptoarelor se pot utiliza scheme cu magistrală de rezervă (Fig. 2.17, b) sau cu magistrală în inel (Fig. 2.17, c).

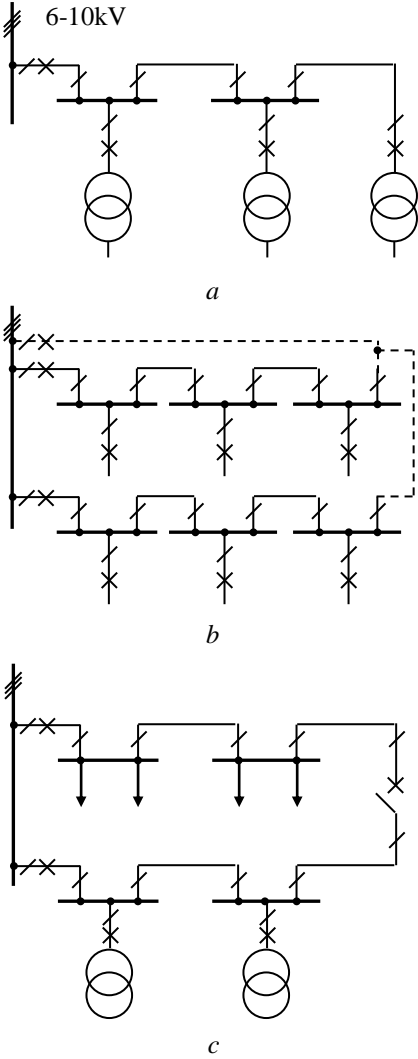


Fig. 2.17. Scheme cu magistrale unice

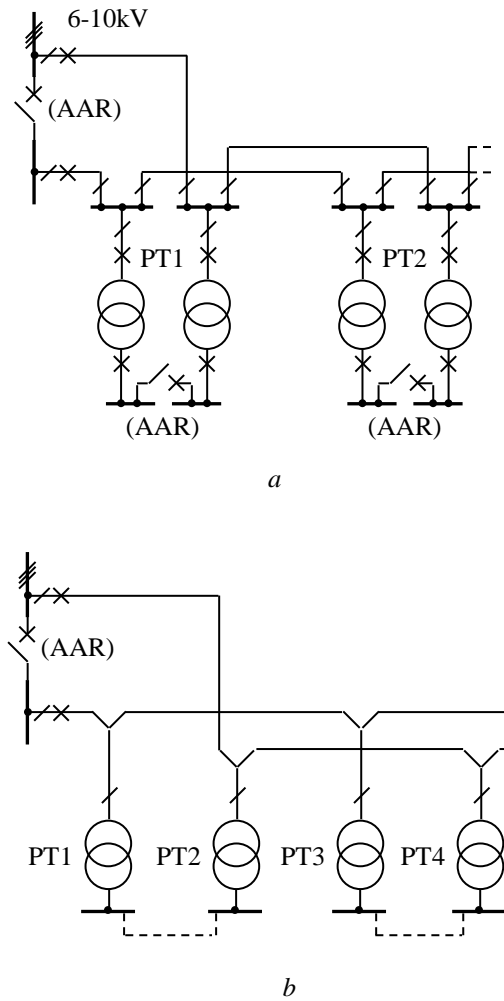


Fig. 2.18. Scheme cu magistrale duble.

Schemele magistrale duble de medie tensiune pot alimenta, de regulă, 4–5 posturi de transformare de 630÷1000 kVA pe un traseu. Prezența receptoarelor care admit întreruperi de scurtă durată în alimentare, necesită, de obicei, introducerea de AAR pe barele de JT (Fig. 2.18, a). Dacă receptoarele admit întreruperi de lungă durată în alimentare cu energie electrică, posturile de transformare pot fi echipate cu câte un singur transformator, prevăzându-se o rezervare prin legături de JT de la un PT apropiat (Fig. 2.18, b).

### 2.2.3. Scheme de conexiuni ale posturilor de transformare

În funcție de destinația lor, posturile de transformare pot fi: de rețea, de consumator și mixte, în cazul distribuției publice, la care se adaugă posturile de transformare din rețelele industriale de distribuție.

*Posturile de transformare de rețea* alimentează consumatori casnici și terțiari.

*Posturile de transformare de consumator* (de abonat) alimentează un singur consumator (terțiar sau mic consumator).

*Posturile de transformare mixte* alimentează atât consumatori casnici și terțiari cât și mici consumatori. Din posturile de transformare mixte se va evita alimentarea unor consumatori a căror curbă de sarcină reclamă o durată de utilizare a puterii maxime absorbite care conduce la funcționare neeconomică și respectiv la diminuarea rezervei de putere a transformatorului.

*Posturile din rețeaua industrială a unei întreprinderi* sunt alimentate din rețeaua de medie tensiune care se dezvoltă în secundarul stației de primire a întreprinderii respective. Ele alimentează ateliere, secții, sectoare din întreprinderea respectivă.

În figura 2.19 se prezintă câteva variante de scheme pentru posturile de transformare de consumator sau mixte, în funcție de puterea și nivelul de rezervare cerut de consumatorii concentrați [8].

În figura 2.19, a, b și c sunt reprezentate scheme de posturi alimentate pe o singură cale, fără rezervare pe JT. Racordarea la rețeaua de medie tensiune se poate face prin derivație (a și b) sau prin sistem intrare-ieșire (c). Astfel de scheme se pot utiliza doar pentru alimentarea consumatorilor care acceptă întreruperi de lungă durată. Pentru o parte din receptoare, care necesită un nivel de siguranță mai ridicat, rezervarea barei JT se poate face cu un transformator de rezervă cu /fără AAR sau dintr-o rețea de JT alimentată din alt post de transformare (Fig. 2.19, b).

Pentru consumatorii care solicită un nivel de rezervare ridicat se pot utiliza schemele reprezentate în figura 2.19, d și e. În ambele scheme, bara de MT este secționată, cele două secții fiind alimentate pe căi diferite. Distribuitorii sunt racordate la secții de bare din stații diferite sau la secții

de bare separate, care se rezervă prin AAR, din aceeași stație.

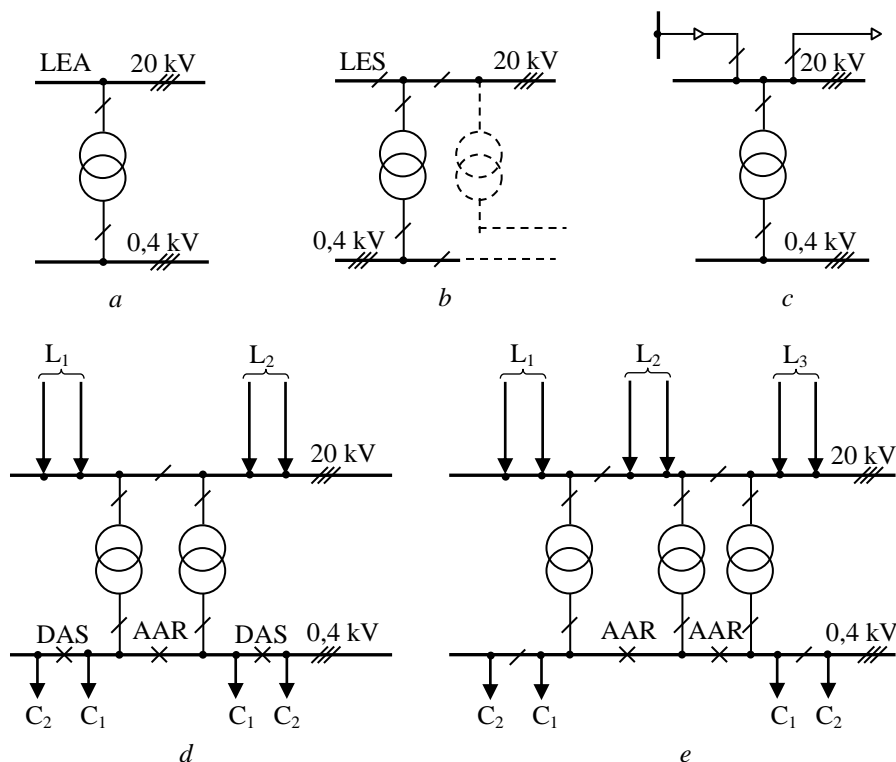


Fig. 2.19. Scheme reprezentative pentru posturile de transformare de consumator sau mixte [8].

În schema din figura 2.19, d, pentru asigurarea rezervei în alimentare, se consideră următoarele situații:

- întreg consumul necesită siguranță mărită și durată mică de nealimentare. În acest caz se asigură rezervă în proporție de 100% prin cablurile de MT și în transformatoare.
- pe barele de JT sunt conectați și alți consumatori care nu impun nivel de siguranță mare. Aceștia vor fi deconectați prin DAS (descărcarea automată a sarcinii) când lucrează instalația AAR. În acest caz rezerva necesară în linie și transformator, se va diminua corespunzător cu puterea consumatorilor ce pot fi deconectați.

În figura 2.19, e se prezintă schema unui PT cu un transformator de rezervă pentru două transformatoare în sarcină și două instalații de automatizare pe cupla de JT. Capacitatea de transport a căii de alimentare 2 și a transformatorului de rezervă se va corela cu puterea consumatorilor care necesită siguranță mărită de pe cea mai încărcată din secțiile de bare de JT.

### BIBLIOGRAFIE

1. Albert Hermina și Florea I. *Alimentarea cu energie electrică a întreprinderilor industriale*. Editura Tehnică, București, 1987.
2. Carrive Ph. Réseaux de distribution. Structure et planification. Techniques de l'Ingénieur, traité Génie électrique, D4210, 2007.
3. Comșa D. ș.a. *Proiectarea instalațiilor electrice industriale*. Editura Didactică și Pedagogică, București, 1983.
4. Eremia, M. (Editor). *Electric power systems, Volume I - Electric Networks*. Editura Academiei Române, București, 2006.
5. Iacobescu Gh. ș.a. *Rețele și sisteme electrice*. Editura Didactică și Pedagogică, București, 1979.
6. Iordănescu I. și Iacobescu Gh. *Alimentarea cu energie electrică a întreprinderilor*. Editura Didactică și Pedagogică, București, 1979.
7. Peter D.C., Tîrnovan R.A. *Transportul și distribuția energiei electrice*. Editura UTPRESS, Cluj-Napoca, 2014.
8. S.C. Electrica S.A. PE 132/2003. *Normativ pentru proiectarea rețelelor electrice de distribuție publică*. București, 2003.
9. I7/2011. Normativ privind proiectarea, execuția și exploatarea instalațiilor electrice aferente clădirilor.
10. HG nr. 1.007 /2004. Regulamentul de furnizare a energiei electrice la consumatori.
11. ANRE. Ordinul 102/2015: *Regulamentul privind stabilirea soluțiilor de racordare a utilizatorilor la rețelele electrice de interes public*. MO 519/13.07.2015.

## Capitolul 3

### CALCULUL ELECTRIC AL REȚELELOR DE DISTRIBUȚIE ÎN REGIM PERMANENT

#### Cuprins

3. Calculul electric al rețelelor de distribuție în regim permanent.....	52
3.1. Variații de tensiune și căderi de tensiune admisibile .....	52
3.2. Ipoteze în reprezentarea liniilor și consumato-rilor în schemele echivalente de calcul.....	53
3.3. Calculul circulației de curenți și al căderilor de tensiune în rețelele electrice radiale.....	55
3.3.1. Linia cu un singur consumator. Diagrama fazorială fundamentală .....	55
3.3.2. Linia cu mai mulți consumatori concentrați .....	58
3.3.3. Linia electrică trifazată cu sarcină distribuită uniform .....	62
3.3.4. Linia trifazată cu sarcini dezechilibrate .....	63
3.4. Calculul circulației de curenți și al căderilor de tensiune în rețelele buclate.....	66
3.4.1. Linia electrică alimentată la două capete - rețeaua simplu buclată.....	66
3.4.2. Rețeaua complex buclată .....	70
3.5. Regimul termic al liniilor electrice .....	78
3.5.1. Temperaturi maxime admisibile în conductoarele liniilor electrice.....	78
3.5.2. Încălzirea conductoarelor în regim permanent.....	80
3.5.3. Încălzirea conductoarelor în regim de lungă durată sub sarcină variabilă .....	85
3.6. Alegerea secțiunii conductoarelor liniilor electrice .....	87
3.6.1. Alegerea secțiunii conductoarelor pe baza încălzirii admisibile în regim permanent .....	88
3.6.2. Alegerea secțiunii conductoarelor pe baza căderilor admisibile de tensiune .....	89
3.6.2.1. Determinarea secțiunii conductoarelor în ipoteza secțiunii constante .....	91
3.6.2.2. Determinarea secțiunii conductoarelor în ipoteza densității de curent constante .....	96
3.6.2.3. Determinarea secțiunii conductoarelor în ipoteza volumului minim de material .....	97

3.6.3. Verificarea secțiunii conductoarelor la stabilitate termică în regim de scurtcircuit .....	100
3.6.4. Alegerea secțiunii economice a conductoarelor.....	103
3.7. Dimensionarea posturilor de transformare.....	109
3.7.1. Dimensionarea posturilor de transformare din rețeaua de distribuție publică .....	109
3.7.2. Dimensionarea posturilor de transformare din rețelele industriale de distribuție .....	111
3.7.2.1. Stabilirea numărului de posturi de transformare și a puterilor cerute pe fiecare post .....	111
3.7.2.2. Determinarea locurilor de amplasare a posturilor de transformare.....	111
3.7.2.3. Definitivarea puterilor aparente pe fiecare post de transformare.....	113
3.7.2.4. Stabilirea numărului și a puterilor nominale ale transformatoarelor dintr-un post.....	115
Bibliografie.....	116

### 3. CALCULUL ELECTRIC AL REȚELELOR DE DISTRIBUȚIE ÎN REGIM PERMANENT

Scopul calculului electric al rețelelor în regim permanent este determinarea 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 (acestea din urmă vor fi tratate într-un capitol separat).

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:

- 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.

#### 3.1. VARIAȚII DE TENSIUNE ȘI CĂDERI DE TENSIUNE ADMISIBILE

Una din condițiile restrictive în funcționarea rețelelor electrice este abaterea tensiunii față de o referință denumită tensiune nominală. Interesează variația tensiunii într-un punct, în jurul tensiunii nominale, precum și căderea de tensiune pe linie.

*Căderea de tensiune fazorială* reprezintă diferența fazorială a tensiunilor din două puncte diferite ale rețelei, având aceeași tensiune nominală, între puncte existând numai legături galvanice.

*Cădere de tensiune algebrică* se calculează ca diferența algebrică dintre valorile efective ale tensiunii din două puncte ale unei rețele, având aceeași tensiune nominală, între puncte existând numai legături galvanice.

Ținând seama de tensiunea maximă pe care pot să o suporte receptoarele consumatorilor precum și de tensiunea minimă de serviciu, care

nu înrăutățește sensibil condițiile de funcționare ale acestora, au fost stabilite, prin norme și regulamente, benzile de variație ale tensiunii într-un punct al rețelei, adică diferența algebrică dintre tensiunea de serviciu din acel punct și tensiunea nominală a rețelei respective. Abaterile admisibile ale tensiunii într-un nod al rețelei sunt fixate în funcție de tensiunea nominală a acesteia și de importanța consumatorului alimentat. Abaterile admise de tensiune se încadrează, în majoritatea cazurilor, între  $\pm 5\% U_n$  și  $\pm 10\% U_n$ .

Pentru simplificarea activității de proiectare, în calculul rețelelor electrice se urmărește în mod curent respectarea căderilor de tensiune admise la fiecare treaptă de tensiune.

### 3.2. IPOTEZE ÎN REPREZENTAREA LINIILOR ȘI CONSUMATORILOR ÎN SCHEMELE ECHIVALENTE DE CALCUL

Liniile electrice aeriene de distribuție a energiei electrice sunt considerate linii scurte deoarece, au în general, o lungime mai mică decât 250 km. Ele funcționează la tensiuni  $U_n \leq 110$  kV.

Se consideră că liniile electrice de distribuție sunt linii trifazate cu sau fără fir neutru, care satisfac condițiile de omogenitate, simetrie și repartitie simetrică a sarcinii și a surselor de tensiune pe cele trei faze.

În aceste condiții este suficient să se studieze funcționarea unei singure faze cu ajutorul unei scheme bifilare, în care conductorul de ducere este conductorul fazei, iar conductorul de întoarcere este un conductor fictiv de nul. Introducerea conductorului fictiv este necesară pentru înțelegerea funcționării schemei monofazate. În realitate el nu există, dar chiar dacă ar exista, datorită perfecte simetrii, curentul prin el ar fi nul.

În cazul LEA de distribuție, care au tensiuni nominale scăzute, curenții

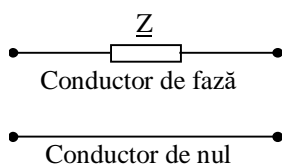


Fig. 3.1. Schema electrică a unei linii scurte.

transversali sunt neglijabili în raport cu cei de conducție care străbat conductoarele liniei. Din acest motiv, schema echivalentă a unei astfel de linii se reduce la un dipol cu parametri concentrați (Fig. 3.1). Dacă se dorește obținerea unor rezultate mai exacte se folosește o schemă echivalentă cuadripolară în  $\Pi$  sau T [6].

În cazul LEC, la tensiuni ridicate, chiar și pentru lungimi reduse, trebuie să se aprecieze dacă este sau nu posibilă neglijarea curenților capacitivi transversali și să se aleagă o schemă corespunzătoare cu parametri concentrați sau uniform distribuiți.

În schemele de calcul ale rețelelor electrice, consumatorii se reprezintă prin puterile active și reactive absorbite (sau prin componentele active și



reactive ale curenților absorbiți). Puterile absorbite de consumatori depind de tensiunea de la bornele lor conform caracteristicilor statice  $P_c=f_1(U)$  și  $Q_c=f_2(U)$ . Reprezentarea consumatorilor, respectiv a caracteristicilor lor statice în schemele echivalente de calcul se poate face în următoarele ipoteze simplificatoare [4, 5]:

➤ *Reprezentarea consumatorilor prin impedanțe constante.* 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:

$$P_c = K_1 U^2; \quad Q_c = K_2 U^2; \quad I_a = K_1 U; \quad I_r = K_2 U, \quad (3.1)$$

unde  $I_a$  și  $I_r$  sunt componentele activă, respectiv reactivă ale curentului absorbit de consumatori. Valorile mărimilor din relațiile (3.1) sunt raportate la o fază.

➤ *Reprezentarea consumatorilor prin puteri active și reactive constante.* Acestea sunt independente de tensiunea de alimentare și de curenții absorbiți. În acest caz se poate scrie că:

$$P_c = K'_1; \quad Q_c = K'_2; \quad I_a = \frac{K'_1}{U}; \quad I_r = \frac{K'_2}{U}. \quad (3.2)$$

➤ *Reprezentarea consumatorilor prin curenți activi și reactivi constanți.* Pentru acest caz avem:

$$I_a = K''_1; \quad I_r = K''_2; \quad P_c = K''_1 U; \quad Q_c = K''_2 U. \quad (3.3)$$

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.

În figura 3.2 sunt reprezentate curbele de variație ale puterilor active și reactive absorbite de consumator în funcție de tensiunea aplicată la bornele acestuia, în unități relative [6].

Pentru curbele obținute, valorile derivatelor în raport cu tensiunea indică așa numitul *efect de reglaj al sarcinii*, care caracterizează proprietatea consumatorului de a readuce regimul în situația inițială, la apariția unei abateri a tensiunii. Dacă efectul de reglaj al sarcinii este pozitiv ( $\partial P_c/\partial U > 0$ ,  $\partial Q_c/\partial U > 0$ ), rezultă că la o modificare a tensiunii într-un sens și puterea absorbită se modifică în același sens.

Existența unui efect de reglaj pozitiv este avantajoasă pentru funcționarea sistemului deoarece dacă apare o micșorare a tensiunii, puterea absorbită de consumator scade, ceea ce ușurează menținerea tensiunii în limitele admise. De aceea, se preferă consumatorii cu efect de reglaj pozitiv și cât mai mare al acestuia.

Calculul rețelelor în ipoteza impedanței constante conduce la rezultate

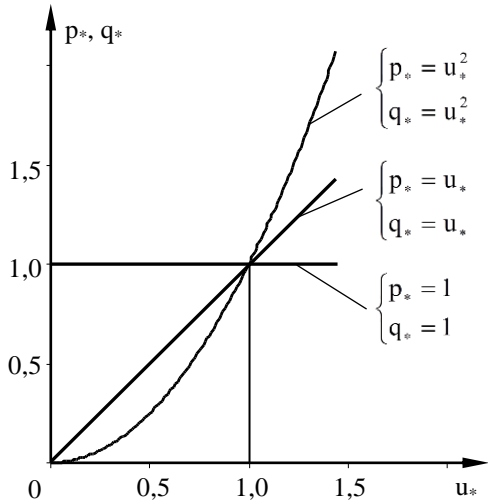


Fig. 3.2. Curbele de variație ale puterilor active și reactive absorbite de consumator în funcție de tensiunea la borne, în unități relative.

optimiste față de cele reale, în timp ce ipoteza puterilor constante conduce la rezultate pesimiste față de cele reale. Cea de a treia ipoteză, reprezentarea consumatorului prin curent constant conduce, în cazul rețelelor de distribuție, la rezultate apropiate de cele reale.

Din această cauză, în calculul rețelelor de distribuție în regim normal de funcționare, se va utiliza cea de a treia ipoteză, a considerării consumatorului având o caracteristică statică de curent constant.

### 3.3. CALCULUL CIRCULAȚIEI DE CURENȚI ȘI AL CĂDERILOR DE TENSIUNE ÎN REȚELELE ELECTRICE RADIALE

#### 3.3.1. Linia cu un singur consumator. Diagrama fazorială fundamentală

Se consideră o linie trifazată simetrică, ce alimentează un singur consumator echilibrat. Linia se reprezintă printr-un dipol cu impedanța  $\underline{Z}=R+jX$ ,  $R$  și  $X$  fiind rezistența, respectiv reactanța inductivă pe fază ale liniei (Fig. 3.3).

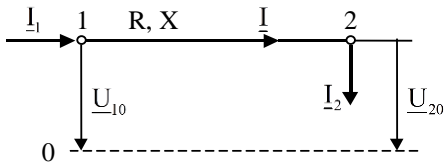


Fig. 3.3. Schema electrică echivalentă simplificată a unei linii trifazate echilibrate

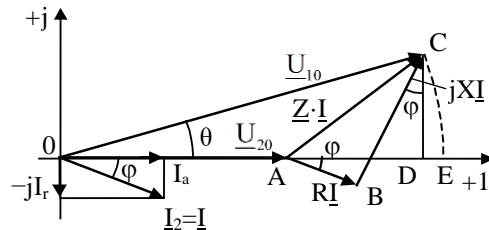


Fig. 3.4. Diagrama fazorială fundamentală a căderilor de tensiune

Tensiunea de fază  $\underline{U}_{10}$ , la capătul de alimentare a liniei, se consideră constantă. Consumatorul este reprezentat de curentul absorbit  $\underline{I}_2$ , considerat constant și independent de tensiunea aplicată consumatorului  $\underline{U}_{20}$ .

Fiind dat curentul la consumator  $\underline{I}_2$  și tensiunea aplicată la capătul de

alimentare a liniei  $\underline{U}_{10}$ , se cere să se determine tensiunea la bornele consumatorului  $\underline{U}_{20}$  și curentul prin linie  $\underline{I}$ .

Deoarece în schema echivalentă a liniei s-au neglijat parametrii transversali, curentul din linie este egal cu cel al consumatorului ( $\underline{I}_1 = \underline{I} = \underline{I}_2$ ).

Aplicând teorema a doua a lui Kirchhoff pe conturul format de conductorul de fază, conductorul neutru și liniile tensiunilor de fază  $\underline{U}_{10}$  și  $\underline{U}_{20}$  (Fig. 3.3) și având în vedere că pe conductorul neutru căderea de tensiune este nulă, se obține:

$$\underline{U}_{10} = \underline{U}_{20} + \underline{R}\underline{I} + j\underline{X}\underline{I}. \quad (3.4)$$

Diagrama fazorială (Fig. 3.4), corespunzătoare acestei relații, s-a construit alegând tensiunea  $\underline{U}_{20}$  ca origine de fază și considerând consumatorul inductiv, respectiv curentul absorbit de acesta defazat în urma tensiunii cu unghiul  $\varphi_2 = \varphi$ .

Căderea de tensiune fazorială este dată de relația:

$$\Delta\underline{U}_f = \underline{U}_{10} - \underline{U}_{20} = \underline{Z}\underline{I} = \underline{R}\underline{I} + j\underline{X}\underline{I} \quad (3.5)$$

în care termenul  $\underline{R}\underline{I}$  reprezintă căderea de tensiune activă pe fază (în fază cu  $\underline{I}$ ), iar  $j\underline{X}\underline{I}$  este căderea de tensiune reactivă pe fază (defazată cu  $90^\circ$  înaintea lui  $\underline{I}$ ).

Proiecțiile lui  $\Delta\underline{U}_f$  pe cele două axe (segmentele  $AD = \Delta U_f$  și  $CD = \delta U_f$ ) reprezintă componentele longitudinală și transversală ale căderii de tensiune fazoriale, având următoarele expresii:

$$\Delta U_f = RI \cos \varphi + XI \sin \varphi = RI_a + XI_r; \quad (3.6)$$

$$\delta U_f = XI \cos \varphi - RI \sin \varphi = XI_a - RI_r, \quad (3.7)$$

unde:

- $I_a = I \cos \varphi$  este componenta activă a curentului de linie;
- $I_r = I \sin \varphi$  este componenta reactivă a curentului de linie.

Se trasează arcul de cerc de rază  $OC = U_{10}$ , cu originea în  $O$ . Acesta intersectează axa reală în punctul  $E$ . Căderea de tensiune algebrică pe fază se calculează cu relația:

$$DU_f = U_{10} - U_{20} = OE - OA = AE. \quad (3.8)$$

Pentru valori mici ale unghiului  $\theta$  dintre cele două tensiuni, componenta transversală a căderii de tensiune fazoriale ( $\delta U_f = CD$ ) se poate neglija, iar căderea de tensiune algebrică se identifică cu componenta longitudinală a căderii de tensiune fazoriale, adică:

$$DU_f = AE \approx AD = \Delta U_f.$$

Dacă unghiul  $\theta$  are valori mari, căderea de tensiune algebrică se determină din diagrama fazorială, astfel:

$$DU_f = U_{10} - U_{20} = \sqrt{(U_{20} + \Delta U_f)^2 + (\delta U_f)^2} - U_{20}, \quad (3.9)$$

sau:

$$DU_f = (U_{20} + \Delta U_f) \left[ 1 + \left( \frac{\delta U_f}{U_{20} + \Delta U_f} \right)^2 \right]^{1/2} - U_{20}. \quad (3.10)$$

Deoarece  $\delta U_f \ll U_{20} + \Delta U_f$ , expresia din paranteza dreaptă poate fi dezvoltată în serie după formula binomului lui Newton. Reținând primii doi termeni ai dezvoltării, rezultă:

$$DU_f \approx \Delta U_f + \frac{1}{2} \frac{(\delta U_f)^2}{U_{20} + \Delta U_f}, \quad (3.11)$$

relație suficient de exactă pentru liniile de medie și joasă tensiune.

Cu expresiile (3.6) și (3.7) și având în vedere că la funcționarea normală a liniei  $\Delta U_f \ll U_{20}$ , iar pentru simplificare se aproximează tensiunea necunoscută la consumator ( $U_{20}$ ) cu tensiunea nominală pe fază, relația precedentă devine:

$$DU_f \approx RI \cos \varphi + XI \sin \varphi + \frac{(XI \cos \varphi - RI \sin \varphi)^2}{2U_{nf}}. \quad (3.12)$$

Pentru liniile electrice de joasă tensiune, se poate folosi, cu suficientă aproximație, relația:

$$DU_f \approx \Delta U_f = RI \cos \varphi + XI \sin \varphi. \quad (3.13)$$

Dacă consumatorul este reprezentat prin puterile absorbite, activă și reactivă și se ține seama de relațiile cunoscute din electrotehnică:

$$I_a = I \cos \varphi = \frac{P}{\sqrt{3} U_n}; \quad I_r = I \sin \varphi = \frac{Q}{\sqrt{3} U_n}, \quad (3.14)$$

unde  $U_n = \sqrt{3} U_{nf}$  reprezintă tensiunea nominală a liniei, expresiile căderilor de tensiune ca mărimi de linie, se pot scrie în funcție de puteri, astfel:

$$\Delta U = \sqrt{3} \Delta U_f = \frac{RP + XQ}{U_n}; \quad (3.15)$$

$$\delta U = \sqrt{3} \delta U_f = \frac{XP - RQ}{U_n}; \quad (3.16)$$

$$DU = \sqrt{3} DU_f \approx \frac{RP + XQ}{U_n} + \frac{(XP - RQ)^2}{2U_n^3}. \quad (3.17)$$

### 3.3.2. Linia cu mai mulți consumatori concentrați

Se consideră o linie trifazată radială, care alimentează trei consumatori, concentrați. Notățiile din schema echivalentă a liniei (Fig. 3.5) au următoarele semnificații:

- $\underline{i}_1, \underline{i}_2, \underline{i}_3$  - curenții absorbiți de consumatori, funcționând după caracteristici de curent constant;
- $\underline{I}_1, \underline{I}_2, \underline{I}_3$  - curenții prin tronsoanele liniei;
- $\underline{z}_1, \underline{z}_2, \underline{z}_3$  - impedanțele pe fază ale celor trei tronsoane ale liniei, de lungime  $l_1, l_2, l_3$ ;
- $\underline{Z}_1, \underline{Z}_2, \underline{Z}_3$  - impedanțele cumulate ale tronsoanelor între nodul sursă A și fiecare nod consumator (1, 2, 3).

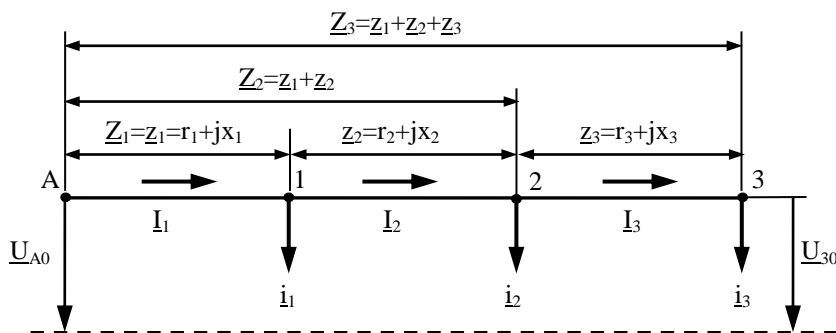


Fig. 3.5. Schema electrică echivalentă a unei linii radiale care alimentează trei consumatori.

Căderea de tensiune totală pe fază este egală cu suma fazorială a căderilor de tensiune pe cele trei tronsoane ale liniei:

$$\Delta \underline{U}_f = \underline{U}_{AO} - \underline{U}_{30} = \underline{z}_1 \underline{I}_1 + \underline{z}_2 \underline{I}_2 + \underline{z}_3 \underline{I}_3, \quad (3.18)$$

Prin urmare, căderile de tensiune pe linie se pot calcula prin însumarea algebrică a valorilor mărimilor corespunzătoare pe tronsoanele liniei. Având în vedere cele menționate anterior și relațiile (3.6), (3.7) și (3.12), căderile de tensiune, ca mărimi de linie, pentru cazul considerat, au următoarele expresii:

$$\begin{aligned}\Delta U &= \sqrt{3} \sum_{k=1}^3 (r_k I_{ka} + x_k I_{kr}); \\ \delta U &= \sqrt{3} \sum_{k=1}^3 (x_k I_{ka} - r_k I_{kr}); \\ DU &= \sqrt{3} \left\{ \sum_{k=1}^3 (r_k I_{ka} + x_k I_{kr}) + \frac{\left[ \sum_{k=1}^3 (x_k I_{ka} - r_k I_{kr}) \right]^2}{2U_{nf}} \right\},\end{aligned}\quad (3.19)$$

unde  $I_{ka}$  și  $I_{kr}$  reprezintă curenții activi și reactivi din tronsoanele liniei.

Valorile curenților din linie  $\underline{I}_1$ ,  $\underline{I}_2$  și  $\underline{I}_3$  se pot determina în funcție de curenții  $\underline{i}_1$ ,  $\underline{i}_2$  și  $\underline{i}_3$  absorbiți de consumatori, aplicându-se în nodurile 1, 2 și 3 prima teoremă a lui Kirchhoff:

$$\begin{aligned}\underline{I}_3 &= \underline{i}_3; \\ \underline{I}_2 &= \underline{i}_2 + \underline{i}_3; \\ \underline{I}_1 &= \underline{i}_1 + \underline{i}_2 + \underline{i}_3.\end{aligned}\quad (3.20)$$

Din relația precedentă rezultă legături similare între curenții activi și reactivi din tronsoane și curenții activi și reactivi absorbiți de consumatori:

$$\begin{aligned}I_{3a} &= i_{3a}; & I_{3r} &= i_{3r}; \\ I_{2a} &= i_{2a} + i_{3a}; & I_{2r} &= i_{2r} + i_{3r}; \\ I_{1a} &= i_{1a} + i_{2a} + i_{3a}; & I_{1r} &= i_{1r} + i_{2r} + i_{3r}.\end{aligned}\quad (3.21)$$

Între impedanțele tronsoanelor  $\underline{z}_k$  și impedanțele cumulate  $\underline{Z}_k$  ale tronsoanelor dintre nodul sursă A și nodul consumator k există următoarele relații (Fig. 3.5):

$$\begin{aligned}\underline{Z}_1 &= \underline{z}_1; & R_1 &= r_1; & X_1 &= x_1; \\ \underline{Z}_2 &= \underline{z}_1 + \underline{z}_2; & R_2 &= r_1 + r_2; & X_2 &= x_1 + x_2; \\ \underline{Z}_3 &= \underline{z}_1 + \underline{z}_2 + \underline{z}_3; & R_3 &= r_1 + r_2 + r_3; & X_3 &= x_1 + x_2 + x_3,\end{aligned}\quad (3.22)$$

unde  $R_k$  și  $X_k$ , reprezintă rezistențele și reactanțele cumulate, măsurate de la capătul de alimentare a liniei până în punctul de conectare a sarcinii k.

Înlocuind expresiile curenților de linie (3.20) în (3.18) și ținând de relațiile (3.22), se obține:

$$\Delta \underline{U}_f = \underline{Z}_1 \underline{i}_1 + \underline{Z}_2 \underline{i}_2 + \underline{Z}_3 \underline{i}_3 = \sum_{k=1}^3 \underline{Z}_k \underline{i}_k, \quad (3.23)$$

respectiv:

$$\begin{aligned}\Delta U &= \sqrt{3} \sum_{k=1}^3 (R_k i_{ka} + X_k i_{kr}); \\ \delta U &= \sqrt{3} \sum_{k=1}^3 (X_k i_{ka} - R_k i_{kr}); \\ DU &= \sqrt{3} \left\{ \sum_{k=1}^3 (R_k i_{ka} + X_k i_{kr}) + \frac{\left[ \sum_{k=1}^3 (X_k i_{ka} - R_k i_{kr}) \right]^2}{2U_{nf}} \right\},\end{aligned}\quad (3.24)$$

în care:  $i_{ka}$  și  $i_{kr}$  reprezintă curenții activi și reactivi ai consumatorilor.

Relațiile (3.19) și (3.24) se pot generaliza pentru cazul când linia alimentează  $n$  consumatori concentrați. Dacă consumatorii sunt reprezentați prin puterile active și reactive și ținem seama de (3.14), expresiile căderilor de tensiune se pot scrie astfel:

$$\begin{aligned}\Delta U &= \sum_{k=1}^n \left( \frac{r_k P_k + x_k Q_k}{U_n} \right) = \sum_{k=1}^n \left( \frac{R_k p_k + X_k q_k}{U_n} \right); \\ \delta U &= \sum_{k=1}^n \left( \frac{x_k P_k - r_k Q_k}{U_n} \right) = \sum_{k=1}^n \left( \frac{X_k p_k - R_k q_k}{U_n} \right); \\ DU &= \sum_{k=1}^n \left( \frac{r_k P_k + x_k Q_k}{U_n} \right) + \frac{\left[ \sum_{k=1}^n (x_k P_k - r_k Q_k) \right]^2}{2U_n^3} = \\ &= \sum_{k=1}^n \left( \frac{R_k p_k + X_k q_k}{U_n} \right) + \frac{\left[ \sum_{k=1}^n (X_k p_k - R_k q_k) \right]^2}{2U_n^3},\end{aligned}\quad (3.25)$$

în care  $p_k$  și  $q_k$  sunt puterile active și reactive corespunzătoare consumatorilor, iar  $P_k$  și  $Q_k$  sunt puterile active și reactive pe tronsoanele liniei.

În legătură cu relațiile (3.19), (3.24) și (3.25) se pot face următoarele observații [3]:

- puterile activă și reactivă care circulă în linie și tensiunea acestora nu sunt independente;
- deducerea acestor relații s-a făcut ținând seama numai de parametrii longitudinali ai liniei (rezistența și reactanța), considerând curenții constanți de-a lungul liniilor sau neglijând pierderile de putere pe diferite tronsoane, ipoteze admise întotdeauna la LEA cu tensiuni mai mici de 110 kV;
- relațiile căderilor de tensiune se pot simplifica apreciind de la caz la caz

dacă ele sunt determinate în principal de circulația puterilor active și de rezistențe sau de circulația puterilor reactive și de reactanțe.

Se pot lua în considerare numai căderile de tensiune produse de circulația puterilor active și de rezistențe în următoarele cazuri:

- pentru LEA de JT care alimentează sarcini cu  $\cos \varphi \approx 1$  (cazul rețelelor de iluminat incandescent);
- pentru LEC până la 10 kV, care alimentează sarcini cu  $\cos \varphi \geq 0,95$  și cu secțiuni ale conductoarelor  $S \leq 35 \text{ mm}^2$ ;
- pentru rețele interioare montate în tuburi de protecție.

Pentru LEA cu tensiuni nominale mai mari decât 400 V, influența termenului legat de puterea reactivă și de reactanță, în expresiile căderilor de tensiune, începe să fie comparabilă cu cea a termenului legat de puterea activă și de rezistență sau să fie preponderentă față de acesta.

Dacă rețeaua electrică este omogenă, adică este construită din conductoare de aceeași secțiune, din același material, iar conductoarele ocupă poziții simetrice între ele și față de pământ, căderile de tensiune (3.25) se pot exprima și astfel:

$$\begin{aligned} \Delta U &= \frac{r_0 \sum_{k=1}^n l_k P_k + x_0 \sum_{k=1}^n l_k Q_k}{U_n} = \frac{r_0 \sum_{k=1}^n L_k p_k + x_0 \sum_{k=1}^n L_k q_k}{U_n}; \\ \delta U &= \frac{x_0 \sum_{k=1}^n l_k P_k - r_0 \sum_{k=1}^n l_k Q_k}{U_n} = \frac{x_0 \sum_{k=1}^n L_k p_k - r_0 \sum_{k=1}^n L_k q_k}{U_n}; \\ DU &= \frac{r_0 \sum_{k=1}^n l_k P_k + x_0 \sum_{k=1}^n l_k Q_k}{U_n} + \frac{\left( x_0 \sum_{k=1}^n l_k P_k - r_0 \sum_{k=1}^n l_k Q_k \right)^2}{2U_n^3} = \\ &= \frac{r_0 \sum_{k=1}^n L_k p_k + x_0 \sum_{k=1}^n L_k q_k}{U_n} + \frac{\left( x_0 \sum_{k=1}^n L_k p_k - r_0 \sum_{k=1}^n L_k q_k \right)^2}{2U_n^3}, \end{aligned} \quad (3.26)$$

unde  $l_k$  și  $L_k$  reprezintă lungimile tronsoanelor liniei, respectiv lungimile măsurate de la capătul de alimentare al liniei până la punctul de conectare a consumatorului  $k$ ;  $r_0$  și  $x_0$  sunt rezistența și reactanța specifice ale liniei.

Din (3.26) rezultă că valoarea căderilor de tensiune depinde de termenii generali  $P_k l_k$ ,  $Q_k l_k$  sau  $p_k L_k$ ,  $q_k L_k$ , care reprezintă *momentele electrice* ale puterilor exprimate în raport cu fiecare nod de conectare a sarcinilor electrice sau în raport cu capătul de alimentare.



### 3.3.3. Linia electrică trifazată cu sarcină distribuită uniform

Rețelele pentru iluminat public și cele care alimentează consumatorii casnici pot fi considerate echilibrate și cu sarcină uniform distribuită pe linie, datorită numărului mare de consumatori alimentați, amplasați la distanțe mici.

Rețelele care alimentează astfel de consumatori au, de regulă, aceeași secțiune pe toată lungimea lor și factor de putere apropiat de unitate. Sarcina acestor linii se exprimă prin densitatea lineică de sarcină  $i_0$  [A/m] sau  $p_0$  [W/m].

Un element al liniei de lungime infinit mică  $dl$ , situat la distanța  $l$  în raport cu capătul 2 al liniei, este străbătut de curentul  $i_0 l$ , sarcina totală fiind  $I=i_0 L$  (Fig. 3.6, a).

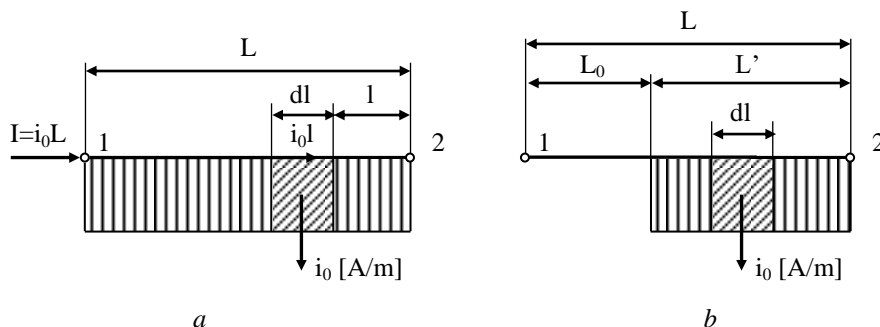


Fig. 3.6. Linie trifazată de curent alternativ cu sarcină uniform distribuită: a-pe toată lungimea liniei; b-pe o parte din linie [.

În elementul  $dl$  se produce căderea infinitezimală de tensiune:

$$d(\Delta U_f) = r_0 i_0 l dl, \quad (3.27)$$

în care  $r_0$  reprezintă rezistența specifică a liniei.

Căderea de tensiune, ca mărime de linie, se calculează cu relația:

$$\Delta U = \sqrt{3} \int_0^L d(\Delta U) = \sqrt{3} r_0 i_0 \int_0^L l dl = \sqrt{3} r_0 I \frac{L}{2}. \quad (3.28)$$

Dacă sarcina uniformă este exprimată prin puterile active, se obține:

$$\Delta U = r_0 \frac{P}{U_n} \frac{L}{2}, \quad (3.29)$$

în care  $P=p_0 L$  reprezintă sarcina totală a liniei.

Dacă sarcina repartizată uniform se află numai pe o porțiune  $L'$  din lungimea liniei (Fig. 3.6, b), expresiile căderilor de tensiune devin:

$$\Delta U = \sqrt{3} r_0 I \left( L_0 + \frac{L'}{2} \right) \quad \text{sau} \quad \Delta U = r_0 \frac{P}{U_n} \left( L_0 + \frac{L'}{2} \right). \quad (3.30)$$

Din (3.28), (3.29) și (3.30) rezultă că la calculul căderilor de tensiune, tronsoanele cu sarcină uniform distribuită pot fi înlocuite cu o sarcină concentrată egală cu sarcina totală a tronsonului respectiv și amplasată la mijlocul acestuia.

### 3.3.4. Linia trifazată cu sarcini dezechilibrate

Căderile de tensiune calculate în paragrafele anterioare s-au referit la linii trifazate cu încărcări echilibrate pe faze, ceea ce a permis să se studieze comportarea unei singure faze, rezultatele obținute putând fi generalizate.

În cazul în care încărcarea liniei este inegală pe cele trei faze, situație întâlnită frecvent în rețelele de distribuție la joasă tensiune, linia se construiește cu patru conductoare și anume trei conductoare active și un conductor neutru.

Obișnuit, liniile trifazate dezechilibrate alimentează consumatori care au factori de putere apropiați de unitate.

Diagrama fazorială a căderilor de tensiune într-o astfel de rețea, în care  $\cos\varphi=1$  și pentru care s-a presupus  $I_S=I_T<I_R$  (sarcini echilibrate pe fazele S și T și încărcare maximă pe faza R), este redată în figura 3.7 [6].

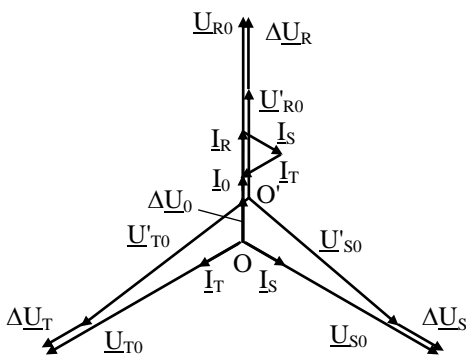


Fig. 3.7. Diagrama fazorială a căderilor de tensiune la o linie trifazată cu sarcină dezechilibrată și  $\cos\varphi=1$ .

dezechilibrul încărcării pe faze, în conductorul neutru va apărea curentul  $I_0$  care reprezintă suma geometrică a celor trei curenți din fazele active, iar între neutrul consumatorului ( $O'$ ) și cel al sursei ( $O$ ) apare tensiunea  $\Delta U_0 = Z_0 I_0$ , care reprezintă căderea de tensiune pe conductorul neutru și este denumită deplasarea neutrului. Căderea de tensiune totală pe fiecare fază se obține însumând fazorial căderea de tensiune în faza respectivă cu căderea de tensiune în conductorul neutru:

$$\Delta \underline{U}_{mt} = \Delta \underline{U}_m + Z_0 \underline{I}_0 = Z_m \underline{I}_m + Z_0 \underline{I}_0, \quad (3.31)$$

în care:  $\Delta \underline{U}_m$  este căderea de tensiune în faza  $m$  ( $m=R, S, T$ ),  $\underline{I}_m$  este curentul în faza activă R, S sau T,  $\underline{I}_0$  - curentul în conductorul neutru,  $Z_m$  - impedanța fazei și  $Z_0$  - impedanța conductorului neutru.

În cazul sarcinii dezechilibrate deși tensiunile de alimentare ( $\underline{U}_{R0}, \underline{U}_{S0},$

$\underline{U}_{T0}$ ) formează un sistem simetric, tensiunile la consumator ( $\underline{U}'_{R0}$ ,  $\underline{U}'_{S0}$ ,  $\underline{U}'_{T0}$ ) formează un sistem nesimetric.

În ce privește căderea de tensiune algebrică în acest caz, pentru calcul se consideră suma dintre căderea de tensiune pe faza cea mai încărcată (R) și căderea de tensiune pe conductorul neutru prin care trece curentul:

$$I_0 = I_R - I_S \cos 60^\circ - I_T \cos 60^\circ = I_R - \frac{I_S + I_T}{2}, \quad (3.32)$$

dedus din construcția geometrică reprezentată în figura 4.26. În consecință:

$$\Delta U_{Rt} = R_R I_R + R_0 I_0 = R_R I_R + R_0 \left( I_R - \frac{I_S + I_T}{2} \right), \quad (3.33)$$

unde  $R_R$  și  $R_0$  sunt rezistențele echivalente ale conductorului fazei R, respectiv conductorului neutru. Pentru liniile trifazate dezechilibrate ce alimentează  $n$  consumatori concentrați cu factor de putere  $\cos\varphi=1$ , căderea de tensiune totală pe fază se calculează cu relația:

$$\Delta U_{mt} = r_0 \sum_{k=1}^n I_k I_k + r'_0 L_0 I_0, \quad (3.34)$$

unde  $r_0$  și  $r'_0$  sunt rezistențele specifice corespunzătoare conductoarelor active și conductorului neutru.

Dacă sarcinile sunt exprimate prin puteri, relația anterioară devine:

$$\Delta U_{mt} = r_0 \sum_{k=1}^n \frac{I_k P_k}{U_{nf}} + r'_0 L_0 \frac{P_0}{U_{nf}}, \quad (3.35)$$

în care:  $P_k$  reprezintă puterile active monofazate care circulă pe tronsoanele fazelor R, S sau T;  $P_0$  - puterea activă care circulă prin conductorul neutru;  $U_{nf}$  - tensiunea pe fază corespunzătoare tensiunii nominale a liniei;  $l_k$ ,  $L_0$  - lungimea tronsoanelor conductoarelor de fază, respectiv a conductorului neutru.

*Cazurile particulare* care derivă din sistemul trifazat dezechilibrat sunt ramificațiile bifazate și monofazate dintr-o linie trifazată cu patru conductoare, utilizate pentru alimentarea consumatorilor monofazați.

Fie o linie bifazată cu două conductoare active S, T și un conductor neutru. Se consideră fazele egal încărcate, iar curenții în fază cu tensiunile.

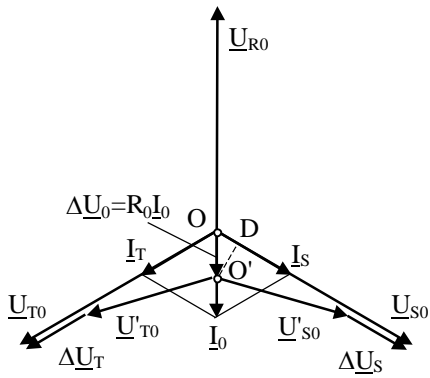


Fig. 3.8. Diagrama fazorială a căderilor de tensiune la o linie bifazată cu sarcini active echilibrate.

Diagrama fazorială a acestei linii este redată în figura 3.8, căderile de tensiune produse de curenții  $I_S$  și  $I_T$ :  $\Delta U_S = R_S I_S$ ;  $\Delta U_T = R_T I_T$ , pe conductoarele active S și T, fiind în fază cu aceștia [6].

Valoarea efectivă a curentului din conductorul neutru este egală cu aceea a curenților din fazele S și T, dică  $I_0 = I_S = I_T$ , ceea ce rezultă și din construcția grafică.

În acest caz, căderea de tensiune totală pe faza S, egală cu cea de pe faza T, are valoarea:

$$\Delta U_{mt} = R I_m + \Delta U_0 \cos 60^\circ = R I_m + \frac{R_0 I_0}{2}, \quad (3.36)$$

unde  $R$  și  $R_0$  sunt rezistențele echivalente ale conductorului de fază și a celui neutru.

Relația anterioară se poate generaliza pentru mai mulți consumatori concentrați, obținându-se expresia:

$$\Delta U_{mt} = r_0 \sum_{k=1}^n I_k I_k + r'_0 L_0 \frac{I_0}{2} \quad (3.37)$$

sau dacă sarcinile sunt exprimate prin puteri:

$$\Delta U_{mt} = r_0 \sum_{k=1}^n I_k \frac{P_k}{U_{nf}} + r'_0 \frac{L_0 P_0}{2 U_{nf}}. \quad (3.38)$$

În aceste relații, mărimile au aceeași semnificație ca și în (3.34) și (3.35).

În situația în care conductorul neutru are aceeași secțiune ca și conductoarele active ( $R=R_0$ ) și ținând seama că  $I_m=I_0$ , relația (3.36) devine:

$$\Delta U_{mt} = 1,5 R I_m \quad (3.39)$$

sau pentru  $n$  sarcini concentrate:

$$\Delta U_{mt} = 1,5 r_0 \sum_{k=1}^n I_k I_k = 1,5 r_0 \sum_{k=1}^n I_k \frac{P_k}{U_{nf}}. \quad (3.40)$$

Prin urmare, în cazul liniei bifazate cu sarcini echilibrate pe cele două faze și aceeași secțiune a conductoarelor active și a celui neutru, se constată o creștere cu 50 % a căderilor de tensiune față de cazul liniei trifazate cu

sarcini echilibrate.

Un alt caz particular, des întâlnit în practică, este reprezentat de linia monofazată cu conductor neutru, care constituie un racord la rețeaua trifazată cu 4 conductoare pentru instalații interioare. În acest caz cele două conductoare - de fază și nul - au aceeași secțiune, deoarece sunt parcurse de același curent. Căderea de tensiune pentru o astfel de linie, în ipoteza  $\cos\varphi=1$ , se calculează cu relația:

$$\Delta U = 2r_0 \sum_{k=1}^n I_k I_k = 2r_0 \sum_{k=1}^n \frac{I_k P_k}{U_{nf}}. \quad (3.41)$$

Căderea de tensiune totală de la sursa de alimentare a unei linii trifazate cu patru conductoare până la cel mai îndepărtat consumator, alimentat printr-o ramificație bifazată sau monofazată, se determină prin însumarea algebrică a căderilor de tensiune pe diferite porțiuni.

### 3.4. CALCULUL CIRCULAȚIEI DE CURENȚI ȘI AL CĂDERILOR DE TENSIUNE ÎN REȚELELE BUCLATE

În sensul strict al noțiunii de buclă orice rețea electrică este o rețea buclată, curenții închizându-se prin conductoarele de fază, sau într-o schemă simplificată prin conductorul de fază și cel de nul.

O simplificare substanțială a metodelor de calcul s-a obținut folosind reprezentarea consumatorilor prin curenți constanți, ceea ce a permis secționarea rețelei, eliminându-se astfel nodurile aparținând conductorului de întoarcere. În acest fel a apărut "rețeaua deschisă" (Fig. 3.9), care

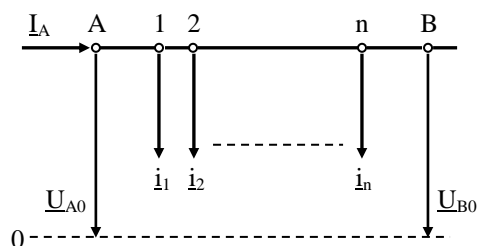


Fig. 3.9. Schema echivalentă a unei rețele deschise.

reprezintă o schemă fictivă de calcul, utilizată frecvent în calculul rețelelor electrice [6].

Cel mai simplu element de rețea buclată este linia electrică alimentată la două capete. O astfel de rețea este denumită *rețea simplă buclată*.

Un ansamblu de rețele simplă buclate, în care apar și noduri intermediare, altele decât nodurile sursă, constituie o *rețea complexă buclată*.

#### 3.4.1. Linia electrică alimentată la două capete - rețeaua simplă buclată

Linia alimentată la două capete asigură distribuția energiei electrice la consumatori în condiții sporite de siguranță. Calculul electric al acestor linii presupune determinarea circulației curenților sau a puterilor în tronsoanele

liniei, a căderilor de tensiune pe linie și a nodului în care consumatorul este alimentat de la ambele surse.

Schema electrică de calcul pentru o linie alimentată la două capete în ipoteza că linia este simetrică, omogenă, alimentată cu un sistem simetric de tensiuni, iar consumatorii sunt echilibrați, este reprezentată în figura 3.10, a, în care s-a presupus că în nodul k este racordat consumatorul alimentat de la ambele capete.

În acest nod linia va avea tensiunea minimă și va putea fi secționată astfel încât ea se va reprezenta sub forma a două linii radiale, fiecare fiind alimentată de la un singur capăt (Fig. 3.10, b).

Pentru calculul electric al unei linii alimentate la două capete se consideră următoarele ipoteze [3]:

- tensiunile de alimentare sunt cunoscute și diferite atât ca modul cât și ca fază ( $\underline{U}_{A0} \neq \underline{U}_{B0}$ );
- consumatorii au factori de putere diferiți;
- linia este reprezentată printr-o impedanță;
- în cazul când consumatorii sunt reprezentați prin puteri, se calculează circulația puterilor, neglijându-se pierderile.

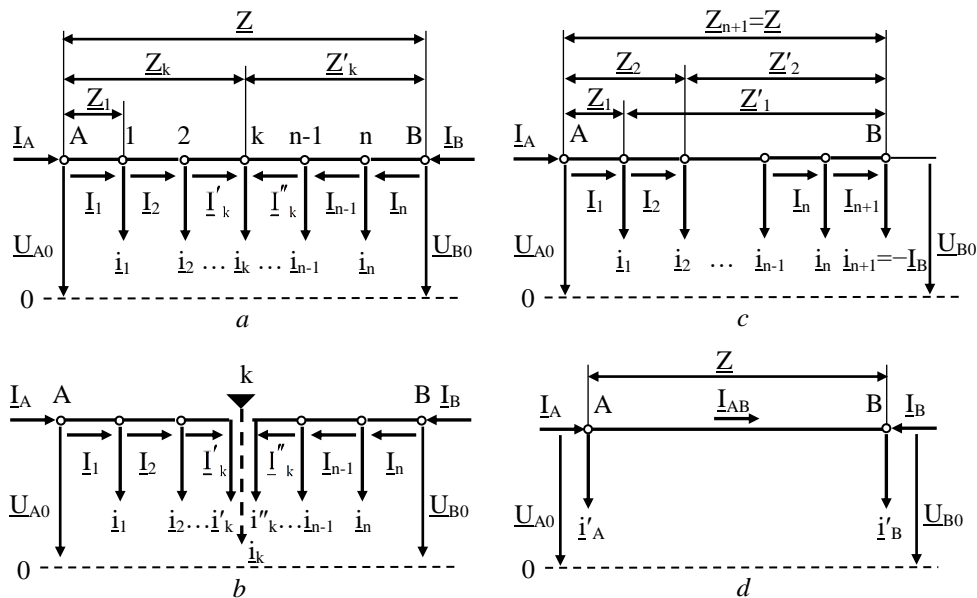


Fig. 3.10. Scheme electrice de calcul a circulației de curenți și a căderilor de tensiune în linii electrice scurte alimentate la două capete:

- a-schema electrică inițială; b-reprezentarea liniei alimentate de la ambele capete sub forma a două rețele radiale; c-considerarea sursei din nodul B ca un consumator alimentat printr-un curent negativ; d-schema electrică cu sarcinile aruncate la noduri.

Pentru determinarea circulației de curenți din tronsoanele liniei, este

necesară și suficientă cunoașterea unuia dintre curenții injectați în linie, respectiv  $\underline{I}_A$  sau  $\underline{I}_B$ . De exemplu, cunoscând curentul  $\underline{I}_B$  și având în vedere că intensitățile curenților  $\underline{i}_k$ , absorbiți de consumatori, sunt dați, curentul  $\underline{I}_A$  poate fi determinat pe baza teoremei I-a a lui Kirchhoff, conform relației:

$$\underline{I}_A + \underline{I}_B = \sum_{k=1}^n \underline{i}_k. \quad (3.42)$$

În continuare curenții  $\underline{I}_1, \underline{I}_2, \dots, \underline{I}_n$  pot fi determinați aplicând teorema I-a a lui Kirchhoff în fiecare din nodurile 1, 2, ..., n (Fig. 3.10, a).

Determinarea curentului  $\underline{I}_A$  sau  $\underline{I}_B$  se face pornind de la expresia căderii de tensiune între punctele A și B:

$$\Delta \underline{U}_{AB0} = \underline{U}_{A0} - \underline{U}_{B0}. \quad (3.43)$$

Rescriind relația (3.42) sub forma:

$$\underline{I}_A = \sum_{k=1}^n \underline{i}_k - \underline{I}_B = \sum_{k=1}^{n+1} \underline{i}_k, \quad (3.44)$$

în care  $\underline{i}_{n+1} = -\underline{I}_B$ , rezultă că rețeaua alimentată la ambele capete A și B poate fi considerată ca o rețea radială, alimentată de la un singur capăt, A în cazul de față, injecția din B fiind înlocuită cu un consumator alimentat de la rețeaua respectivă și care absoarbe curentul  $\underline{i}_{n+1}$ , opus curentului  $\underline{I}_B$ , injectat în realitate de sistem în nodul B. Schema electrică obținută pe baza acestei ipoteze este redată în figura 3.10, c. Căderea de tensiune se poate calcula în funcție de impedanțele cumulate (în raport cu capătul A al liniei) și de curenții  $\underline{i}_k$  absorbiți de consumatori, conform relației (3.23):

$$\Delta \underline{U}_{AB0} = \underline{U}_{A0} - \underline{U}_{B0} = \sum_{k=1}^{n+1} \underline{Z}_k \underline{i}_k. \quad (3.45)$$

Această expresie se poate scrie sub forma:

$$\Delta \underline{U}_{AB0} = \sum_{k=1}^n \underline{Z}_k \underline{i}_k + \underline{Z}_{n+1} \underline{i}_{n+1} = \sum_{k=1}^n \underline{Z}_k \underline{i}_k - \underline{Z} \underline{I}_B, \quad (3.46)$$

în care  $\underline{Z}_{n+1} = \underline{Z}$  este impedanța totală a liniei și s-a ținut seama că  $\underline{i}_{n+1} = -\underline{I}_B$ . Din relația (3.46) rezultă:

$$\underline{I}_B = \frac{\sum_{k=1}^n \underline{Z}_k \underline{i}_k}{\underline{Z}} - \frac{\underline{U}_{A0} - \underline{U}_{B0}}{\underline{Z}}. \quad (3.47)$$

În mod analog se poate determina curentul  $\underline{I}_A$ , obținându-se:

$$\underline{I}_A = \frac{\sum_{k=1}^n \underline{Z}'_k \underline{i}_k}{\underline{Z}} + \frac{\underline{U}_{A0} - \underline{U}_{B0}}{\underline{Z}}, \quad (3.48)$$

în care  $\underline{Z}'_k = \underline{Z} - \underline{Z}_k$  sunt impedanțele cumulate în raport cu capătul B.

Cunoscând curenții  $\underline{I}_A$  și  $\underline{I}_B$ , se pot determina circulațiile de curenți  $\underline{I}_1, \underline{I}_2, \dots, \underline{I}_n$  din rețeaua considerată și astfel să se găsească nodul de tensiune minimă.

Căderile de tensiune de la nodurile de alimentare până la nodul de tensiune minimă trebuie să se încadreze în limitele admisibile.

Analizând expresiile (3.47) și (3.48) se constată că fiecare din ele conține câte doi termeni:

$$\underline{I}_A = \underline{i}'_A + \underline{I}_{AB}; \quad \underline{I}_B = \underline{i}'_B - \underline{I}_{AB}, \quad (3.49)$$

în care:

$$\underline{i}'_A = \frac{1}{\underline{Z}} \sum_{k=1}^n \underline{Z}'_k \underline{i}_k; \quad \underline{i}'_B = \frac{1}{\underline{Z}} \sum_{k=1}^n \underline{Z}_k \underline{i}_k; \quad \underline{I}_{AB} = \frac{1}{\underline{Z}} (\underline{U}_{A0} - \underline{U}_{B0}). \quad (3.50)$$

Termenul  $\underline{I}_{AB}$  care apare în relațiile anterioare, determinat numai de diferența tensiunilor de alimentare și care nu depinde de curenții de sarcină reprezintă curentul de egalizare sau curentul de mers în gol, deoarece el există chiar la funcționarea în gol a liniei, în condițiile în care  $\underline{U}_{A0} \neq \underline{U}_{B0}$ . Acest curent de egalizare provoacă, independent de modificarea valorilor sarcinilor, creșterea pierderilor de energie. De aceea în exploatare se tinde, pe cât posibil, să existe aceeași tensiune la nodurile de alimentare,  $\underline{U}_{A0} = \underline{U}_{B0}$ .

Termenii  $\underline{i}'_A$  și  $\underline{i}'_B$  (3.50) depind numai de valorile curenților de sarcină și de impedanțele cumulate  $\underline{Z}_k$  și  $\underline{Z}'_k$  ale rețelei în raport cu nodul de alimentare A și respectiv B. Curenții  $\underline{i}'_A$  și  $\underline{i}'_B$  echivalează curenții de sarcină  $\underline{i}_k$ . Este ca și cum curenții  $\underline{i}_k$  ar fi mutați în nodurile de alimentare A și B (Fig. 3.10, d). Regula de aruncare a acestor sarcini la noduri este analoagă cu regula din rezistența materialelor, care se referă la determinarea reacțiunilor pe rezeme, pentru o grindă simplu rezemată, încărcată cu sarcini verticale concentrate. Astfel pentru determinarea lui  $\underline{i}'_B$  se va lua suma momentelor electrice  $\underline{Z}_k \underline{i}_k$  în raport cu nodul A și se împarte această sumă prin impedanța totală a liniei  $\underline{Z}$ . Similar se determină și  $\underline{i}'_A$ .

Dacă sarcinile sunt exprimate prin puteri ( $\underline{s}_k = \sqrt{3} \underline{i}_k \underline{U}_n^* = p_k - jq_k$ ), expresiile aproximative ale puterilor generate de surse  $\underline{S}_A$  și  $\underline{S}_B$ , când se face abstracție de pierderi, se obțin prin multiplicarea cu  $\sqrt{3} \underline{U}_n^*$  a relațiilor (3.47) și (3.48); se obține:



$$\begin{aligned}\underline{S}_A &= \frac{\sum_{k=1}^n S_k \underline{Z}'_k}{\underline{Z}} + \frac{\underline{U}_A - \underline{U}_B}{\underline{Z}} \underline{U}_n^* = P_A - jQ_A; \\ \underline{S}_B &= \frac{\sum_{k=1}^n S_k \underline{Z}'_k}{\underline{Z}} - \frac{\underline{U}_A - \underline{U}_B}{\underline{Z}} \underline{U}_n^* = P_B - jQ_B,\end{aligned}\quad (3.51)$$

unde:  $\underline{U}_n^*$  reprezintă tensiunea nominală conjugată a liniei, iar  $\underline{U}_A$  și  $\underline{U}_B$  sunt tensiunile de linie la bornele surselor.

În legătură cu punctul  $k$  de separație a curenților sau a puterilor, se precizează că este posibil să se obțină două puncte de separație: unul pentru curenții sau puterile active și celălalt pentru curenții și puterile reactive. În acesta caz, se recomandă să se calculeze căderile de tensiune corespunzătoare ambelor puncte de separație, comparând rezultatele și marcând nodul în care tensiunea consumatorului are valoarea minimă. Calculele se efectuează cu ajutorul relațiilor stabilite în cazul liniilor alimentate de la un capăt.

### 3.4.2. Rețeaua complex buclată

Calculul rețelelor complex buclate se referă atât la problema de exploatare, când se cunosc parametrii rețelei și se cere distribuția curenților sau a puterilor și căderile de tensiune în diferite ramuri ale rețelei, cât și la problema de dimensionare, când se cunosc caracteristicile consumatorilor și se cere determinarea secțiunilor diferitelor ramuri ale rețelei.

Rezolvarea problemei de exploatare a rețelelor complex buclate, se face fie prin aplicarea metodei transfigurării, fie prin rezolvarea unui număr de ecuații egal cu cel al necunoscutelor, deduse prin aplicarea metodelor globale.

**Metoda transfigurării.** Aplicarea acestei metode presupune transformarea treptată a schemei buclate date până se ajunge la cele mai simple scheme, de exemplu la o linie alimentată la două capete sau la un singur capăt, pentru care determinarea distribuției curenților nu întâmpină dificultăți. După determinarea acestei distribuții se determină, prin transformări inverse, distribuția curenților atât în schemele intermediare cât și în cea inițială.

Avantajul acestei metode constă în eliminarea unor calcule laborioase, ceea ce face ca ea să se folosească pe scară largă atât în calculul curenților din rețelele buclate cât și la rezolvarea problemelor legate de determinarea curenților de scurtcircuit.

În continuare se prezintă câteva procedee de transfigurare, mai des utilizate.

➤ *Reducerea unui conductor de o anumită lungime și secțiune la un conductor echivalent de o altă lungime și o altă secțiune.* În calculul unei rețele este avantajos, uneori, ca tronsoane de linie cu secțiuni și lungimi diferite ( $s_k, l_k$ ) să fie transformate în tronsoane echivalente cu aceeași secțiune ( $s$ ). Această transformare se poate face cu condiția ca repartitia sarcinilor și căderea de tensiune pe conductorul real și cel echivalent să nu se modifice. Dacă se ține seama numai de rezistențele conductoarelor, atunci condiția de echivalență se reduce la egalitatea rezistențelor conductorului real și celui echivalent,  $\rho l_k / s_k = \rho l / s$ , din care rezultă lungimea conductorului echivalent:

$$l = l_k \frac{s}{s_k} . \quad (3.52)$$

Ca secțiune de echivalare se alege secțiunea cea mai frecventă din rețeaua studiată.

➤ *Compunerea ramurilor cu tensiuni de alimentare diferite.* Pentru exemplificare se consideră o rețea cu trei ramuri, având un punct comun N și tensiuni diferite  $\underline{U}_{AO}, \underline{U}_{BO}, \underline{U}_{CO}$ , la capete (Fig. 3.11, a).

Această rețea poate fi înlocuită cu una echivalentă alcătuită dintr-o singură ramură, care are admitanța  $\underline{Y}_E$  și tensiunea  $\underline{U}_{EO}$  la capăt (Fig. 3.11, b).

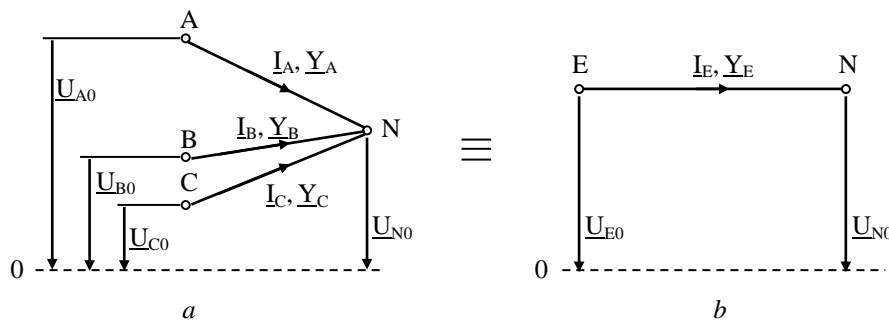


Fig. 3.11. Explicativă pentru compunerea ramurilor cu tensiuni de alimentare diferite:  
a-rețea cu trei ramuri, având un punct comun și tensiuni diferite la capete;  
b-rețeaua echivalentă cu o singură ramură.

Pentru determinarea mărimilor  $\underline{Y}_E$  și  $\underline{U}_{EO}$  se scriu relațiile de echivalență între rețeaua reală, cu trei laturi și cea echivalentă, cu o singură latură:

$$\begin{aligned} \underline{I}_E &= \underline{I}_A + \underline{I}_B + \underline{I}_C ; \\ (\underline{U}_{EO} - \underline{U}_{NO})\underline{Y}_E &= (\underline{U}_{AO} - \underline{U}_{NO})\underline{Y}_A + \\ &+ (\underline{U}_{BO} - \underline{U}_{NO})\underline{Y}_B + (\underline{U}_{CO} - \underline{U}_{NO})\underline{Y}_C . \end{aligned} \quad (3.53)$$

Dacă se consideră pentru admitanța ramurii echivalente expresia ce

rezultă prin identificarea termenilor în  $\underline{U}_{NO}$ , adică [6]:

$$\underline{Y}_E = \underline{Y}_A + \underline{Y}_B + \underline{Y}_C, \quad (3.54)$$

atunci din (3.53) rezultă:

$$\underline{U}_{EO} = \frac{\underline{U}_{AO}\underline{Y}_A + \underline{U}_{BO}\underline{Y}_B + \underline{U}_{CO}\underline{Y}_C}{\underline{Y}_A + \underline{Y}_B + \underline{Y}_C}. \quad (3.55)$$

Aceste relații pot fi generalizate pentru n ramuri:

$$\underline{Y}_E = \sum_{k=1}^n \underline{Y}_k; \quad \underline{U}_{EO} = \frac{\sum_{k=1}^n \underline{U}_{kO} \underline{Y}_k}{\sum_{k=1}^n \underline{Y}_k}. \quad (3.56)$$

Se menționează că înlocuirea ramurilor în paralel printr-o ramură echivalentă este posibilă numai dacă de-a lungul acestora nu există derivații cu sarcini suplimentare.

În cazul transformărilor inverse, când se cunoaște curentul prin ramura echivalentă și se cere determinarea curenților prin laturile rețelei inițiale, netransfigurată, se pornește de la expresiile căderilor de tensiune:

$$\begin{aligned} \underline{U}_{AO} - \underline{U}_{NO} &= \frac{\underline{I}_A}{\underline{Y}_A}; & \underline{U}_{BO} - \underline{U}_{NO} &= \frac{\underline{I}_B}{\underline{Y}_B}; \\ \underline{U}_{CO} - \underline{U}_{NO} &= \frac{\underline{I}_C}{\underline{Y}_C}; & \underline{U}_{EO} - \underline{U}_{NO} &= \frac{\underline{I}_E}{\underline{Y}_E}. \end{aligned} \quad (3.57)$$

Din ultima relație se determină tensiunea nodului N:

$$\underline{U}_{NO} = \underline{U}_{EO} - \frac{\underline{I}_E}{\underline{Y}_E} \quad (3.58)$$

care, înlocuită în primele trei, permite determinarea curenților din ramuri:

$$\begin{aligned} \underline{I}_A &= \underline{I}_E \frac{\underline{Y}_A}{\underline{Y}_E} + (\underline{U}_{AO} - \underline{U}_{EO})\underline{Y}_A; \\ \underline{I}_B &= \underline{I}_E \frac{\underline{Y}_B}{\underline{Y}_E} + (\underline{U}_{BO} - \underline{U}_{EO})\underline{Y}_B; \\ \underline{I}_C &= \underline{I}_E \frac{\underline{Y}_C}{\underline{Y}_E} + (\underline{U}_{CO} - \underline{U}_{EO})\underline{Y}_C. \end{aligned} \quad (3.59)$$

Dacă tensiunile ramurilor sunt egale ( $\underline{U}_{AO}=\underline{U}_{BO}=\underline{U}_{CO}$ ), relațiile precedente rămân valabile, cu observația că tensiunea ramurii echivalente

este egală cu cea a ramurilor componente, conform relației (3.55), iar în relațiile (3.59) termenul al doilea din membrul drept dispare.

➤ *Arunizarea sarcinilor la noduri.* Compunerea ramurilor în paralel impune ca sarcinile să fie situate numai la capetele acestora, respectiv în noduri. Dacă există derivații cu sarcini de-a lungul ramurilor, atunci se procedează mai întâi la arunizarea (mutarea) lor la capete, cu condiția menținerii aceluiași căderi de tensiune în schema inițială și în cea transformată.

Pentru exemplificare se consideră o linie la care sunt conectați consumatorii  $\underline{i}_1$ ,  $\underline{i}_2$  și  $\underline{i}_3$  (Fig. 3.12, a). Se pune problema determinării celor două sarcini  $\underline{i}_A$  și  $\underline{i}_B$  aplicate la extremitățile liniei în rețeaua transformată (Fig. 3.12, b) astfel încât căderea de tensiune pe rețeaua transformată să fie identică cu cea din rețeaua inițială.

Egalând căderile de tensiune din rețeaua inițială și cea transformată, se obține:

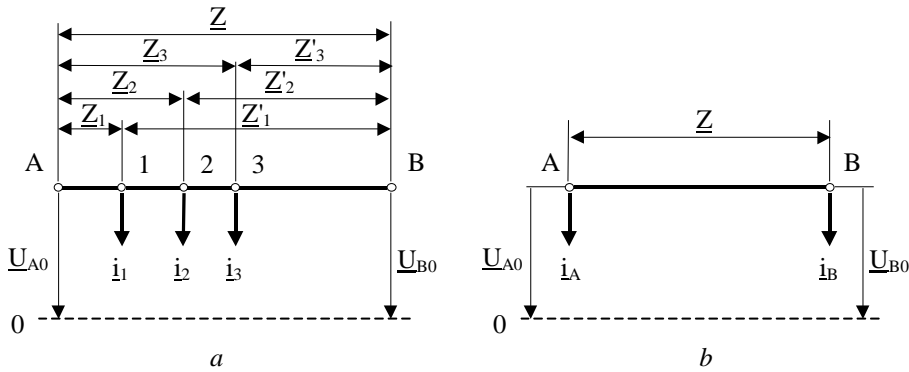


Fig. 3.12. Explicativă pentru arunizarea sarcinilor la noduri: a-schema inițială; b-schema transformată.

$$\begin{aligned} \Delta \underline{U}_{AB0} &= \underline{Z}_1 \underline{i}_1 + \underline{Z}_2 \underline{i}_2 + \underline{Z}_3 \underline{i}_3 = \underline{Z} \underline{i}_B; \\ \Delta \underline{U}_{BA0} &= \underline{Z}'_1 \underline{i}_1 + \underline{Z}'_2 \underline{i}_2 + \underline{Z}'_3 \underline{i}_3 = \underline{Z} \underline{i}_A. \end{aligned} \quad (3.60)$$

Din relațiile (3.60) rezultă:

$$\begin{aligned} \underline{i}_A &= \frac{\underline{Z}'_1 \underline{i}_1 + \underline{Z}'_2 \underline{i}_2 + \underline{Z}'_3 \underline{i}_3}{\underline{Z}} = \frac{\sum_{k=1}^3 \underline{Z}'_k \underline{i}_k}{\underline{Z}}; \\ \underline{i}_B &= \frac{\underline{Z}_1 \underline{i}_1 + \underline{Z}_2 \underline{i}_2 + \underline{Z}_3 \underline{i}_3}{\underline{Z}} = \frac{\sum_{k=1}^3 \underline{Z}_k \underline{i}_k}{\underline{Z}}. \end{aligned} \quad (3.61)$$

Aceste relații pot fi generalizate pentru n sarcini:

$$\underline{i}_A = \frac{\sum_{k=1}^n \underline{Z}'_k \underline{i}_k}{\underline{Z}}; \quad \underline{i}_B = \frac{\sum_{k=1}^n \underline{Z}_k \underline{i}_k}{\underline{Z}}, \quad (3.62)$$

unde  $\underline{Z}_k$  și  $\underline{Z}'_k$  reprezintă impedanțele de la capetele A și B până la punctul de conectare a sarcinii k.

Transfigurarea rețelei prin mutarea sarcinilor la noduri nu conservă pierderile de putere activă și reactivă din rețea. Dacă, de exemplu, se consideră  $\underline{U}_{A0} = \underline{U}_{B0}$  pe rețeaua transfigurată (Fig. 3.12, b) nu mai circulă nici un curent, deci pierderile de putere pe rețeaua transfigurată sunt nule. În schimb, în rețeaua reală, dacă se consideră că tensiunea minimă se atinge în nodul 2, atunci între nodurile A și 2 respectiv B și 2 circulă curenți care produc pierderi de putere activă și reactivă.

Trebuie observat însă că puterea injectată din exterior în linia electrică este constantă pentru cele două scheme electrice considerate, deoarece intensitățile curenților și tensiunile de la borne rămân neschimbate.

În fine, în cazul unei rețele omogene, în relațiile de transfigurare (3.62), impedanțele se înlocuiesc prin lungimile corespunzătoare, iar dacă rețeaua este neomogenă secțiunile diferite ale tronsoanelor se raportează, în prealabil, la o secțiune unică - cea mai frecvent întâlnită.

➤ *Transfigurarea unei rețele în formă de stea.* Orice rețea în stea, cu n borne de alimentare (n ramuri), poate fi transformată într-o rețea poligonală completă cu  $n(n-1)/2$  laturi, legând două câte două toate bornele sale.

Pentru a putea efectua operația de transfigurare este necesar ca sarcinile să fie plasate numai în nodurile terminale 1, 2, ..., n ale stelei.

Dacă există sarcini pe laturile stelei, se procedează, în prealabil, la aruncarea acestora în nodurile terminale 1, 2, ..., n și în nodul central N, utilizând relațiile (3.62). Prin însumarea sarcinilor care apar în nodul central, în urma operației de aruncare a sarcinilor în noduri, se obține sarcina rezultantă:

$$\underline{i}_N = \underline{i}_{N1} + \underline{i}_{N2} + \dots + \underline{i}_{Nn}. \quad (3.63)$$

Pentru deducerea relațiilor de calcul, prin care sarcina centrală  $\underline{i}_N$  este distribuită (aruncată) în nodurile terminale, se consideră rețeaua în stea din figura 3.13, a [5].

Prin distribuirea sarcinii centrale  $\underline{i}_N$  în nodurile terminale, curenții din laturile stelei devin:

$$\underline{I}'_1 = \underline{I}_1 - \underline{i}_{1s}; \quad \underline{I}'_2 = \underline{I}_2 - \underline{i}_{2s}; \quad \underline{I}'_3 = \underline{I}_3 - \underline{i}_{3s}, \dots, \underline{I}'_n = \underline{I}_n - \underline{i}_{ns}, \quad (3.64)$$

unde  $\underline{i}_{1s}$ ,  $\underline{i}_{2s}$ ,  $\underline{i}_{3s}$  și  $\underline{i}_{ns}$  sunt curenții suplimentari din punctele 1, 2, 3 și n, rezultați prin mutarea sarcinii  $\underline{i}_N$  și:

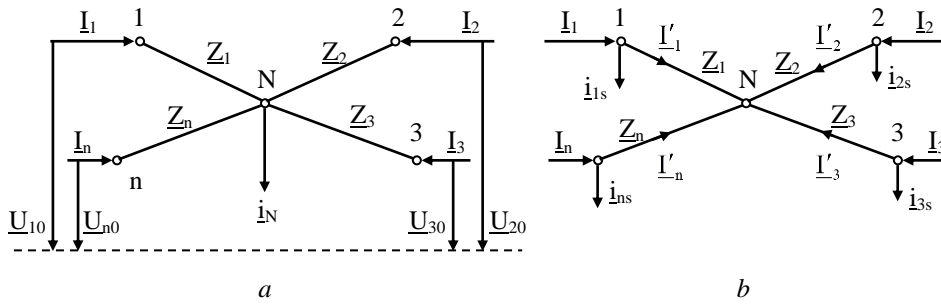


Fig. 3.13. Explicativă pentru mutarea sarcinii din nodul central al unei rețele în formă de stea în nodurile terminale ale acesteia; a-schema electrică inițială; b-schema electrică cu sarcina centrală aruncată la noduri.

$$i_{1s} + i_{2s} + i_{3s} + \dots + i_{ns} = i_N. \quad (3.65)$$

Punând condiția ca tensiunile între bornele rețelei să fie identice în rețeaua inițială (Fig. 3.13, a) și în cea transformată (Fig. 3.13, b), rezultă:

$$\begin{aligned} U_{12} &= Z_1 I_1 - Z_2 I_2 = Z_1 I'_1 - Z_2 I'_2; \\ U_{23} &= Z_2 I_2 - Z_3 I_3 = Z_2 I'_2 - Z_3 I'_3; \\ U_{31} &= Z_3 I_3 - Z_1 I_1 = Z_3 I'_3 - Z_1 I'_1. \end{aligned} \quad (3.66)$$

Înlocuind în prima relație (3.66) pe  $I'_1$  și  $I'_2$  din (3.64) se obține:

$$Z_1 I_1 - Z_2 I_2 = Z_1 (I_1 - i_{1s}) - Z_2 (I_2 - i_{2s}), \quad (3.67)$$

din care rezultă:

$$i_{2s} = \frac{Z_1}{Z_2} i_{1s} \quad \text{sau} \quad i_{2s} = \frac{Y_2}{Y_1} i_{1s}. \quad (3.68)$$

În mod similar se obțin:

$$i_{3s} = \frac{Y_3}{Y_1} i_{1s}, \dots, i_{ns} = \frac{Y_n}{Y_1} i_{1s}. \quad (3.69)$$

Înlocuind expresiile (3.68) și (3.69) în relația (3.65), rezultă:

$$i_{1s} + \frac{Y_2}{Y_1} i_{1s} + \frac{Y_3}{Y_1} i_{1s} + \dots + \frac{Y_n}{Y_1} i_{1s} = i_N,$$

de unde:

$$i_{1s} = \frac{Y_1}{\sum_{k=1}^n Y_k} i_N. \quad (3.70)$$

Relații similare se pot stabili și pentru ceilalți curenți suplimentari din nodurile terminale. După ce toate sarcinile au fost aruncate în nodurile terminale se poate trece la transfigurarea propriu-zisă a rețelei din conexiunea stea în conexiunea poligon complet.

Relația generală de transfigurare stea-poligon complet, cunoscută din electrotehnică, are expresia:

$$\underline{Z}_{kj} = \underline{Z}_k \underline{Z}_j \sum_{k=1}^n \frac{1}{\underline{Z}_k}. \quad (3.71)$$

Pentru transfigurarea stea-triunghi (Fig. 3.14), aplicând relația generală (3.71), se obține:

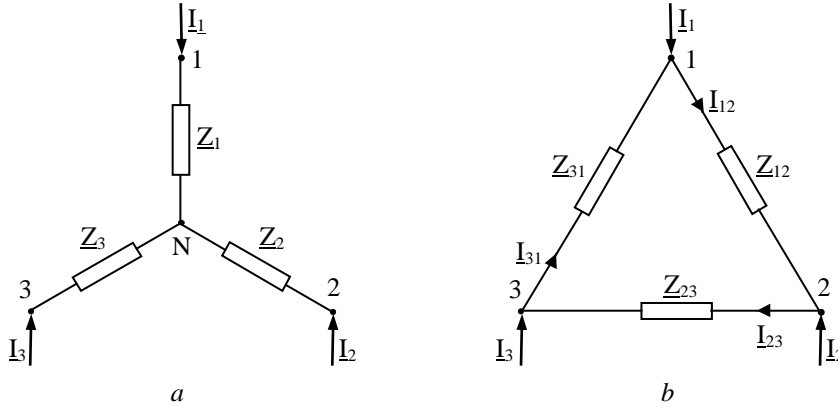


Fig. 3.14. Transfigurarea unei rețele în formă de stea cu trei laturi într-o rețea în formă de triunghi: a-rețea în formă de stea; b-rețea în formă de triunghi.

$$\begin{aligned} \underline{Z}_{12} &= \underline{Z}_1 + \underline{Z}_2 + \frac{\underline{Z}_1 \underline{Z}_2}{\underline{Z}_3}; & \underline{Z}_{23} &= \underline{Z}_2 + \underline{Z}_3 + \frac{\underline{Z}_2 \underline{Z}_3}{\underline{Z}_1}; \\ \underline{Z}_{31} &= \underline{Z}_3 + \underline{Z}_1 + \frac{\underline{Z}_3 \underline{Z}_1}{\underline{Z}_2}. \end{aligned} \quad (3.72)$$

Dacă se consideră cunoscute impedanțele rețelei în triunghi, se pot determina impedanțele stelei echivalente, obținându-se relațiile de transfigurare triunghi-stea:

$$\underline{Z}_1 = \frac{\underline{Z}_{12} \underline{Z}_{31}}{\underline{Z}_{12} + \underline{Z}_{23} + \underline{Z}_{31}}; \quad \underline{Z}_2 = \frac{\underline{Z}_{23} \underline{Z}_{12}}{\underline{Z}_{12} + \underline{Z}_{23} + \underline{Z}_{31}}; \quad \underline{Z}_3 = \frac{\underline{Z}_{31} \underline{Z}_{23}}{\underline{Z}_{12} + \underline{Z}_{23} + \underline{Z}_{31}} \quad (3.73)$$

Între curenții din laturile celor două rețele echivalente există relațiile evidente:

$$\underline{I}_1 = \underline{I}_{12} - \underline{I}_{31}; \quad \underline{I}_2 = \underline{I}_{23} - \underline{I}_{12}; \quad \underline{I}_3 = \underline{I}_{31} - \underline{I}_{23}, \quad (3.74)$$

respectiv:

$$\underline{I}_{12} = \frac{\underline{Z}_1 \underline{I}_1 - \underline{Z}_2 \underline{I}_2}{\underline{Z}_{12}}; \quad \underline{I}_{23} = \frac{\underline{Z}_2 \underline{I}_2 - \underline{Z}_3 \underline{I}_3}{\underline{Z}_{23}}; \quad \underline{I}_{31} = \frac{\underline{Z}_3 \underline{I}_3 - \underline{Z}_1 \underline{I}_1}{\underline{Z}_{31}}. \quad (3.75)$$

Transfigurarea unei stele cu patru laturi conduce la un circuit sub formă de poligon complet cu patru noduri și șase laturi (Fig. 3.15).

Impedanțele din laturile poligonului se calculează în funcție de impedanțele din laturile stelei cu relația (3.71):

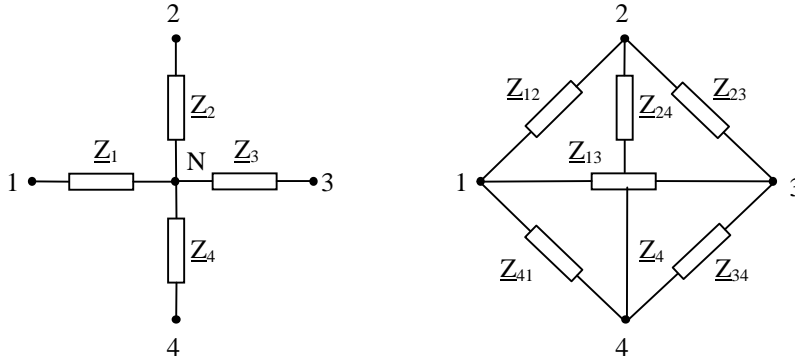


Fig. 3.15. Transfigurarea unei rețele în stea cu patru laturi într-un poligon.

$$\begin{aligned} \underline{Z}_{12} &= \underline{Z}_1 \underline{Z}_2 \left( \frac{1}{\underline{Z}_1} + \frac{1}{\underline{Z}_2} + \frac{1}{\underline{Z}_3} + \frac{1}{\underline{Z}_4} \right) = \underline{Z}_1 + \underline{Z}_2 + \underline{Z}_1 \underline{Z}_2 / (\underline{Z}_3 \parallel \underline{Z}_4); \\ \underline{Z}_{23} &= \underline{Z}_2 \underline{Z}_3 \left( \frac{1}{\underline{Z}_1} + \frac{1}{\underline{Z}_2} + \frac{1}{\underline{Z}_3} + \frac{1}{\underline{Z}_4} \right) = \underline{Z}_2 + \underline{Z}_3 + \underline{Z}_2 \underline{Z}_3 / (\underline{Z}_1 \parallel \underline{Z}_4); \\ \underline{Z}_{34} &= \underline{Z}_3 \underline{Z}_4 \left( \frac{1}{\underline{Z}_1} + \frac{1}{\underline{Z}_2} + \frac{1}{\underline{Z}_3} + \frac{1}{\underline{Z}_4} \right) = \underline{Z}_3 + \underline{Z}_4 + \underline{Z}_3 \underline{Z}_4 / (\underline{Z}_1 \parallel \underline{Z}_2); \\ \underline{Z}_{41} &= \underline{Z}_4 \underline{Z}_1 \left( \frac{1}{\underline{Z}_1} + \frac{1}{\underline{Z}_2} + \frac{1}{\underline{Z}_3} + \frac{1}{\underline{Z}_4} \right) = \underline{Z}_4 + \underline{Z}_1 + \underline{Z}_4 \underline{Z}_1 / (\underline{Z}_2 \parallel \underline{Z}_3); \\ \underline{Z}_{13} &= \underline{Z}_1 \underline{Z}_3 \left( \frac{1}{\underline{Z}_1} + \frac{1}{\underline{Z}_2} + \frac{1}{\underline{Z}_3} + \frac{1}{\underline{Z}_4} \right) = \underline{Z}_1 + \underline{Z}_3 + \underline{Z}_1 \underline{Z}_3 / (\underline{Z}_2 \parallel \underline{Z}_4); \\ \underline{Z}_{24} &= \underline{Z}_2 \underline{Z}_4 \left( \frac{1}{\underline{Z}_1} + \frac{1}{\underline{Z}_2} + \frac{1}{\underline{Z}_3} + \frac{1}{\underline{Z}_4} \right) = \underline{Z}_2 + \underline{Z}_4 + \underline{Z}_2 \underline{Z}_4 / (\underline{Z}_1 \parallel \underline{Z}_3). \end{aligned} \quad (3.76)$$

Se menționează că transfigurarea poligon complet-stea este posibilă numai în cazul triunghi-stea, adică a poligonului cu trei laturi. Dacă numărul de laturi ale poligonului este mai mare decât trei problema este nedeterminată.



### 3.5. REGIMUL TERMIC AL LINIILOR ELECTRICE

Curenții electrici care circulă prin conductoarele liniilor electrice produc pierderi de energie prin efect Joule-Lenz și, ca urmare, acestea se încălzesc. Această încălzire poate avea consecințe asupra liniilor, atât de natură mecanică cât și de natură electrică, constituind una din condițiile restrictive ale energiei transmise prin linie.

În cazul liniilor electrice aeriene, creșterea temperaturii conductoarelor peste o anumită valoare conduce la micșorarea rezistenței mecanice a acestora și la accentuarea fenomenului de fluaj. În consecință, săgețile pot crește la valori superioare celor prescrise, fapt care conduce la apropieri periculoase ale conductoarelor față de sol sau între ele.

În cazul liniilor electrice în cablu, încălzirea conductoarelor soliciită dielectricul și alte elemente componente ale cablurilor, producând modificări structurale de natură fizică sau chimică, care pun în pericol buna funcționare a instalațiilor și durata lor de viață. De asemenea, datorită unor execuții de slabă calitate, în locurile de îmbinare a conductoarelor, la clemele de înădare sau la manșoanele de legătură, se pot produce supraîncălziri ca urmare a creșterii rezistenței, care provoacă pierderi suplimentare de energie și uneori defecte grave în liniile electrice.

Prin calculul termic al liniilor electrice se urmărește determinarea valorilor admisibile ale curentului electric, în diferite regimuri de funcționare a rețelelor electrice și în anumite condiții de răcire ale acestora, astfel încât temperaturile maxime de regim ale conductoarelor și ale izolației acestora să rămână sub limitele periculoase care ar duce la degradarea sau distrugerea lor.

#### 3.5.1. Temperaturi maxime admisibile în conductoarele liniilor electrice

Temperaturile maxime admisibile reprezintă limitele până la care conductoarele și materialele izolante își păstrează proprietățile fizice și chimice pentru care au fost produse. Aceste temperaturi depind de regimul de funcționare a rețelei, de modul de funcționare în cadrul regimului și de durata acestuia.

Sub aspect termic, în funcționarea liniilor electrice se disting două regimuri de funcționare: unul de lungă durată și altul de scurtă durată.

*Regimul de lungă durată* este de ordinul orelor și poate fi clasificat în:

- *regim de lungă durată cu sarcină constantă*, denumit și *regim permanent*, în care temperatura tinde asimptotic către o valoare maximă, corespunzătoare sarcinii normale de 100 %;
- *regimul de lungă durată sub sarcina variabilă*, în care temperatura tinde în mod variabil către temperatura maximă admisă de conductor, la un

moment dat, în regimul permanent de funcționare. Regimul variabil poate fi un regim ciclic zilnic sau poate fi limitat la câteva ore.

Valorile temperaturilor maxime admisibile sunt verificate experimental și indicate prin norme și recomandări. Astfel, în regimul permanent cu sarcină de 100 %, pentru conductoarele liniilor electrice aeriene neizolate, temperatura maximă admisibilă este de 70°C. Aceeași temperatură maximă este admisă și în cazul conductoarelor neizolate instalate în încăperi.

În cazul conductoarelor cu izolație de cauciuc, pentru conservarea acesteia, temperatura maximă admisă este de numai 55°C.

Temperatura maximă admisibilă a cablurilor, în regim permanent de funcționare, depinde de tensiunea nominală și de natura izolației. În tabelul 3.1 se dau temperaturile maxime admisibile ale cablurilor cu câmp radial și izolație din hârtie impregnată, în funcție de tensiunea nominală [9].

Tabelul 3.1. Temperaturi admisibile ale cablurilor cu câmp radial și izolație de hârtie impregnată în funcție de tensiune

Tensiunea nominală [kV]	1÷6	10	20	30
Temperatura admisibilă $\theta_{\max}$ [°C]	80	70	65	60

Aceste temperaturi sunt impuse atât de stabilitatea termică a izolației, cât și de necesitatea evitării formării unor goluri în masa izolației, care favorizează ionizarea, ca urmare a unei încălziri puternice.

Pentru regimurile de scurtă durată, care nu depășesc în general un timp de 5 s, dar care se caracterizează prin intensități mari ale curenților, cum este cazul scurtcircuitelor, se admit temperaturi maxime mult mai mari decât cele pentru regimul de lungă durată. Astfel, pentru LEA cu conductoare neizolate de cupru se admite temperatura maximă de 300°C, pentru cele de aluminiu 200°C, iar pentru cele de oțel 400°C.

În tabelul 3.2 se dau temperaturile maxime admisibile pentru diferite tipuri de cabluri, în regim permanent și în regim de scurtă durată [9].

Se menționează că pentru un regim forțat de lucru, cu supraîncărcări admisibile de (10÷15) %, apreciat la maximum 100 h/an, temperaturile maxime admisibile se vor lua mai mari cu cca. (20÷25)°C față de cele indicate pentru regimul permanent.

Temperatura maximă admisibilă a conductoarelor aeriene și a cablurilor depinde de condițiile de răcire și temperatura mediului ambiant, având următoarele valori acceptate în calcule ca valori inițiale:

- +25°C, pentru linii electrice aeriene;
- +30°C, pentru cabluri pozate în aer;
- +20°C pentru cabluri pozate în pământ, la adâncime de 0,7 m, câte un singur cablu în șanț;
- +15°C pentru cabluri pozate în apă, indiferent de numărul lor în paralel.

Tabelul 3.2. Temperaturi admisibile ale diferitelor tipuri de cabluri cu conductoare de cupru, în regim de lungă și de scurtă durată

Tipul constructiv	Temperatura admisibilă [°C]	
	Regim de lungă durată	Regim de scurtă durată
Cablu cu XLPE	90	250
Cablu cu PE	70	150
Cablu cu PVC	S ≤ 300 mm <sup>2</sup>	70
	S > 300 mm <sup>2</sup>	140
Cablu cu hârtie impregnată, cu câmp neradial	1 ÷ 6 kV	80
	10 kV	65
Cablu cu hârtie impregnată, cu câmp radial	1 ÷ 6 kV	80
	10 kV	70
	20 kV	65
	30 kV	60

### 3.5.2. Încălzirea conductoarelor în regim permanent

Regimul termic al unui conductor parcurs de curent este determinat în fiecare moment de echilibrul care se stabilește între căldura dezvoltată în conductor prin efect Joule-Lenz (pierderile de energie), căldura acumulată în conductor și schimbul de căldură cu exteriorul. Ecuația bilanțului termic se poate exprima prin relația generală [3]:

$$W_1 = W_2 + W_3 + W_4 + W_5, \quad (3.77)$$

în care:

- $W_1$  reprezintă pierderile de energie, respectiv energia electromagnetică transformată în căldură, prin efect Joule-Lenz, în conductor, în unitatea de timp;
- $W_2$  - cantitatea de căldură înmagazinată în conductor, în unitatea de timp;
- $W_3$  - cantitatea de căldură transmisă mediului exterior prin convecție, în unitatea de timp;
- $W_4$  - cantitatea de căldură transmisă mediului exterior prin radiație, în unitatea de timp;
- $W_5$  - cantitatea de căldură transmisă mediului exterior prin conductibilitate, în unitatea de timp.

În regim permanent, conductorul este parcurs de un curent constant, a cărui intensitate  $I_{\max}$  o considerăm egală cu valoarea maximă admisibilă a curentului prin conductor în acest regim. Dacă se admite că valoarea rezistenței conductorului nu se modifică datorită încălzirii, atunci căldura dezvoltată în conductor în unitatea de timp rămâne constantă. De asemenea, presupunând că aerul are o conductibilitate termică foarte mică, se poate neglija termenul  $W_5$  în ecuația bilanțului termic (3.77).

În figura 3.16 este reprezentată calitativ variația în timp a supratempe-

raturii conductorului, respectiv a diferenței dintre temperatura conductorului și cea a mediului ambiant,  $\theta = \theta_c - \theta_i$ , până la atingerea regimului permanent ( $\theta_{\max}$ ), în condiții normale de răcire (curba 1).

În aceeași diagramă s-a reprezentat și variația în timp a supratemperaturii unui conductor în procesul de răcire, de la temperatura  $\theta_{\max}$ , timpul fiind măsurat din momentul în-

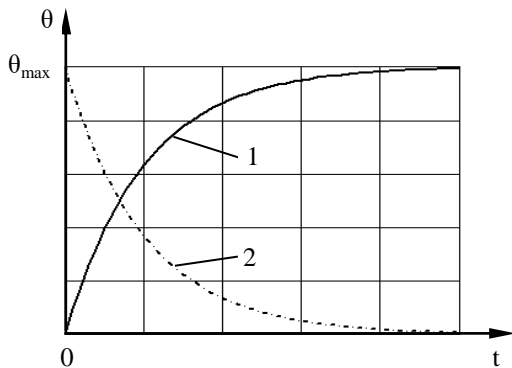


Fig. 3.16. Curbele de încălzire (1) și de răcire (2) ale conductoarelor în funcție de timp.

treruperii curentului prin conductor (curba 2).

Pentru analiza calitativă a fenomenului de încălzire a conductorului se are în vedere faptul că deși cantitatea de căldură dezvoltată în conductor în unitatea de timp rămâne constantă, repartitia acesteia între cantitatea de căldură acumulată în conductor și cea transmisă mediului exterior se

modifică în timpul procesului de încălzire (Fig. 3.16, curba 1), astfel:

- în primele momente, cea mai mare parte a căldurii dezvoltate în conductor este acumulată de acesta, temperatura conductorului crescând aproximativ liniar;
- odată cu încălzirea conductorului crește cantitatea de căldură cedată mediului exterior, astfel încât creșterea temperaturii conductorului devine neliniară, producându-se mai încet decât în prima etapă;
- după un anumit interval de timp, care depinde de condițiile de răcire și de materialul conductor, întreaga cantitate de căldură dezvoltată în conductor este cedată mediului exterior, stabilindu-se un echilibru termic și atingându-se temperatura de regim permanent a conductorului,  $\theta_{\max}$ .

În condițiile menționate, ecuația bilanțului termic (3.77), pentru regimul permanent, devine:

$$W_1 = W_3 + W_4, \quad (3.78)$$

care se poate dezvolta sub forma:

$$RI_{\max}^2 = \tau_{cv} (\theta_{\max} - \theta_i) S + \tau_r (\theta_{\max} - \theta_i) S = (\tau_{cv} + \tau_r) (\theta_{\max} - \theta_i) S, \quad (3.79)$$

unde:

- R reprezintă valoarea rezistenței conductorului, în  $\Omega$ ;
- $I_{\max}$  - intensitatea maximă admisibilă a curentului în conductor, în A;
- $\theta_{\max}$  - temperatura maximă admisibilă a conductorului, în  $^{\circ}\text{C}$ ;

- $\theta_i$  - temperatura inițială a mediului exterior, în °C;
- $S$  - suprafața laterală a conductorului, prin care se face transferul de căldură spre exterior, în  $\text{cm}^2$ ;
- $\tau_{cv}$  - coeficient de transfer al căldurii prin convecție, în  $\text{W}/(\text{°C cm}^2)$ ;
- $\tau_r$  - coeficient de transfer al căldurii prin radiație, în  $\text{W}/(\text{°C cm}^2)$ .

Cu relația (3.79) se pot calcula intensitățile maxime ale curentului, în anumite condiții de răcire, astfel încât temperaturile maxime de regim ale conductoarelor și cele ale izolației să rămână sub limitele periculoase.

Dacă se ține seama de variația rezistenței cu temperatura:

$$R = \frac{\rho l}{s} [1 + \alpha(\theta_{\max} - 20^\circ)], \quad (3.80)$$

în care:

- $l$  este lungimea conductorului, în m;
- $s$  - secțiunea conductorului, în  $\text{mm}^2$ ;
- $\rho$  - rezistivitatea electrică a conductorului, în  $\Omega \text{ mm}^2/\text{m}$ ;
- $\alpha$  - coeficientul termic al rezistivității la temperatura de  $20^\circ\text{C}$ , în  $\text{grd}^{-1}$ .

Relația (3.79) aplicată unui conductor cilindric, neizolat, permite determinarea curentului maxim admis  $I_{\text{adm}}$ , pentru care temperatura conductorului atinge valoarea maximă admisă în regim permanent:

$$I_{\max} = I_{\text{adm}} = \sqrt{\frac{\pi ds (\tau_{cv} + \tau_r)(\theta_{\max} - \theta_i)}{\rho [1 + \alpha(\theta_{\max} - 20^\circ)]}}, \quad (3.81)$$

în care  $d$  este diametrul conductorului. Relația (3.81) poate fi exprimată numai în funcție de diametrul conductorului, deoarece  $s = \pi d^2/4$ ; se obține:

$$I_{\max} = I_{\text{adm}} = \frac{\pi}{2} \sqrt{\frac{d^3 (\tau_{cv} + \tau_r)(\theta_{\max} - \theta_i)}{\rho [1 + \alpha(\theta_{\max} - 20^\circ)]}}. \quad (3.82)$$

Din relația (3.82) rezultă că intensitatea curentului admisibil în conductoare depinde de condițiile de răcire ( $\tau$ ), de natura materialului ( $\rho$ ,  $\alpha$ ) și de dimensiunile geometrice ( $d$ ).

Pentru liniile electrice aeriene, coeficientul de transfer al căldurii prin convecție ( $\tau_{cv}$ ) se poate determina pentru două regimuri de răcire a conductorului [3, 6]:

➤ *regimul convecției libere*, când mediul înconjurător se consideră fără vânt,

$$\tau_{cv} = \left( k' \frac{0,185}{d} + k'' 0,342 \sqrt[4]{\frac{\theta_{\max} - \theta_i}{d}} \right) 10^{-3} \left[ \frac{\text{W}}{\text{°C cm}^2} \right], \quad (3.83)$$

în care coeficienții  $k'$  și  $k''$  au valorile indicate în tabelul 3.3, în funcție de valoarea medie  $\theta_m$ , a temperaturilor conductorului și mediului ambiant;

Tabelul 3.3. Valorile coeficienților  $k'$  și  $k''$  [6]

$\theta_m$ [°C]	0	20	30	40	60	80	100	200
$k'$	0,92	0,973	1,00	1,026	1,08	1,13	1,19	1,46
$k''$	1,04	1,015	1,00	0,99	0,972	0,95	0,94	0,88

➤ *regimul convecției forțate*, când se consideră vânt cu viteze de (0,5÷0,6) m/s. În acest caz, în literatura de specialitate se utilizează diverse relații de calcul pentru valoarea lui  $\tau_{cv}$ , două dintre acestea, care conduc la valori apropiate, fiind indicate în continuare:

$$\tau_{cv} = 9 \sqrt{\frac{pv}{d}} 10^{-3} \left[ \frac{W}{^{\circ}C \text{ cm}^2} \right]; \quad (3.84)$$

$$\tau_{cv} = \left( \frac{0,784}{d} + 7,7 \sqrt{\frac{v}{d}} \right) 10^{-3} \left[ \frac{W}{^{\circ}C \text{ cm}^2} \right], \quad (3.85)$$

în care:

- $p$  este presiunea atmosferică, în at, având valoarea apropiată de unitate;
- $v$  - viteza vântului în apropierea conductorului, în m/s;
- $d$  - diametrul conductorului, în mm.

Pentru calculul coeficientul de transfer al căldurii prin radiație ( $\tau_r$ ), se folosește relația [6]:

$$\tau_r = \frac{5,77 \varepsilon_i}{\Delta\theta} \left[ \left( \frac{273 + \theta_c}{100} \right)^4 - \left( \frac{273 + \theta_i}{100} \right)^4 \right] 10^{-4} \left[ \frac{W}{^{\circ}C \text{ cm}^2} \right], \quad (3.86)$$

în care:

- $\theta_c$  reprezintă temperatura conductorului, în °C;
- $\theta_i$  - temperatura mediului înconjurător, în °C;
- $\Delta\theta = \theta_c - \theta_i$ ;
- $\varepsilon_i$  - coeficientul de emisie radiantă a suprafeței conductorului.

Coeficientul  $\tau_r$  depinde foarte mult, prin intermediul lui  $\varepsilon_i$ , de aspectul (culoarea și luciul) suprafeței care radiază. De exemplu, pentru o bară de cupru la temperatura de 120°C, coeficientul de radiație în cazul în care suprafața este neagră, oxidată, este de cca. 20 de ori mai mare față de situația în care suprafața barei este polizată. Evident că și energia cedată prin radiație este în primul caz de cca. 20 de ori mai mare decât în situația suprafeței polizate. Din această cauză, în instalațiile electrice de distribuție a energiei, barele colectoare se vopsesc, îmbunătățindu-se sensibil răcirea

acestora.

La temperaturi sub  $100^{\circ}\text{C}$ , situații întâlnite în mod curent în instalațiile electrice, coeficientul  $\tau_r$  se poate calcula cu relația [3]:

$$\tau_r = 2,8(100 + 0,6\theta_{\max})10^{-6} \left[ \frac{\text{W}}{^{\circ}\text{C cm}^2} \right]. \quad (3.87)$$

Se menționează că, în general, valoarea energiei cedate prin radiație, în cazul conductoarelor din instalațiile electrice, este redusă, transferul de căldură către exterior realizându-se, în principal, prin convecție.

Relațiile (3.81) și (3.82) sunt valabile pentru orice temperatură  $\theta_i$  a mediului exterior. Dacă se consideră două stări termice inițiale ale mediului, caracterizate prin  $\theta_1$  și  $\theta_2 \neq \theta_1$ , atunci între intensitățile maxime admise ale curenților, în cele două cazuri, există relația:

$$I_{2\text{adm}} = I_{1\text{adm}} \sqrt{\frac{\Delta\theta_2}{\Delta\theta_1}}, \quad (3.88)$$

în care  $\Delta\theta_1 = \theta_{\max} - \theta_1$  și  $\Delta\theta_2 = \theta_{\max} - \theta_2$ .

Intensitățile maxime admisibile  $I_{\text{adm}}$  ale curenților în conductoare, pentru regimul permanent, au fost calculate pe baza relației (3.82) și sunt date în tabele, în funcție de secțiunea conductorului, pentru diferite tipuri de conductoare, luând în considerare o temperatură a mediului ambiant  $\theta_i$  și anumite condiții de montare (de răcire).

Pentru temperaturi ale mediului diferite de  $\theta_i$ , așa cum rezultă din relația (3.88), valorile curenților maximi admiși din tabele trebuie corectate, corecția aplicându-se prin intermediul unui coeficient de corecție  $\alpha_t$  ale cărui valori sunt de asemenea indicate în prescripții. Valoarea corectată a curenților maxim admiși se va calcula cu relația:

$$I'_{\text{adm}} = \alpha_t I_{\text{adm}}. \quad (3.89)$$

În cazul cablurilor poate interveni o a doua corecție aplicată încărcărilor admisibile, determinată de condițiile de montare ale acestora. Astfel, dacă în același șanț se montează mai multe cabluri în paralel la distanțe mai mici decât cele indicate în prescripții și norme, se aplică coeficienți de corecție, deoarece se înrăutățesc condițiile lor de răcire. Acești coeficienți sunt de asemenea indicați în normativele de proiectare.

În concluzie, în cazul cablurilor trebuie introdus pe lângă coeficientul  $\alpha_t$  și coeficientul de corecție  $\alpha_m$ , pentru condițiile de montare, curenții maximi admiși în conductoare trebuind recalculați cu relația:

$$I'_{\text{adm}} = \alpha_t \alpha_m I_{\text{adm}}. \quad (3.90)$$

Pentru același material și aceeași secțiune a conductoarelor, curenții maximi admiși în conductoarele cablurilor sunt mai mici decât cei din conductoarele LEA. Acest fapt se explică prin aceea că, în cazul cablurilor ce funcționează în regim permanent, cantitatea de căldură ce trebuie evacuată este mai mare decât la liniile aeriene deoarece, în afara pierderilor de energie în conductoare, la cabluri mai au loc pierderi de energie transformate în căldură, în dielectric (în conductanța laterală a acestora) și în învelișurile protectoare metalice ale cablurilor, datorită curenților induși în acestea de către curenții de conducție din conductoare.

Dacă în (3.81) se înlocuiește diametrul conductorului în funcție de secțiune și se consideră două secțiuni diferite, între curenții maximi admiși în cele două cazuri ( $I_{1adm}$  și  $I_{2adm}$ ), respectiv între densitățile maxime admisibile ale curentului ( $J_{1adm}$  și  $J_{2adm}$ ) se pot stabili relațiile:

$$\frac{I_{1adm}}{I_{2adm}} = \sqrt[4]{\frac{S_1^3}{S_2^3}}; \quad \frac{J_{1adm}}{J_{2adm}} = \sqrt[4]{\frac{S_2}{S_1}}. \quad (3.91)$$

Din relația (3.91) rezultă că dacă  $s_2 > s_1$  atunci  $J_{2adm} < J_{1adm}$ , ceea ce arată că o creștere a secțiunii atrage după sine micșorarea densității admisibile a curentului. Explicația acestei constatări este că odată cu creșterea diametrului conductorului, suprafața de răcire care revine unității de secțiune transversală  $S/s$  devine din ce în ce mai mică și condițiile de evacuare a căldurii în exterior se înrăutățesc.

Cu relația (3.81) se poate stabili legătura dintre curenții maximi admiși în două conductoare de aceeași secțiune, unul din cupru, iar celălalt din aluminiu:

$$I_{admAl} = I_{admCu} \sqrt{\frac{\rho_{Cu}}{\rho_{Al}}} \approx 0,77 I_{admCu}. \quad (3.92)$$

### 3.5.3. Încălzirea conductoarelor în regim de lungă durată sub sarcină variabilă

Se va trata un caz particular al regimului de lungă durată sub sarcină variabilă și anume regimul intermitent, întâlnit frecvent în practică în cazul circuitelor electrice care alimentează utilaje sau agregate cu funcționare intermitentă (motoare, cuptoare etc.).

Regimul intermitent al unui consumator se caracterizează prin perioade scurte de funcționare, urmate de pauze, de asemenea scurte. Conductoarele prin care se alimentează un consumator, în regim intermitent, vor suferi încălziri și răciri succesive (Fig. 3.17, curba 3). Astfel, în intervalul de timp  $t_1$ , când conductorul este parcurs de curent, încălzirea lui se produce după



legea reprezentată de curba 1, corespunzătoare regimului permanent, fără a fi atinsă temperatura  $\theta_{\max}$ , deoarece după timpul  $t_1$ , când supratemperatura conductorului a atins valoarea  $\theta_1 < \theta_{\max}$ , curentul prin conductor se întrerupe.

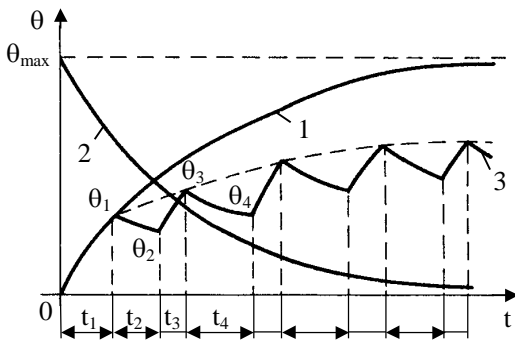


Fig. 3.17. Încălzirea conductoarelor în regim intermitent: 1-curba de încălzire; 2-curba de răcire; 3-curba de încălzire intermitentă.

În intervalul de timp  $t_2$ , când curentul în conductor este întrerupt, se produce răcirea conductorului după legea reprezentată prin curba 2, dar  $t_2$  fiind mic nu se revine la supratemperatura inițială ci la o supratemperatură intermediară  $\theta_2$ , mai mare decât cea inițială. Pentru intervalele următoare de timp  $t_3, t_4, \dots, t_n$  variația tempera-

turii se produce analog (conform curbei frântă 3 din Fig. 3.17), stabilindu-se, în final, o temperatură care este mai mică decât aceea pe care ar atinge-o conductorul, dacă ar fi parcurs permanent de un curent de aceeași intensitate.

Această constatare conduce la concluzia că, în regim intermitent, curenții admisibili în conductoare pot fi mai mari decât în regim permanent.

Alegerea și verificarea conductoarelor din punct de vedere termic, într-un regim intermitent de funcționare, se face pe baza curentului echivalent, care ar produce aceeași creștere a temperaturii conductoarelor ca și curenții reali.

În general, un regim de lungă durată sub sarcină variabilă poate fi descompus în mai multe regimuri cu sarcină constantă, astfel că în intervalele succesive de timp:  $t_1, t_2, \dots, t_n$ , conductoarele vor fi parcurse de curenți de valoare constantă:  $I_1, I_2, \dots, I_n$ . Într-un astfel de regim, intensitatea curentului echivalent se determină cu relația:

$$I_e = \sqrt{\frac{I_1^2 t_1 + I_2^2 t_2 + \dots + I_n^2 t_n}{t_1 + t_2 + \dots + t_n}} \quad (3.93)$$

În cazul regimului intermitent, curentul echivalent se determină tot cu relația (3.93), cu mențiunea că în timpul pauzelor curenții se consideră nuli.

Pentru regimurile ciclice de lucru, constând dintr-o succesiune de cicluri identice, fiecare ciclu fiind caracterizat de timpul activ de lucru  $t_1$  și timpul de pauză  $t_2$ , curentul echivalent, care pe timpul unui ciclu (sau  $n$  cicluri) ar produce aceeași ridicare a temperaturii ca și curenții reali  $I$ , care parcurg conductoarele în timpii activi  $t_1$ , se determină particularizând relația

(3.93), astfel:

$$I_e = \sqrt{\frac{nI^2 t_1}{n(t_1 + t_2)}} = I \sqrt{\frac{t_1}{t_1 + t_2}} = I \sqrt{DA}, \quad (3.94)$$

în care  $DA = t_1 / (t_1 + t_2)$  reprezintă durata activă relativă a ciclului.

### 3.6. ALEGEREA SECȚIUNII CONDUCTOARELOR LINIILOR ELECTRICE

În practica de proiectare, secțiunea conductoarelor liniilor electrice se alege ținând seama de anumite criterii (restricții) tehnice și economice.

Principalele criterii tehnice sunt:

- criteriul încălzirii admisibile în regim permanent;
- criteriul căderii admisibile de tensiune;
- criteriul stabilității termice în regim de scurtcircuit;
- criterii mecanice (rezistența mecanică, rezistența la coroziune etc.).

Secțiunea obținută prin calcul, pe baza criteriilor tehnice de dimensionare, prevăzute de prescripțiile tehnice în vigoare, se numește *secțiune tehnică* ( $s_{teh}$ ).

Criteriul economic constă în echilibrul dintre costul pierderilor de energie electrică și costul liniei, datorate majorării secțiunii conductoarelor.

Secțiunea liniei pentru care se realizează un regim de funcționare optim economic, corespunzător unor cheltuieli totale minime pentru linia respectivă, într-o perioadă de funcționare dată, se numește *secțiune economică* ( $s_{ec}$ ).

Secțiunea  $s$ , care se va adopta în final, trebuie să fie cea mai mare dintre valorile rezultate pentru secțiunea tehnică ( $s_{teh}$ ) și secțiunea economică ( $s_{ec}$ ):

$$s = \max(s_{teh}, s_{ec}). \quad (3.95)$$

Determinarea secțiunii conductoarelor liniilor electrice de joasă tensiune și de medie tensiune se face pe baza criteriului încălzirii admisibile sau al criteriul căderii admisibile de tensiune, iar secțiunea rezultată se verifică sub aspectul stabilității termice în regim de scurtcircuit și al criteriilor mecanice, stabilind în final secțiunea tehnică. Secțiunea tehnică a conductoarelor trebuie verificată și din punctul de vedere al condițiilor economice de funcționare.

Se exceptează de la verificarea condițiilor de funcționare economică următoarele categorii de instalații:

- legăturile scurte pentru alimentarea directă a unor receptoare din tablourile de joasă tensiune sau din celule de medie tensiune (în general, sub 20 m la joasă tensiune și sub 100 m la medie tensiune);

- barele și derivațiile scurte din cadrul stațiilor și posturilor de transformare;
- circuitele trifazate prin care se alimentează rezistoare, reostate de pornire etc.;
- rețelele provizorii și cu durată mică de serviciu (maximum trei ani).

### 3.6.1. Alegerea secțiunii conductoarelor pe baza încălzirii admisibile în regim permanent

În regim de lungă durată, temperatura conductoarelor nu trebuie să depășească valorile admisibile deoarece la depășirea temperaturilor admisibile materialele conductoare și izolante își pot modifica proprietățile fizice și chimice, ceea ce conduce la efecte nedorite asupra instalațiilor: îmbătrânire prematură, degradarea conductoarelor sau a materialelor de îmbinare, oxidare, efectul de fluj la LEA etc., care au drept consecință reducerea duratei de viață a liniei.

Valorile maxime ale temperaturii admisibile sunt precizate de producător sau sunt indicate în norme și standarde pentru fiecare tip de conductor. De exemplu: 70°C, pentru conductoarele liniilor electrice aeriene și a cablurilor cu izolație din PVC, 90°C - pentru cabluri cu izolație din XLPE.

Alegerea secțiunii conductoarelor pe baza încălzirii admisibile se face utilizând tabele cu intensitățile admisibile de curent, calculate sau măsurate, în funcție de secțiunea conductorului, luând în considerare o anumită valoare pentru temperatura inițială a mediului ambiant și anumite condiții de montare (de răcire).

În legătură cu temperatura mediului ambiant, luată în considerare la calculul curenților admisibili, se poate preciza că în cazul conductoarelor izolate și neizolate cum și în cazul barelor s-a considerat valoarea de 25°C, în timp ce pentru cabluri s-a considerat valoarea de 20°C, în cazul pozării în pământ, respectiv 30°C, în cazul pozării în aer.

Referitor la condițiile de montare a cablurilor, luate în considerare la calculul curenților admisibili, acestea se stabilesc diferențiat, după natura mediului - pământ, aer sau apă - în care se pozează cablurile și sunt indicate în prescripții. De exemplu, la montarea în pământ se consideră un singur cablu, pozat la adâncimea de 70 cm.

În concluzie, pentru condițiile de referință menționate anterior s-au calculat și tabelat curenții admisibili în conductoare și cabluri în funcție de secțiunea conductoarelor.

Pentru temperaturi ale mediului și condiții de montare diferite de cele de referință, valorile curenților maximi admiși din tabele  $I_{adm}$  trebuie corectate prin intermediul unor coeficienți de corecție, ale căror valori se

găsesc în normativele de proiectare.

Valoarea corectată a curentului admisibil  $I_{adm}$  se va calcula cu relația:

$$I'_{adm} = \alpha_t \alpha_m I_{adm}, \quad (3.96)$$

unde:  $\alpha_t$  este coeficientul de corecție în funcție de temperatura mediului, iar  $\alpha_m$  - coeficientul de corecție pentru condițiile de montare.

Între curentul cerut de receptor sau de consumatorul de calcul  $I_c$  și valoarea corectată a curentului admisibil trebuie să existe relația:

$$I_c \leq I'_{adm} \quad \text{sau} \quad \frac{I_c}{\alpha_t \alpha_m} \leq I_{adm}. \quad (3.97)$$

Din tabele se alege secțiunea minimă a conductorului sau a cablului dorit, al cărui curent admisibil  $I_{adm}$  satisface relația (3.97).

În cazul regimurilor intermitente de lucru, cu durata ciclului de minimum 10 minute și durata de funcționare de maximum 4 minute, se aplică o corecție a curentului admisibil și în funcție de regimul de lucru prin coeficientul de corecție:

$$\alpha_r = \frac{0,875}{\sqrt{DA}}, \quad (3.98)$$

unde DA reprezintă durata activă relativă a ciclului.

Aplicarea acestei corecții se face în cazul conductoarelor de cupru, pentru secțiuni mai mari de 10 mm<sup>2</sup>, iar în cazul celor de aluminiu, pentru secțiuni mai mari de 16 mm<sup>2</sup>.

### 3.6.2. Alegerea secțiunii conductoarelor pe baza căderilor admisibile de tensiune

Alegerea secțiunii conductoarelor pe baza criteriului căderii de tensiune se face punând condiția ca aceasta să fie cel mult egală cu căderea de tensiune admisibilă, adică:

$$DU \approx \Delta U \leq \Delta U_{adm}. \quad (3.99)$$

În condiția restrictivă (3.99) s-a considerat căderea de tensiune DU aproximativ egală cu componenta longitudinală a căderii de tensiune  $\Delta U$ .

Conform standardului SR EN 50160, în rețeaua de JT limitele de variație admise ale tensiunii de alimentare, dacă nu se stabilește altfel prin contractul de furnizare, vor fi:

- ±10%, pentru 95% din săptămână;
- +10% / -15%, pentru restul din săptămână.

În cazul în care alimentarea consumatorului se face din cofretul de

branșament de joasă tensiune, valorile căderilor de tensiune, în regim normal de funcționare față de tensiunea nominală a rețelei, trebuie să fie de cel mult [10]:

- 3%, pentru receptoarele din instalațiile electrice de iluminat;
- 5%, pentru restul receptoarelor de putere.

Căderile de tensiune se vor stabili pentru puterea maximă absorbită, la care se dimensionează coloanele și circuitele electrice în cauză, pe traseul cel mai lung și mai încărcat dintre tabloul general (respectiv cofretul de branșament sau contorul, la clădiri de locuit) și receptorul electric cel mai îndepărtat.

Dacă alimentarea consumatorului se face dintr-un post de transformare propriu sau din centrala proprie, valorile căderilor de tensiune în regim normal de funcționare a acestora trebuie să fie de cel mult [10]:

- 6%, pentru receptoarele din instalațiile electrice de iluminat;
- 8%, pentru restul receptoarelor de putere.

Căderile de tensiune se vor stabili pentru puterea maximă absorbită, în regim normal de funcționare, pentru care s-a dimensionat ansamblul distribuției, pe traseul dintre postul de transformare sau centrală și receptorul electric cel mai îndepărtat.

La o linie radială, care alimentează  $n$  consumatori concentrați (Fig. 3.18), căderea de tensiune se calculează cu relațiile (3.19) sau (3.25), după cum consumatorii sunt reprezentați prin curenți sau prin puteri.

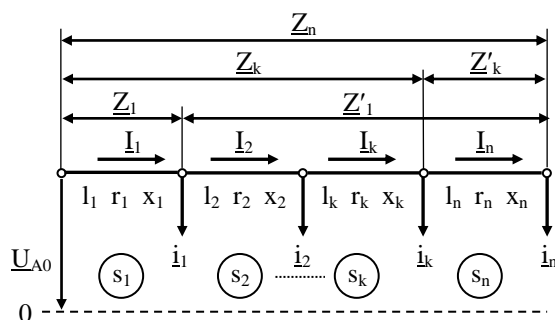


Fig. 3.18. Schema electrică echivalentă a unei linii radiale care alimentează  $n$  consumatori.

Pentru determinarea secțiunilor  $s_1, s_2, \dots, s_n$  ale tronșoanelor liniei se poate considera că, la o anumită treaptă de tensiune, reactanța lineică specifică  $X_0$  a liniei este practic independentă de secțiunea conductorului, având o valoare cunoscută (de exemplu  $X_0=0,34 \div 0,36 \text{ } \Omega/\text{km}$ , pentru LEA de JT și  $X_0=0,37 \div 0,38 \text{ } \Omega/\text{km}$ , pentru LEA de MT).

În aceste condiții, rezistența și reactanța fiecărui tronșon se pot exprima prin relații de forma:

$$r_k = \rho \frac{l_k}{s_k}; \quad x_k = X_0 l_k. \quad (3.100)$$

Ținând seama de relațiile (3.100), căderea de tensiune depinde de  $n$

necunoscute, care sunt secțiunile tronsoanelor, dar se dispune de o singură ecuație pentru determinarea lor (3.99).

Pentru rezolvarea problemei mai sunt necesare (n-1) ecuații, care se pot obține dacă se admite una din următoarele ipoteze suplimentare:

- ipoteza secțiunii constante în toate tronsoanele liniei (s=const.);
- ipoteza densității de curent constante în toate tronsoanele liniei calculate (J=const.);
- ipoteza volumului minim de material conductor.

### 3.6.2.1. Determinarea secțiunii conductoarelor în ipoteza secțiunii constante

Această ipoteză este utilizată în mod curent în practică. La alegerea secțiunii unei linii electrice, folosindu-se această ipoteză, trebuie să se aibă în vedere dacă linia considerată are sau nu ramificații.

**Linii electrice radiale fără ramificații.** În ipoteza secțiunii constante, linia electrică este echipată cu un singur tip de conductor, respectiv toate tronsoanele ei au aceeași secțiune:

$$s_1 = s_2 = \dots = s_n = s. \quad (3.101)$$

Considerând cunoscută reactanța lineică  $X_0$ , expresia căderii de tensiune dată de relațiile (3.19) și (3.24), se poate scrie astfel:

$$\Delta U = \sqrt{3} \frac{\rho}{s} \sum_{k=1}^n I_k I_{ka} + \sqrt{3} X_0 \sum_{k=1}^n I_k I_{kr} = \sqrt{3} \frac{\rho}{s} \sum_{k=1}^n L_k i_{ka} + \sqrt{3} X_0 \sum_{k=1}^n L_k i_{kr}. \quad (3.102)$$

Căderea de tensiune (3.102) are o componentă activă  $\Delta U_a$ , determinată de circulația curenților activi prin rezistențele liniei și o componentă reactivă  $\Delta U_r$ , datorată circulației curenților reactivi prin reactanțele inductive ale liniei, deci:

$$\Delta U = \Delta U_a + \Delta U_r, \quad (3.103)$$

unde:

$$\Delta U_a = \sqrt{3} \frac{\rho}{s} \sum_{k=1}^n I_{ka} I_k = \sqrt{3} \frac{\rho}{s} \sum_{k=1}^n i_{ka} L_k; \quad (3.104)$$

$$\Delta U_r = \sqrt{3} X_0 \sum_{k=1}^n I_{kr} I_k = \sqrt{3} X_0 \sum_{k=1}^n i_{kr} L_k. \quad (3.105)$$

Cum reactanța  $X_0$  este cunoscută,  $\Delta U_r$  se poate calcula, iar condiția restrictivă (3.99), în care se introduce relația (3.103), se poate scrie astfel:

$$\Delta U_a \leq \Delta U_{adm} - \Delta U_r. \quad (3.106)$$

Dacă  $\Delta U_a$  satisface condiția (3.106), din (3.104) se poate determina secțiunea necesară (minimă) a conductorului pentru care este îndeplinită condiția restrictivă (3.99), obținându-se:

$$s = \sqrt{3} \rho \frac{\sum_{k=1}^n I_{ka} l_k}{\Delta U_a} = \sqrt{3} \rho \frac{\sum_{k=1}^n i_{ka} L_k}{\Delta U_a}, \quad (3.107)$$

în care s-a ținut seama că linia este formată din același material ( $\rho = \text{const.}$ ) pe toată lungimea ei.

Dacă sarcinile sunt exprimate prin puteri (3.25), secțiunea conductorului se calculează cu relația:

$$s = \rho \frac{\sum_{k=1}^n P_k l_k}{U_n \Delta U_a} = \rho \frac{\sum_{k=1}^n p_k L_k}{U_n \Delta U_a}. \quad (3.108)$$

În cazul rețelelor monofazate de curent alternativ expresiile (3.107) și (3.108) devin:

$$s = 2\rho \frac{\sum_{k=1}^n I_{ka} l_k}{\Delta U_a} = 2\rho \frac{\sum_{k=1}^n i_{ka} L_k}{\Delta U_a}; \quad (3.109)$$

$$s = 2\rho \frac{\sum_{k=1}^n P_k l_k}{U_n \Delta U_a} = 2\rho \frac{\sum_{k=1}^n p_k L_k}{U_n \Delta U_a}. \quad (3.110)$$

Relațiile (3.109) și (3.110) sunt valabile și în curent continuu cu precizarea că la numitor se înlocuiește  $\Delta U_a$  cu  $\Delta U_{\text{adm}}$ .

**Linii electrice cu ramificații.** Dacă liniile electrice alimentate la un capăt au ramificații, alegerea secțiunilor se poate face numai după ce s-au determinat componentele active ale căderilor de tensiune în fiecare latură.

În acest caz, valoarea maximă admisibilă a componentei active a căderii de tensiune se calculează tot cu relația (3.106), în care  $\Delta U_r$  reprezintă cea mai mare dintre valorile componentelor reactive ale căderilor de tensiune, calculate pentru punctele terminale ale rețelei. Valoarea căderii de tensiune  $\Delta U_r$  în funcție de puterile reactive se calculează cu relația:

$$\Delta U_r = \frac{X_0 \sum_{k=1}^n Q_k l_k}{U_n} = \frac{X_0 \sum_{k=1}^n q_k L_k}{U_n}. \quad (3.111)$$

Valoarea componentei active rezultate din condiția (3.106) trebuie să se considere aceeași pentru toate punctele terminale ale rețelei.

Pentru determinarea căderilor active de tensiune în fiecare latură, se raportează derivațiile din fiecare nod la o singură linie echivalentă, obținându-se, în final, o rețea electrică fără ramificații a cărei secțiune se calculează cu relațiile (3.107) sau (3.108). După alegerea valorii standardizate a secțiunii se poate calcula căderea activă de tensiune până la nodul cu derivații. În acest fel se poate afla căderea de tensiune disponibilă pe ramificații, pe baza căreia se determină secțiunile ramificațiilor etc. [4, 5].

Pentru exemplificare, se consideră rețeaua arborescentă, alimentată de la un capăt, din figura 3.19, care are ramificații în nodurile 2, 3 și 7.

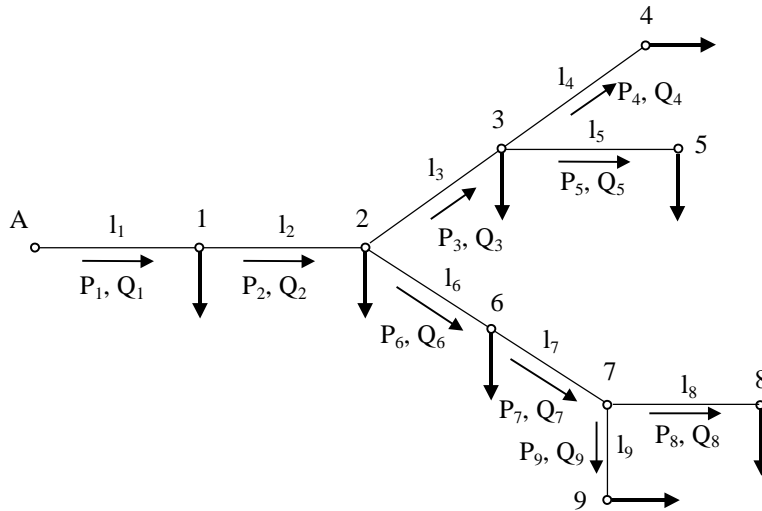


Fig. 3.19. Schema echivalentă de calcul a unei linii electrice cu ramificații alimentată de la un capăt.

Odată determinată căderea admisibilă de tensiune  $\Delta U_a$ , în concordanță cu precizările de mai sus, între componentele active ale căderilor de tensiune în diferite ramuri se pot scrie următoarele relații:

$$\Delta U_a = \Delta U_{a1} + \Delta U_{a2} + \Delta U_{a3} + \Delta U_{a4} = \Delta U_{a1} + \Delta U_{a2} + \Delta U_{a3} + \Delta U_{a5},$$

din care rezultă  $\Delta U_{a4} = \Delta U_{a5}$ . La fel se poate arăta că  $\Delta U_{a8} = \Delta U_{a9}$ .

Căderile active de tensiune satisfac următoarele relații independente:

$$\begin{aligned} \Delta U_{a1} + \Delta U_{a2} + \Delta U_{a3} + \Delta U_{a4} &= \Delta U_a; & \Delta U_{a4} &= \Delta U_{a5}; \\ \Delta U_{a1} + \Delta U_{a2} + \Delta U_{a6} + \Delta U_{a7} + \Delta U_{a8} &= \Delta U_a; & \Delta U_{a8} &= \Delta U_{a9}. \end{aligned} \quad (3.112)$$

Pentru a determina cele nouă componente  $\Delta U_{an}$  mai sunt necesare încă cinci ecuații; două se obțin prin aplicarea ipotezei secțiunii constante pe



tronsoanele A-2 și 2-7, iar celelalte trei, impunând o condiție suplimentară și anume că, în fiecare nod, secțiunea laturii principale să fie egală cu suma secțiunilor ramurilor derivate, deci se pot scrie relațiile:

$$s_1 = s_2; \quad s_6 = s_7; \quad s_2 = s_3 + s_6; \quad s_3 = s_4 + s_5; \quad s_7 = s_8 + s_9. \quad (3.113)$$

Ținând seama de relațiile (3.112) și (3.113), se poate trece la reducerea derivațiilor din noduri. Astfel, din relația:

$$\Delta U_{a4} = \Delta U_{a5},$$

scrisă sub forma:

$$\rho \frac{P_4 l_4}{U_n s_4} = \rho \frac{P_5 l_5}{U_n s_5},$$

rezultă prin adunarea numărătorilor și numitorilor:

$$\rho \frac{P_4 l_4}{U_n s_4} = \rho \frac{P_4 l_4 + P_5 l_5}{U_n (s_4 + s_5)} = \rho \frac{P_4 l_4 + P_5 l_5}{P_4 + P_5} \cdot \frac{P_4 + P_5}{U_n s_3} = \rho \frac{(P_4 + P_5) \lambda_{45}}{U_n s_3}, \quad (3.114)$$

în care s-a ținut seama că  $s_3 = s_4 + s_5$ , conform relației (3.113).

Din (3.114) rezultă că sub aspectul căderilor active de tensiune, ramificațiile 3-4 și 3-5 din nodul 3, pe care căderile de tensiune sunt egale, conform relației (3.112), pot fi înlocuite printr-o latură echivalentă având aceeași secțiune ca și latura principală 2-3 ( $s_3 = s_4 + s_5$ ), de lungime

$$\lambda_{45} = \frac{P_4 l_4 + P_5 l_5}{P_4 + P_5}, \quad (3.115)$$

care are la capăt sarcina ( $P_4 + P_5$ ).

În cazul general, când într-un nod sunt  $n$  derivații, lungimea echivalentă a acestora se poate calcula cu relația:

$$\lambda_e = \frac{\sum P_k l_k}{\sum P_k} = \frac{\sum p_k L_k}{\sum P_k}, \quad (3.116)$$

în care  $p_k$  reprezintă puterile active de sarcină, iar  $P_k$  puterile active ale liniei. Relația (3.116) este cunoscută sub denumirea de legea momentelor.

Procedând în mod analog, ramificațiile 7-8 și 7-9 din nodul 7 pot fi reduse la o linie echivalentă de lungime:

$$\lambda_{89} = \frac{P_8 l_8 + P_9 l_9}{P_8 + P_9}, \quad (3.117)$$

cu secțiunea  $s_7 = s_8 + s_9$ , care are la capăt sarcina ( $P_8 + P_9$ ). După prima etapă de reducere a ramificațiilor, schema rețelei este prezentată în figura 3.20, a.

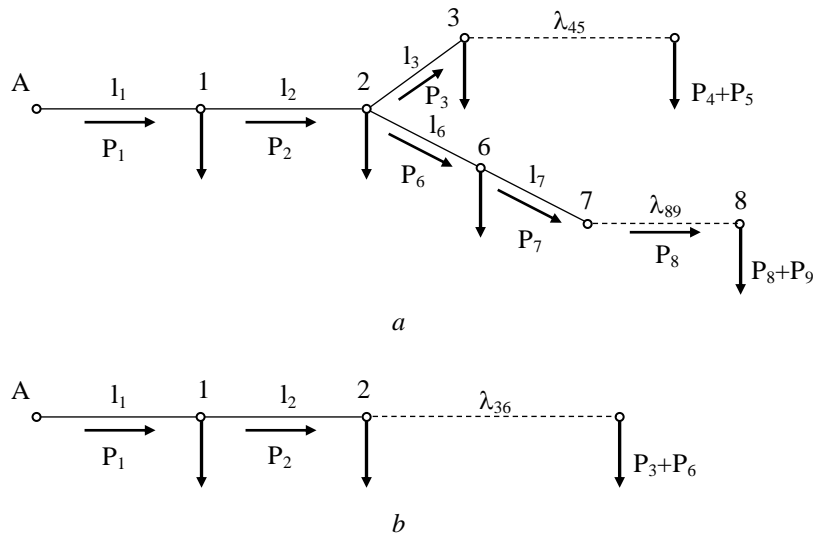


Fig. 3.20. Transfigurarea rețelei din figura 3.19.

În continuare se înlocuiesc ramificațiile care pleacă din nodul 2 cu latura echivalentă de lungime:

$$\lambda_{36} = \frac{P_3 l_3 + (P_4 + P_5) \lambda_{45} + P_6 l_6 + P_7 (l_7 + \lambda_{89})}{P_3 + P_6}, \quad (3.118)$$

având secțiunea \$s\_1 = s\_3 + s\_6\$, care are la capăt sarcina \$(P\_3 + P\_6)\$. În final, se obține linia fără ramificații de secțiune constantă \$s\_1\$ din figura 3.20, b. Secțiunea acestuia se calculează cu relația (3.110):

$$s_1 = \rho \frac{P_1 l_1 + P_2 l_2 + (P_3 + P_6) \lambda_{36}}{U_n \Delta U_a}. \quad (3.119)$$

Se alege valoarea standardizată pentru \$s\_1\$ și apoi se calculează căderea activă de tensiune pe lungimea \$(l\_1 + l\_2)\$ a rețelei, cu relația:

$$\Delta U_{a1-2} = \rho \frac{P_1 l_1 + P_2 l_2}{U_n s_1}. \quad (3.120)$$

În continuare se determină căderea de tensiune disponibilă pentru restul ramurilor rețelei \$(\Delta U\_a - \Delta U\_{a1-2})\$ cu care se determină secțiunile \$s\_3\$ și \$s\_6\$:

$$s_3 = \rho \frac{P_3 l_3 + (P_4 + P_5) \lambda_{45}}{U_n (\Delta U_a - \Delta U_{a1-2})}; \quad s_6 = \rho \frac{P_6 l_6 + P_7 (l_7 + \lambda_{89})}{U_n (\Delta U_a - \Delta U_{a1-2})}; \quad s_7 = s_6. \quad (3.121)$$

După alegerea valorilor standardizate pentru \$s\_3\$ și \$s\_6\$ se determină căderea de tensiune pe tronsoanele 2-3 \$(\Delta U\_{a3})\$ și 2-7 \$(\Delta U\_{a6-7})\$, iar apoi,

asemănător, se calculează celelalte secțiuni; se obține:

$$s_4 = \rho \frac{P_4 I_4}{U_n (\Delta U_a - \Delta U_{a1-2} - \Delta U_{a3})}; s_8 = \rho \frac{P_8 I_8}{U_n (\Delta U_a - \Delta U_{a1-2} - \Delta U_{a6-7})}; \quad (3.122)$$

$$s_5 = \rho \frac{P_5 I_5}{U_n (\Delta U_a - \Delta U_{a1-2} - \Delta U_{a3})}; s_9 = \rho \frac{P_9 I_9}{U_n (\Delta U_a - \Delta U_{a1-2} - \Delta U_{a6-7})}.$$

După ce se aleg secțiuni standardizate și pentru aceste ultime laturi trebuie verificată căderea de tensiune pentru cel mai încărcat tronson.

### 3.6.2.2. Determinarea secțiunii conductoarelor în ipoteza densității de curent constante

În această ipoteză de calcul se consideră că în toate tronsoanele liniei, de secțiuni diferite, densitatea de curent este aceeași, adică:

$$\frac{I_1}{s_1} = \frac{I_2}{s_2} = \dots = \frac{I_n}{s_n} = J, \quad (3.123)$$

în care:

- $I_1, I_2, \dots, I_n$  reprezintă intensitățile curenților prin tronsoanele liniei;
- $s_1, s_2, \dots, s_n$  - secțiunile tronsoanelor liniei.

Pentru linia trifazată de curent alternativ, căderea activă de tensiune, supusă condiției restrictive (3.106) se poate calcula cu relația (3.104):

$$\Delta U_a = \sqrt{3} \rho \sum_{k=1}^n \frac{I_k}{s_k} I_k \cos \varphi_k = \sqrt{3} \rho J \sum_{k=1}^n I_k \cos \varphi_k, \quad (3.124)$$

în care s-a avut în vedere relația (3.123).

Din (3.124) se poate determina densitatea de curent  $J$  corespunzătoare valorii maxime admise a componentei active a căderii de tensiune  $\Delta U_a$ :

$$J = \frac{\Delta U_a}{\sqrt{3} \rho \sum_{k=1}^n I_k \cos \varphi_k}. \quad (3.125)$$

Cunoscând valoarea densității de curent se poate calcula secțiunea fiecărui tronson al liniei:

$$s_i = \frac{I_i}{J} = \frac{\sqrt{3} \rho I_i}{\Delta U_a} \sum_{k=1}^n I_k \cos \varphi_k = \frac{\rho P_i \sum_{k=1}^n I_k \cos \varphi_k}{U_n \Delta U_a \cos \varphi_i}, \quad (3.126)$$

unde:  $U_n$  este tensiunea nominală a liniei, iar  $\cos \varphi$  este factorul de putere corespunzător defazajelor din tronsoane.

Pentru liniile monofazate de curent alternativ, ținând seama de relațiile

(3.109), (3.110) și (3.123), se determină:

$$s_i = \frac{2\rho I_i}{\Delta U_a} \sum_{k=1}^n I_k \cos\varphi_k = \frac{2\rho P_i \sum_{k=1}^n I_k \cos\varphi_k}{U_n \Delta U_a \cos\varphi_i}, \quad (3.127)$$

care este valabilă și pentru rețelele de curent continuu, în acest ultim caz considerându-se  $\cos\varphi=1$  și  $\Delta U_a=\Delta U_{adm}$ , deci:

$$s_i = \frac{2\rho I_i}{\Delta U_{adm}} \sum_{k=1}^n I_k = \frac{2\rho P_i}{U_n \Delta U_{adm}} \sum_{k=1}^n I_k, \quad (3.128)$$

în care  $\sum I_k=L$  reprezintă lungimea totală a liniei, iar  $\Delta U_{adm}$  - căderea admisibilă totală de tensiune.

### 3.6.2.3. Determinarea secțiunii conductoarelor în ipoteza volumului minim de material

Se consideră cazul unei linii electrice radiale fără ramificații (Fig. 3.21), pentru care se vor calcula secțiunile tronsoanelor liniei, astfel încât volumul de material conductor să fie minim.

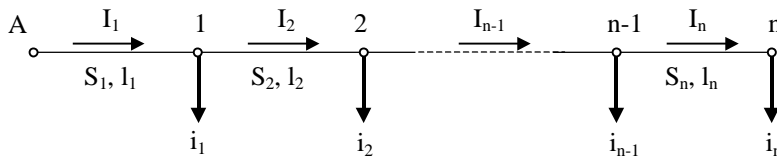


Fig. 3.21. Schemă echivalentă de calcul pentru dimensionarea unei linii radiale în ipoteza volumului minim de material.

În situația în care conductoarele sunt confecționate din același material, secțiunile tronsoanelor  $s_k$  pot fi exprimate în funcție de căderile active de tensiune pe tronsoane  $\Delta U_{ak}$ , conform relației (3.107):

$$s_1 = \sqrt{3} \rho \frac{I_{1a} l_1}{\Delta U_{a1}}; \quad s_2 = \sqrt{3} \rho \frac{I_{2a} l_2}{\Delta U_{a2}}, \dots, s_n = \sqrt{3} \rho \frac{I_{na} l_n}{\Delta U_a - \sum_{k=1}^{n-1} \Delta U_{ak}}, \quad (3.129)$$

unde  $\Delta U_a = \sum_{k=1}^n \Delta U_{ak}$  reprezintă componenta activă a căderii de tensiune pe întreaga linie, supusă restricției (3.106).

Volumul de material conductor necesar pentru construcția liniei trifazate este:

$$V = 3 \sum_{k=1}^n I_k S_k = 3\sqrt{3} \rho \left[ \frac{I_{1a} I_1^2}{\Delta U_{a1}} + \frac{I_{2a} I_2^2}{\Delta U_{a2}} + \dots + \frac{I_{na} I_n^2}{\Delta U_a - \sum_{k=1}^{n-1} \Delta U_{ak}} \right] = \quad (3.130)$$

$$= f(\Delta U_{a1}, \Delta U_{a2}, \dots, \Delta U_{a(n-1)}).$$

Valoarea minimă a lui  $V$ , ca funcție de căderile active de tensiune din tronsoane, se determină egalând cu zero derivatele parțiale ale lui  $V$  în raport cu variabilele:  $\Delta U_{a1}, \Delta U_{a2}, \dots, \Delta U_{a(n-1)}$ , adică [4, 5]:

$$\frac{\partial V}{\partial(\Delta U_{a1})} = 3\sqrt{3} \rho \left[ -\frac{I_{1a} I_1^2}{(\Delta U_{a1})^2} + \frac{I_{na} I_n^2}{(\Delta U_a - \sum_{k=1}^{n-1} \Delta U_{ak})^2} \right] = 0;$$

$$\frac{\partial V}{\partial(\Delta U_{a2})} = 3\sqrt{3} \rho \left[ -\frac{I_{2a} I_2^2}{(\Delta U_{a2})^2} + \frac{I_{na} I_n^2}{(\Delta U_a - \sum_{k=1}^{n-1} \Delta U_{ak})^2} \right] = 0; \quad (3.131)$$

$$\vdots$$

$$\frac{\partial V}{\partial(\Delta U_{a(n-1)})} = 3\sqrt{3} \rho \left[ -\frac{I_{(n-1)a} I_{n-1}^2}{(\Delta U_{a(n-1)})^2} + \frac{I_{na} I_n^2}{(\Delta U_a - \sum_{k=1}^{n-1} \Delta U_{ak})^2} \right] = 0,$$

din care rezultă:

$$\frac{I_{1a} I_1^2}{(\Delta U_{a1})^2} = \frac{I_{2a} I_2^2}{(\Delta U_{a2})^2} = \dots = \frac{I_{na} I_n^2}{(\Delta U_a - \sum_{k=1}^{n-1} \Delta U_{ak})^2}. \quad (3.132)$$

În relațiile (3.132) se înlocuiesc valorile căderilor active de tensiune pe tronsoane, calculate din relațiile (3.129), obținându-se:

$$\frac{S_1^2}{I_{1a}} = \frac{S_2^2}{I_{2a}} = \dots = \frac{S_n^2}{I_{na}}. \quad (3.133)$$

Considerând tronsonul  $n$  ca tronson de referință, secțiunile celorlalte tronsoane se pot exprima prin relațiile:

$$s_1 = s_n \sqrt{\frac{I_{1a}}{I_{na}}}; s_2 = s_n \sqrt{\frac{I_{2a}}{I_{na}}}; \dots s_{n-1} = s_n \sqrt{\frac{I_{(n-1)a}}{I_{na}}}. \quad (3.134)$$

Problema care rămâne de rezolvat este de a determina secțiunea tronsonului de referință  $s_n$ , care permite apoi determinarea celorlalte secțiuni cu ajutorul relațiilor (3.134). Pentru aceasta se are în vedere faptul că din condiția (3.106), căderea activă totală de tensiune este cunoscută. Înlocuind secțiunile date de expresiile (3.134) în relațiile (3.124) de calcul a căderilor de tensiune  $\Delta U_{ak}$ , pentru  $\Delta U_a$ , a cărei valoare este cunoscută, se obține:

$$\begin{aligned} \Delta U_a &= \sqrt{3} \rho \sum_{k=1}^n \frac{I_{ka} l_k}{s_k} = \sqrt{3} \rho \left[ \frac{I_{1a} l_1}{s_n \sqrt{\frac{I_{1a}}{I_{na}}}} + \frac{I_{2a} l_2}{s_n \sqrt{\frac{I_{2a}}{I_{na}}}} + \dots + \frac{I_{na} l_n}{s_n} \right] = \\ &= \frac{\sqrt{3} \rho \sqrt{I_{na}}}{s_n} \sum_{k=1}^n l_k \sqrt{I_{ka}}, \end{aligned} \quad (3.135)$$

de unde rezultă secțiunea tronsonului de referință:

$$s_n = \frac{\sqrt{3} \rho \sqrt{I_{na}}}{\Delta U_a} \sum_{k=1}^n l_k \sqrt{I_{ka}}. \quad (3.136)$$

Când sarcinile sunt exprimate prin puteri, expresiile (3.134) și (3.136) devin:

$$s_1 = s_n \sqrt{\frac{P_1}{P_n}}; s_2 = s_n \sqrt{\frac{P_2}{P_n}}; \dots s_{n-1} = s_n \sqrt{\frac{P_{n-1}}{P_n}} \quad (3.137)$$

și:

$$s_n = \frac{\rho \sqrt{P_n}}{\Delta U_a U_n} \sum_{k=1}^n l_k \sqrt{P_k}, \quad (3.138)$$

unde  $U_n$  este tensiunea nominală a liniei.

Din relațiile (3.134) și (3.136) se poate exprima secțiunea unui tronson oarecare, în forma:

$$s_i = \frac{\sqrt{3} \rho \sqrt{I_{ia}}}{\Delta U_a} \sum_{k=1}^n l_k \sqrt{I_{ka}} = K_1 \sqrt{I_{ia}} \quad (3.139)$$

sau dacă sarcinile sunt exprimate prin puteri:

$$s_i = \frac{\rho \sqrt{P_i}}{\Delta U_a U_n} \sum_{k=1}^n I_k \sqrt{P_k} = K_2 \sqrt{P_i}, \quad (3.140)$$

în care constantele  $K_1$  și  $K_2$  se calculează cu formulele:

$$K_1 = \frac{\sqrt{3} \rho}{\Delta U_a} \sum_{k=1}^n I_k \sqrt{I_{ka}}; \quad K_2 = \frac{\rho}{\Delta U_a U_n} \sum_{k=1}^n I_k \sqrt{P_k}. \quad (3.141)$$

Pentru rețelele monofazate de curent alternativ sunt valabile relațiile (3.139) și (3.140), în care constantele se calculează cu formulele:

$$K_1 = \frac{2\rho}{\Delta U_a} \sum_{k=1}^n I_k \sqrt{I_{ka}}; \quad K_2 = \frac{2\rho}{\Delta U_a U_n} \sum_{k=1}^n I_k \sqrt{P_k}. \quad (3.142)$$

Pentru rețelele de curent continuu, în relațiile (3.142) se înlocuiesc:  $\Delta U_a$  cu  $\Delta U_{adm}$ , componenta activă a curentului  $I_{ka}$  cu curentul continuu  $I_k$  prin tronsonul respectiv, iar  $P_k$  va avea semnificația puterii în curent continuu, prin tronsonul  $k$ .

Ipoieza volumului minim de material are un caracter tehnico-economic, aplicându-se atât în rețelele fără ramificații, cât și în cele cu ramificații. Aplicarea acestei ipoteze la linii cu ramificații se face analog celor indicate la ipoteza secțiunii constante.

### 3.6.3. Verificarea secțiunii conductoarelor la stabilitate termică în regim de scurtcircuit

În regim de scurtcircuit, temperatura  $\theta_{sc}$  atinsă de conductoare la sfârșitul scurtcircuitului nu trebuie să depășească valorile admisibile  $\theta_{adm}$ , pentru acest regim de foarte scurtă durată, deci:

$$\theta_{sc} \leq \theta_{adm}. \quad (3.143)$$

Verificarea condiției de stabilitate termică (3.143) se face în modul următor [1]:

➤ se calculează echivalentul termic de 1 s al curentului de scurtcircuit, cu relația:

$$I_{e1s} = I_k'' \sqrt{(m+n)t/1}, \quad (3.144)$$

unde:

- $I_{e1s}$  este curentul echivalent de 1s, care reprezintă un curent alternativ cu valoare efectivă constantă, care într-o secundă dezvoltă într-un circuit o căldură egală cu cea pe care ar dezvolta-o curentul de scurtcircuit pe toată durata defectului;

- $I_k''$  - valoarea efectivă inițială a componentei periodice a curentului de

scurtcircuit;

- $t$  - durata scurtcircuitului, determinată de tipul protecției utilizate, având valorile uzuale:  $t=0,4\div 0,6$  s la linii aeriene și  $t=0,3\div 1$  s la cabluri [1];

- $m$  - coeficient de corecție care ține seama de influența componentei aperiodice. Se determină în funcție de durata  $t$  a scurtcircuitului și de factorul de șoc  $k_{\text{șoc}}$  (Fig. 3.22, a);

- $n$  - coeficient de corecție care ține seama de variația în timp a valorii efective a componentei periodice. Se determină în funcție de durata  $t$  a scurtcircuitului și de raportul  $\frac{I''_k}{I_k}$ , unde  $I_k$  este componenta permanentă a curentului de scurtcircuit (Fig. 3.22, b);

- cifra 1 are semnificația de 1 s și asigură astfel omogenitatea relației sub aspect dimensional.

Coeficienții  $m$  și  $n$  se determină din monogramele reprezentate în figura 3.22 [6];

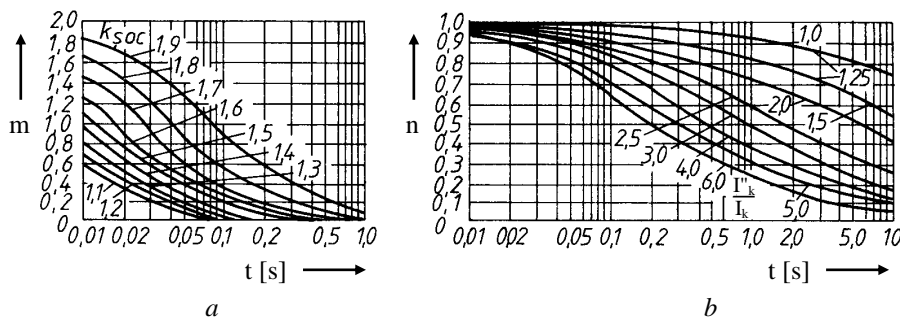


Fig. 3.22. Determinarea coeficienților de corecție pentru calculul curentului echivalent termic de 1 s al curentului de scurtcircuit:  
a-determinarea coeficientului  $m$ ; b-determinarea coeficientului  $n$ .

➤ se determină densitatea echivalentă de 1 s a curentului de scurtcircuit:

$$J_{\text{els}} = \frac{I_{\text{els}}}{s}, \quad (3.145)$$

în care  $s$  este secțiunea conductorului;

➤ se determină temperatura finală  $\theta_{\text{sc}}$  a conductorului la sfârșitul scurtcircuitului, cu ajutorul monogramelor din figura 3.23 [1]. În acest scop se determină punctul de intersecție dintre abscisa dată de temperatura inițială (dacă nu se cunoaște se ia temperatura de funcționare admisă) și valoarea densității de curent  $J_{\text{els}}$ . Dacă acest punct se află sub temperatura admisibilă dată pentru materialul conductor, atunci secțiunea acestuia este stabilă din punct de vedere termic; în caz contrar se alege o secțiune mai mare.



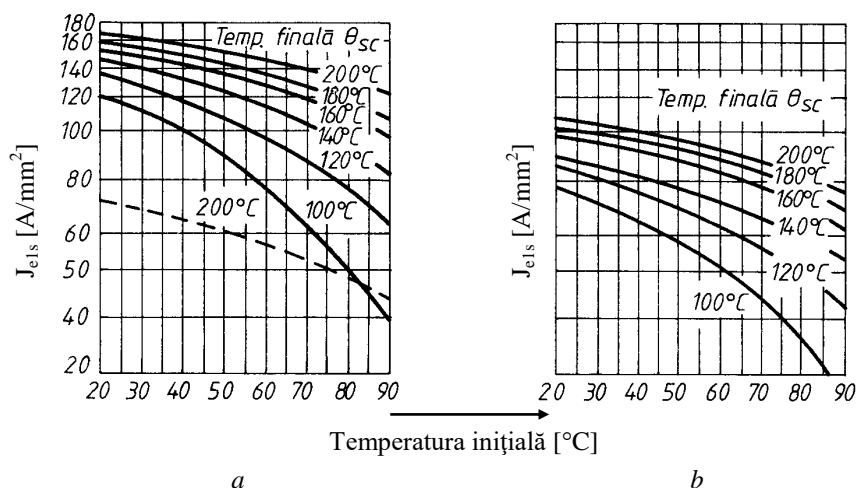


Fig. 3.23. Relația dintre densitatea echivalentă de 1 s a curentului de scurtcircuit și temperatura conductorului:  
 a-pentru conductoare din cupru (linii continue) și oțel (linii întrerupte); b-pentru conductoare din aluminiu, aliaje de aluminiu și aluminiu-oțel.

Pentru conductoare active neizolate, temperaturile de funcționare admise în regim de scurtcircuit sunt [7]:

- 200<sup>0</sup>C, pentru conductoare masive sau de tip funie din cupru, aluminiu sau aliaje de aluminiu;
- 300<sup>0</sup>C, pentru conductoare masive sau de tip funie din oțel.

În tabelul 3.4 se indică temperaturile admisibile de funcționare și în regim de scurtcircuit pentru cabluri cu conductoare din cupru și din aluminiu. Acolo unde temperaturile nu sunt identice, valoarea corespunzătoare cablului cu conductoare de aluminiu este indicată între paranteze [9].

Tabelul. 3.4. Temperaturile admisibile de funcționare în regim de lungă durată și în regim de scurtcircuit pentru cabluri cu conductoare din cupru și din aluminiu.

Tipul constructiv	Temperatura de funcționare admisă în regim de lungă durată [°C]	Temperatura de funcționare admisă în regim de scurtcircuit [°C]
1	2	3
Cablu cu XLPE	90	250
Cablu cu PE	70	150 (130)
Cablu cu PVC		
• s ≤ 300 mm <sup>2</sup>	70	160
• s > 300 mm <sup>2</sup>	70	140
Cablu cu hârtie impregnată		

Tabelul 4.15 (continuare)

1	2	3
• Cablu cu câmp neradial		
○ 0,6/1 kV la 3,5/6 kV	80	180
○ 6/10 kV	65 (63)	165 (163)
• Cablu cu câmp radial		
○ 0,6/1 kV la 3,5/6 kV	80	180
○ 6/10 kV	70	170
○ 12/20 kV	65	155 (133)
○ 18/30 kV	60	140

### 3.6.4. Alegerea secțiunii economice a conductoarelor

Construirea unei linii cu conductoare cu o anumită secțiune implică un consum de material, deci o investiție. În același timp, trecerea prin linie a unui curent de sarcină determină anumite cheltuieli legate de pierderile de energie în conductoare.

Alegerea unei secțiuni prea mari conduce la creșterea investițiilor dar și la reducerea cheltuielilor legate de pierderile de energie, iar o secțiune mică va avea efecte inverse. În consecință, dimensiunea optimă sub aspect economic a conductorului depinde de costul acestuia și de valoarea pierderilor.

Stabilirea, prin calcul economic a secțiunii liniilor electrice de distribuție se bazează pe criteriul cheltuielilor totale actualizate minime, folosind metoda cunoscută în literatură sub denumirea de „metoda densității economice de curent”.

Soluția economică pentru secțiunea conductoarelor corespunde minimului cheltuielilor totale actualizate (CTA), care însumează următoarele componente, actualizate la anul punerii în funcțiune a liniei [8]:

➤ cheltuieli de investiții  $C_i$  pentru fiecare tip constructiv de linie, în €,

$$C_i = (A + Ks)L, \quad (3.146)$$

unde:

▪ A este componenta investiției specifice în linie, care este independentă de secțiunea acesteia, în €/km;

▪ K - panta de creștere a costului unui km de linie cu secțiunea conductorului de fază, în €/km·mm<sup>2</sup>;

▪ L - lungimea liniei, în km;

➤ cheltuieli de exploatare  $C_{exp}$ , pe durata de serviciu a liniei, care nu depind de consumurile proprii tehnologice de putere și energie (retribuții personal, cheltuieli întreținere și reparații), în €;

➤ cheltuieli de exploatare  $C_{pw}$ , generate de consumurile proprii tehnologice de putere și energie pe durata de serviciu a liniei, datorate tranzitului sarcinii

maxime ( $P_{\max}$ ,  $I_{\max}$ ), în €. Se calculează cu relația:

$$C_{pw} = 3RI_{\max}^2 c_{pw} T_{SL} = 3\rho \frac{L}{S} I_{\max}^2 c_{pw} T_{SL}, \quad (3.147)$$

unde:

▪  $c_{pw}$  - costul actualizat al pierderilor de putere și de energie, corespunzător unui an și unui consum tehnologic de un kW la sarcina maximă, în €/an și kW. Se determină cu relația;

▪  $T_{SL}$  - durata de serviciu a liniei proiectate; se consideră  $T_{SL}=20$  ani, pentru LEC, respectiv  $T_{SL}=40$  ani, pentru LEA;

▪  $I_{\max}$  - curentul maxim tranzitat, în A.

Factorul  $c_{pw}$  din relația (3.147) se poate determina astfel:

$$c_{pw} = \frac{c_p}{T_{SCE}} + c_w \tau, \quad (3.148)$$

în care:

•  $c_p$  - costul unui kW instalat în centrala etalon, în €/kW;

•  $T_{SCE}$  - durata de serviciu a centralei etalon, care va compensa pierderile de energie pe linia proiectată. Se consideră  $T_{SCE}=20$  ani;

•  $c_w$  - costul unui kWh, corespunzător treptelor de tensiune la care se face distribuția, în €/kWh;

•  $\tau$  - durata de calcul a consumurilor proprii anuale de energie, în ore/an.

Cheltuielile totale actualizate, ținând seama de relațiile (3.146), (3.147) și (3.148) au expresia:

$$CTA = (A + Ks)L + C_{exp} T_{SL} + 3\rho \frac{L}{S} I_{\max}^2 c_{pw} T_{SL}. \quad (3.149)$$

Optimul economic al secțiunii se poate obține anulând derivata de ordinul întâi a expresiei  $CTA=f(s)$ :

$$\frac{dCTA}{ds} = \left( K - 3\rho \frac{I_{\max}^2}{s_{ec}^2} c_{pw} T_{SL} \right) L = 0, \quad (3.150)$$

din care rezultă secțiunea economică  $s_{ec}$ :

$$s_{ec} = I_{\max} \sqrt{\frac{3\rho c_{pw} T_{SL}}{K}} \quad (3.151)$$

și densitatea economică de curent  $J_{ec}$ :

$$J_{ec} = \frac{I_{max}}{s_{ec}} = \sqrt{\frac{K}{3\rho c_{pw} T_{SL}}}. \quad (3.152)$$

În legătură cu densitatea economică de curent (3.152), se pot face următoarele precizări:

- secțiunea optimă economică este independentă de lungimea L a liniei;
- densitatea economică de curent este cu atât mai mare cu cât panta de creștere K a costului unui km de linie cu secțiunea conductorului de fază este mai mare, respectiv cu cât sunt mai mici rezistivitatea  $\rho$  a materialului conductor și costul actualizat  $c_{pw}$  al pierderilor anuale de putere și energie;
- valoarea densității economice se modifică în timp datorită prețurilor variabile ale materialului conductor, combustibilului ș.a;
- densitatea economică de curent este maximă numai când linia este traversată de sarcina maximă; în restul timpului ea are valori inferioare;
- în unele cazuri, densitățile termice pot fi de 3÷5 ori mai ridicate decât densitatea optimă de curent pentru aceeași secțiune. Deoarece costul pierderilor crește rapid odată cu creșterea transferului de putere, în astfel de situații este rentabil să se schimbe dimensiunea conductorului înainte ca limita termică să fie atinsă.

În tabelul 3. 5 sunt date valorile normate ale densităților economice de curent în funcție de durata de utilizare a sarcinii maxime  $T_{SM}$ , pentru dimensionarea secțiunii liniilor electrice de distribuție [8].

Tabelul 3.5. Densitățile economice de curent normate pentru dimensionarea secțiunii liniilor electrice de distribuție

Tipul constructiv al liniei				$T_{SM}$ , în h/an							
				1000	2000	3000	4000	5000	6000	7000	8000
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
LEA	Al	J.T.	conductoare neizolate	1,01	0,92	0,84	0,77	0,70	0,64	0,58	0,53
			conductoare torsadate	0,99	0,90	0,82	0,75	0,68	0,62	0,57	0,52
		20 kV	conduct. Al-Ol neizol.	1,25	1,16	1,08	0,99	0,92	0,85	0,78	0,72
			conduct. Al-Ol izolate	1,39	1,30	1,20	1,11	1,03	0,95	0,87	0,80
	110 kV	conductoare Al-Ol	1,33	1,24	1,16	1,08	1,00	0,92	0,85	0,79	
	Cu	J.T.	conductoare neizolate	1,29	1,18	1,08	0,98	0,89	0,81	0,74	0,68
20 kV		conductoare neizolate	1,84	1,72	1,59	1,47	1,36	1,25	1,15	1,06	
110 kV		conductoare neizolate	1,71	1,61	1,50	1,39	1,29	1,19	1,10	1,02	
LEC	Al	J.T.	izolație din polietilenă	1,08	0,98	0,90	0,82	0,74	0,68	0,62	0,57
			izolație din PVC	1,06	0,96	0,88	0,80	0,73	0,66	0,61	0,55

Tabelul 3.5 (continuare)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
LEC	Al	6 kV	izol.polietilenă reticul.	1,14	1,07	0,99	0,91	0,84	0,78	0,72	0,66
			izolație din PVC	1,12	1,05	0,97	0,90	0,83	0,76	0,70	0,65
		10 kV	izol.polietilenă reticul.	1,19	1,10	1,02	0,95	0,87	0,80	0,74	0,68
			izolație din PVC	1,17	1,09	1,01	0,93	0,86	0,79	0,73	0,67
			izolație hârtie	1,62	1,51	1,40	1,29	1,19	1,10	1,01	0,93
		20 kV	izolație polietilenă	1,25	1,16	1,08	0,99	0,92	0,85	0,78	0,72
	izolație hârtie		1,97	1,83	1,70	1,57	1,45	1,34	1,23	1,13	
	Cu	J.T.	izolație din polietilenă	1,24	1,13	1,03	0,94	0,85	0,78	0,71	0,65
			izolație din PVC	1,18	1,08	0,98	0,89	0,81	0,74	0,68	0,62
		6 kV	izol.polietilenă reticul.	1,44	1,35	1,25	1,15	1,06	0,98	0,90	0,83
			izolație din PVC	1,43	1,33	1,23	1,14	1,05	0,97	0,89	0,82
		10 kV	izol.polietilenă reticul.	1,62	1,51	1,40	1,29	1,19	1,10	1,01	0,93
			izolație din PVC	1,46	1,36	1,26	1,17	1,08	0,99	0,91	0,84
			izolație hârtie	2,41	2,25	2,08	1,93	1,78	1,64	1,51	1,39
		20 kV	izol.polietilenă reticul.	1,65	1,54	1,42	1,32	1,21	1,12	1,03	0,95
			izolație hârtie	2,51	2,34	2,17	2,00	1,85	1,70	1,57	1,45

Cunoscând valorile normate ale densității economice de curent, date în tabelul 4.13, secțiunea economică a conductoarelor active pentru o linie electrică se obține din relația:

$$s_{ec} = \frac{I_{max}}{J_{ec}} \quad (3.153)$$

În cazul în care sarcina maximă anuală este variabilă în timp, determinarea sarcinii maxime de calcul ( $I_{max}$ ) se face în funcție de sarcina maximă în regim normal de funcționare, estimată pentru primul an de exploatare ( $I_{maxi}$ ) și de evoluția acesteia în următorii ani, în una din ipotezele prezentate în continuare [8]:

➤ *Ipoteza 1:* Sarcina maximă nu variază în decursul perioadei de analiză față de sarcina maximă din primul an. Sarcina maximă de calcul  $I_{max}$  se va considera însăși valoarea sarcinii maxime din primul an.

➤ *Ipoteza 2:* Sarcina maximă crește cu o rată anuală  $r$  în perioada primilor  $t_r \leq 9$  ani după primul an de exploatare, valoarea plafon atinsă în final ( $I_{maxf}$ ) presupunându-se că se menține în restul duratei de serviciu a liniei.

Sarcina maximă de calcul se determină cu relația:

$$I_{max} = K_r I_{maxi} \quad (3.154)$$

unde  $K_r$  este un coeficient, care se determină din tabelul 3.6, în funcție de rata  $r$  de creștere a sarcinii.

Tabelul 3.6. Valorile coeficientului  $K_r$  pentru stabilirea sarcinii maxime de calcul în funcție de rata  $r$  de creștere a sarcinii maxime anuale [8]

Rata $r$ %	Numărul anilor de creștere $t_r$ , ulteriori primului an de exploatare								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	1,06	1,06	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,08
2	1,07	1,08	1,09	1,1	1,11	1,12	1,12	1,13	1,13
3	1,08	1,1	1,12	1,14	1,15	1,16	1,18	1,19	1,2
4	1,09	1,12	1,15	1,17	1,19	1,21	1,23	1,25	1,27
5	1,1	1,14	1,17	1,21	1,24	1,27	1,29	1,32	1,34
6	1,11	1,16	1,2	1,24	1,28	1,32	1,36	1,39	1,43
7	1,12	1,18	1,23	1,28	1,33	1,38	1,43	1,47	1,51
8	1,13	1,19	1,26	1,32	1,38	1,44	1,5	1,56	1,61
9	1,14	1,21	1,29	1,36	1,44	1,51	1,58	1,65	1,71
10	1,15	1,23	1,32	1,4	1,49	1,57	1,66	1,74	1,82
11	1,16	1,25	1,35	1,45	1,55	1,65	1,74	1,84	1,94
12	1,17	1,27	1,38	1,49	1,61	1,72	1,84	1,95	2,07
13	1,17	1,29	1,41	1,54	1,67	1,8	1,93	2,07	2,21
14	1,18	1,31	1,45	1,59	1,73	1,88	2,03	2,2	2,36
15	1,19	1,33	1,48	1,63	1,8	1,96	2,14	2,33	2,52
16	1,2	1,36	1,52	1,68	1,86	2,05	2,26	2,47	2,7
17	1,21	1,38	1,55	1,74	1,93	2,15	2,38	2,62	2,88
18	1,22	1,4	1,59	1,79	2,01	2,25	2,5	2,78	3,08
19	1,23	1,42	1,62	1,84	2,08	2,35	2,64	2,95	3,29
20	1,24	1,44	1,66	1,9	2,16	2,45	2,77	3,13	3,52

Sarcina maximă de calcul ( $I_{\max}$ ), calculată cu (3.154) este mai mică decât sarcina maximă atinsă în final, care se poate determina cu formula:

$$I_{\max f} = I_{\max i} (1+r)^{t_r} \quad (3.155)$$

Atunci când se cunoaște  $I_{\max f}$  și rata  $r$  de creștere în cei  $t_r$  ani, din relația (3.155) se determină  $I_{\max i}$ , care se introduce apoi în relația (3.154).

➤ *Ipoteza 3:* Idem ipoteza 2, cu precizarea că în unul din cei 9 ani în care are loc creșterea treptată a sarcinii cu rată  $r$  - și anume în anul  $t_s$  - mai are loc o creștere suplimentară în salt, prin suprapunerea unei sarcini planificate  $I_{p1}$ . Sarcina maximă de calcul se determină cu relația:

$$I_{\max} = K_{rs} I_{\max i} \quad (3.156)$$

unde  $K_{rs}$  este un coeficient, care se determină din tabelul 3.7, în funcție de

rata de creștere  $r$  și de valoarea relativă a saltului de sarcină în anul  $t_s$ , în raport cu sarcina din primul an ( $I_{pl}/I_{maxi}$ ).

Tabelul 3.7. Valorile coeficientului  $K_{rs}$  pentru stabilirea sarcinii maxime de calcul în funcție de rata  $r$  de creștere a sarcinii maxime anuale și o creștere planificată în salt  $I_{pl}$  [8]

r %	$\frac{I_{pl}}{I_{maxi}}$	Anul creșterii în salt $t_s$ ulterior primului an de exploatare								
		1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
0	0,0	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
0	0,5	1,45	1,40	1,36	1,32	1,28	1,25	1,22	1,19	1,17
0	1,0	1,91	1,82	1,74	1,67	1,60	1,53	1,47	1,42	1,36
0	1,5	2,37	2,25	2,14	2,03	1,93	1,83	1,74	1,66	1,58
0	2,0	2,84	2,68	2,54	2,40	2,27	2,14	2,03	1,92	1,81
0	2,5	3,30	3,12	2,94	2,77	2,61	2,46	2,32	2,18	2,06
0	3,0	3,77	3,55	3,34	3,15	2,96	2,78	2,61	2,45	2,30
2	0,0	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11
2	0,5	1,56	1,51	1,47	1,44	1,40	1,37	1,34	1,31	1,28
2	1,0	2,02	1,94	1,86	1,79	1,72	1,65	1,59	1,54	1,48
2	1,5	2,48	2,37	2,25	2,15	2,05	1,96	1,87	1,78	1,70
2	2,0	2,95	2,80	2,65	2,52	2,39	2,27	2,15	2,04	1,93
2	2,5	3,41	3,23	3,06	2,89	2,74	2,58	2,44	2,31	2,17
2	3,0	3,88	3,67	3,46	3,27	3,08	2,91	2,74	2,58	2,42
4	0,0	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23
4	0,5	1,69	1,64	1,61	1,57	1,53	1,50	1,47	1,44	1,41
4	1,0	2,15	2,07	1,99	1,92	1,86	1,79	1,73	1,67	1,62
4	1,5	2,61	2,50	2,39	2,29	2,19	2,10	2,01	1,92	1,84
4	2,0	3,07	2,93	2,79	2,66	2,53	2,41	2,29	2,18	2,07
4	2,5	3,54	3,36	3,19	3,03	2,88	2,73	2,58	2,45	2,31
4	3,0	4,01	3,80	3,60	3,41	3,23	3,05	2,88	2,72	2,56
6	0,0	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38
6	0,5	1,83	1,80	1,76	1,72	1,69	1,66	1,63	1,60	1,57
6	1,0	2,29	2,22	2,15	2,08	2,02	1,95	1,89	1,83	1,78
6	1,5	2,76	2,65	2,55	2,45	2,35	2,26	2,17	2,08	2,00
6	2,0	3,22	3,08	2,95	2,82	2,69	2,57	2,46	2,34	2,23
6	2,5	3,69	3,52	3,35	3,19	3,04	2,89	2,75	2,61	2,47
6	3,0	4,15	3,95	3,76	3,57	3,39	3,21	3,04	2,88	2,72
8	0,0	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55
8	0,5	2,01	1,97	1,94	1,90	1,87	1,84	1,81	1,78	1,75
8	1,0	2,46	2,40	2,33	2,26	2,20	2,14	2,08	2,02	1,96
8	1,5	2,93	2,82	2,73	2,63	2,54	2,45	2,36	2,27	2,19
8	2,0	3,39	3,26	3,13	3,00	2,88	2,76	2,64	2,53	2,42
8	2,5	3,85	3,69	3,53	3,38	3,23	3,08	2,94	2,80	2,66
8	3,0	4,32	4,13	3,94	3,75	3,57	3,40	3,23	3,07	2,90

Tabelul 3.7 (continuare)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
10	0,0	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76
10	0,5	2,21	2,17	2,14	2,11	2,08	2,05	2,02	1,99	1,96
10	1,0	2,66	2,60	2,53	2,47	2,41	2,35	2,29	2,23	2,17
10	1,5	3,12	3,03	2,93	2,84	2,75	2,66	2,57	2,49	2,40
10	2,0	3,58	3,46	3,33	3,21	3,09	2,98	2,86	2,75	2,63
10	2,5	4,05	3,89	3,74	3,59	3,44	3,30	3,15	3,01	2,87
10	3,0	4,51	4,32	4,14	3,96	3,79	3,62	3,45	3,28	3,12

### 3.7. DIMENSIONAREA POSTURILOR DE TRANSFORMARE

#### 3.7.1. Dimensionarea posturilor de transformare din rețeaua de distribuție publică

Determinarea puterii optime a postului de transformare se face pentru zone mari de consum la care se calculează [11]:

- cheltuielile de investiții în rețeaua de MT, posturi de transformare și rețeaua de JT;
- consumul propriu tehnologic în rețeaua de MT, posturi de transformare și rețeaua de JT;
- domeniul de încărcare maximă anuală în funcție de durata de utilizare a sarcinii maxime.

Pentru schemele rețelelor de MT și JT utilizate în prezent și pentru condițiile actuale de calcul tehnico-economic, se recomandă următoarele puteri optime ale posturilor de transformare de rețea de 20/0,4 kV [11]:

- posturile de transformare din mediul rural, care vor alimenta consumatori casnici și social-edilitari, vor fi echipate de regulă cu un transformator de 40, 63 sau 100 kVA, montat pe stâlp.

Pentru alimentarea unor consumatori izolați sau a unor consumuri concentrate în afara localităților rurale, se vor utiliza transformatoare de puteri mai mici (5÷40 kVA). Pentru astfel de zone, de regulă, se vor utiliza transformatoare cu puteri de 5, 10, 16, 25 și 40 kVA în montaj monofazat sau bifazat (funcție de modul de tratare al neutrului) alese pe baza unui calcul al indicatorilor de eficiență economică.

Amplasarea transformatoarelor monofazate sau bifazate se va face cât mai aproape de centrul de greutate al consumului, asigurându-se astfel reducerea pierderilor în rețeaua de joasă tensiune, reducerea investițiilor în rețeaua de medie tensiune și obținerea unor parametri economici avantajoși ai alimentării. Soluțiile care utilizează transformatoare de mică putere, monofazate sau bifazate, sunt deosebit de avantajoase în cazul consumatorilor izolați și în cazul consumatorilor amplasați liniar.



➤ posturile de transformare din mediul urban, care vor alimenta consumul casnic și terțiar, se vor realiza cu izolație la 20 kV, indiferent de tensiunea de funcționare provizorie (6, 10 kV) și vor fi echipate, de regulă, cu câte un transformator cu puteri de 100÷250 kVA.

Gabaritul posturilor va permite montarea unui transformator de maxim 630 kVA.

➤ posturile de transformare de consumator, alimentate din rețeaua publică de MT, vor fi echipate cu maximum două unități de transformatoare de până la 1600 kVA fiecare.

Stabilirea puterii active de calcul  $P_{PT}$  a postului de transformare se face pe baza puterilor active cerute  $P_{ci}$  de către consumatorii alimentați din postul respectiv. Conform Pe 132, puterea activă de calcul  $P_{PT}$  a unui post de transformare se calculează aplicând un coeficient general de simultaneitate de 0,85 sumei puterilor cerute pe toate liniile de joasă tensiune alimentate în regim normal din postul respectiv, deci:

$$P_{PT} = 0,85 \sum_{i=1}^n P_{ci} . \quad (3.157)$$

Factorul de putere mediu  $\cos\varphi_{med}$  la bara de joasă tensiune a postului poate fi determinat pe baza energiilor active  $W$  și reactive  $W_r$  solicitate de consumatorii racordați la postul respectiv, astfel:

$$\cos\varphi_{med} = \frac{W}{\sqrt{W^2 + W_r^2}} . \quad (3.158)$$

Cunoscând puterea activă de calcul  $P_{PT}$  a postului de transformare și factorul de putere mediu  $\cos\varphi_{med}$ , se poate determina puterea aparentă de calcul  $S_{PT}$  a postului:

$$S_{PT} = \frac{P_{PT}}{\cos\varphi_{med}} . \quad (3.159)$$

pe baza căreia se poate trece la determinarea puterii nominale a transformatoarelor din post. Dacă postul are un singur transformator puterea nominală a acestuia  $S_{nT}$  trebuie să îndeplinească condiția:

$$S_{nT} \geq S_{PT} . \quad (3.160)$$

### **3.7.2. Dimensionarea posturilor de transformare din rețelele industriale de distribuție**

Dimensionarea posturilor de transformare presupune parcurgerea următoarelor etape:

- stabilirea numărului de posturi de transformare și a puterilor cerute pe fiecare post;
- determinarea locurilor de amplasare a posturilor de transformare;
- definitivarea puterilor aparente pe fiecare post de transformare;
- stabilirea numărului și a puterilor transformatoarelor dintr-un post;
- asigurarea regimului economic de funcționare în paralel a transformatoarelor din fiecare post.

#### **3.7.2.1. Stabilirea numărului de posturi de transformare și a puterilor cerute pe fiecare post**

Gruparea receptoarelor și utilajelor de joasă tensiune pe posturi de transformare se face cu respectarea următoarelor criterii:

- amplasare învecinată;
- apartenența la același proces tehnologic;
- puterile aparente cerute să se încadreze în domeniul (16÷1600) kVA;
- puterile cerute pe fiecare post de transformare să aibă valori apropiate.

Organizarea energetică a consumatorilor, în ceea ce privește numărul de posturi de transformare, se face pe planul de situație al acestuia, cu luarea în considerare a puterilor cerute de receptoare și utilaje. Se procedează la gruparea sarcinilor plasate în vecinătate, astfel încât un ansamblu de sarcini să nu depășească puterea aparentă cerută de 1600 kVA și să se obțină puteri aparente apropiate pe posturi, pentru ca numărul de tipuri de posturi să fie cât mai mic.

Numărul de ansambluri de sarcini astfel delimitat reprezintă numărul de posturi de transformare. Pentru fiecare post de transformare se calculează puterile cerute, pe baza metodelor de estimare cunoscute, de exemplu metoda coeficienților de cerere (§ 2.1.3.1).

#### **3.7.2.2. Determinarea locurilor de amplasare a posturilor de transformare**

Se consideră toate utilajele și receptoarele, aferente unui post de transformare, reprezentate pe planul de amplasamente, așa cum se prezintă în figura 3.24. Arealului dreptunghiular, în care sunt situate utilajele și receptoarele, i s-a asociat un sistem de axe de coordonate  $xOy$ , pentru a se putea poziționa în acest plan fiecare punct de consum.

Coordonatele caracteristice sunt acele abscise sau ordonate la care este situat cel puțin un receptor sau utilaj. Numărul de abscise caracteristice distincte se notează cu  $n_x$ , iar numărul de ordonate caracteristice distincte se notează cu  $n_y$ .

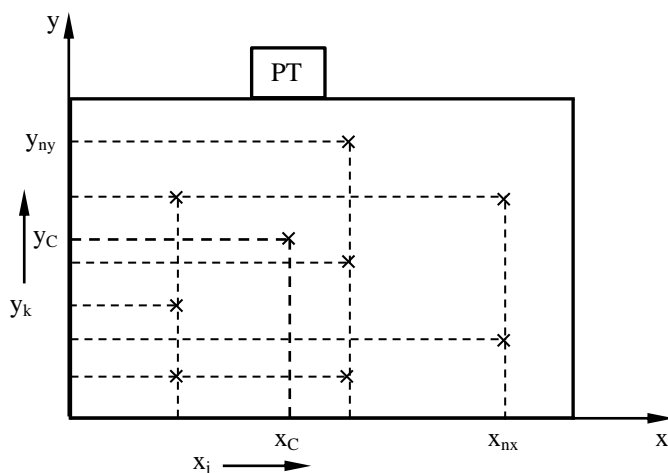


Fig. 3.24. Determinarea centrului de sarcină și definitivarea amplasării postului de transformare.

Se calculează coordonatele centrului de sarcină echivalentă:

$$x_C = \frac{\sum_{j=1}^{n_x} S_{cx_j} \cdot x_j}{\sum_{j=1}^{n_x} S_{cx_j}}; \quad y_C = \frac{\sum_{k=1}^{n_y} S_{cy_k} \cdot y_k}{\sum_{k=1}^{n_y} S_{cy_k}}, \quad (3.161)$$

în care:

- $x_j$  și  $y_k$  reprezintă coordonatele caracteristice curențe;
- $S_{cx_j}$ ,  $S_{cy_k}$  - suma puterilor aparente cerute, la coordonatele caracteristice respective, incluse în indice.

Evident, sumele de la numitorii relațiilor (3.161) sunt identice, ele reprezentând sarcina "echivalentă", adică suma aritmetică a puterilor aparente cerute.

După calcularea coordonatelor ( $x_C$ ,  $y_C$ ) ale centrului de sarcină echivalentă și reprezentarea acestuia pe planul de amplasamente, se trece la luarea deciziei privitoare la poziția finală a postului de transformare, în funcție de tipul constructiv al acestuia și de spațiul disponibil din interiorul sau exteriorul clădirii (halei). Dacă, de exemplu, se decide că amplasarea postului de transformare se face în afara spațiului ocupat de utilaje și receptoare, centrul de sarcină va fi deplasat din punctul C (Fig. 3.24), de coordonate ( $x_C$ ,  $y_C$ ), pe distanța cea mai scurtă.

### 3.7.2.3. Definitivarea puterilor aparente pe fiecare post de transformare []

Alegerea transformatoarelor pe baza puteri cerute totale (2.18), cu semnificația de putere maximă absorbită, poate fi neeconomică dacă din analiza curbelor e sarcină zilnice și anuale ale consumatorilor se constată că există perioade semnificative de timp în care transformatoarele sunt subîncărcate. Acest inconvenient poate fi depășit dacă se ține seama de suprasarcinile admise de transformatoare.

Capacitatea de suprasarcină totală a transformatoarelor este o consecință a variațiilor zilnice și anuale ale sarcinii, când, datorită funcționării în intervale importante de timp la sarcini mai mici, regimul termic al transformatoarelor este mai puțin solicitant și deci fenomenul îmbătrânirii izolației este diminuat.

Suprasarcinile admise de transformatoare se stabilesc astfel încât durata lor de viață (cca. 30 ani) să nu fie afectată. Pentru aceasta este necesar ca majorarea gradului de uzură, în perioadele de suprasarcină, să fie compensată de scăderea gradului de uzură în perioadele de subîncărcare.

Raționamentul care se aplică la determinarea puterii de calcul, pentru alegerea puterii nominale  $S_{nT}$  a transformatoarelor, ținând seama de suprasarcinile admise de acesta este următorul: puterea cerută totală să fie suportată de către transformatoarele electrice din post în regim de suprasarcină. În acest fel, transformatoarele nu se supradimensionează și, din punct de vedere economic, postul de transformare revine la un cost mai scăzut.

Notând cu  $\alpha$  coeficientul care exprimă capacitatea totală de suprasarcină a transformatoarelor, condiția enunțată anterior se transpune pentru puterea activă sub forma:

$$(1 + \alpha)P_{PT} \geq P_{Mi} = P_c, \quad (3.162)$$

în care:

- $P_{PT}$  este puterea activă de calcul a postului de transformare;
- $P_c = P_{Mi}$  - puterea cerută de consumator, egală cu puterea maximă  $P_{Mi}$ , solicitată în perioada iernii.

**Suprasarcina admisă pe baza variațiilor zilnice ale sarcinii**, conform curbei de sarcină zilnică, este definită prin regula celor trei procente, astfel: pentru fiecare reducere a coeficientului de aplatizare  $k_{up}$  ( $k_{up} = P_{med}/P_{max}$ ) cu 10% față de 100%, se admite o suprasarcină de 3%. În baza regulii enunțate, expresia suprasarcinii relative admise, notată  $\alpha_3$ , este [13]:

$$\alpha_3 = \frac{3}{10}(1 - k_{up}). \quad (3.163)$$

**Suprasarcina admisă pe baza variațiilor anuale ale sarcinii**, notată

prin  $\alpha_p$ , se definește pe baza regulii celor p procente, astfel: pentru fiecare p% de subîncărcare vara, se poate admite iarna o suprasarcină echivalentă ca mărime, dar nu mai mare de 15%. Cu alte cuvinte, suprasarcina admisă iarna este egală cu subîncărcarea din timpul verii, ceea ce se scrie sub forma:

$$\alpha_p = \frac{P_{PT} - P_{Mv}}{P_{PT}} = \frac{P_{Mi} - P_{PT}}{P_{PT}}. \quad (3.164)$$

Din ultima egalitate rezultă relația:

$$P_{PT} = \frac{P_{Mv} + P_{Mi}}{2}, \quad (3.165)$$

care reprezintă o altă formă de exprimare a regulii celor p%.

Capacitatea totală de suprasarcină se determină cu relația:

$$\alpha = \alpha_3 + \alpha_p, \quad (3.166)$$

aceasta neputând depăși valorile maxime:

- $\alpha_M=0,2$ , pentru transformatoare instalate în interior;
- $\alpha_M=0,3$  pentru transformatoare montate în exterior.

Puterea activă de calcul  $P_{PT}$  a postului de transformare se deduce din relația (3.162), scrisă pentru condiția de egalitate:

$$P_{PT} = \frac{P_{Mi}}{1 + \alpha}. \quad (3.167)$$

După introducerea în această relație a expresiilor sarcinilor admise: (3.163), (3.164) și (3.166), se obține [13]:

$$P_{PT} = P_{Mi} \frac{1 + \frac{P_{Mv}}{P_{Mi}}}{2 + \frac{3}{10}(1 - k_{up})}, \quad (3.168)$$

unde  $P_{Mv}/P_{Mi}$  reprezintă raportul dintre puterile maxime solicitate de consumator vara și iarna, fiind un indicator al curbei de sarcină. În lipsa unor date concrete pot fi utilizate pentru acest raport următoarele valori:

- $P_{Mv}/P_{Mi}=0,75 \div 0,85$ , pentru întreprinderi care lucrează într-un schimb sau în două schimburi;
- $P_{Mv}/P_{Mi}=0,85 \div 0,9$ , pentru întreprinderi care lucrează în trei schimburi.

În același timp, puterea activă de calcul a postului de transformare trebuie să corespundă valorilor maxim admise pentru capacitatea totală de suprasarcină, conform celor de mai sus, astfel că se impune condiția

suplimentară:

$$P_{PT} \geq \frac{P_{Mi}}{1 + \alpha_M} . \quad (3.169)$$

Dacă pentru consumatorul racordat la postul de transformare se cunoaște factorul de putere natural  $\cos\varphi$ , se calculează, în continuare, puterea aparentă de calcul a postului de transformare, cu relația:

$$S_{PT} = \frac{P_{PT}}{\cos \varphi} , \quad (3.170)$$

pe baza căreia se poate trece la determinarea puterii nominale a transformatoarelor din post.

#### 3.7.2.4. Stabilirea numărului și a puterilor nominale ale transformatoarelor dintr-un post

Într-un post de transformare se montează, de obicei, transformatoare de aceeași putere nominală, din motive economice.

Numărul de transformatoare dintr-un post de stabilește în funcție de nivelul de siguranță în alimentarea cu energie electrică a receptoarelor racordate la postul respectiv. Din acest punct de vedere există mai multe situații și anume:

➤ receptoarele racordate la postul de transformare sunt sensibile la întreruperea alimentării cu energie electrică , putând suporta întreruperi de maxim 3 secunde. În acest caz se prevăd două transformatoare, fiecare de putere egală cu sarcina totală a postului,

$$n_T = 2; \quad S_{nT} \geq S_{PT} , \quad (3.171)$$

asigurându-se o rezervă de 100% în transformatoare. Un transformator este în funcțiune, iar celălalt este ținut în rezervă caldă (conectat pe medie tensiune și funcționând în gol), trecerea de pe alimentarea de bază pe cea de rezervă fiind asigurată de automatica de sistem AAR. Pentru receptoarele vitale, racordate la postul de transformare, trebuie asigurată o cale suplimentară de alimentare, de la o sursă proprie de energie, numită alimentare de securitate, care intră în funcțiune la indisponibilitatea căii de bază și a celei de rezervă, asigurând numai alimentarea acestor receptoare.

➤ receptoarele racordate la postul de transformare care suportă doar întreruperi de scurtă durată ( $t < 3$  s) în alimentarea cu energie electrică au o putere cerută  $S_{c1}$  mai mică decât puterea cerută totală  $S_c$  a receptoarelor racordate la postul respectiv. Pot apărea următoarele situații:

▪ dacă puterea  $S_{c1}$  a acestor receptoare este mai mică decât  $0,5 \cdot S_{PT}$ , se recomandă alegerea a două transformatoare, a căror putere nominală să

poată acoperi cel puțin puterea receptoarelor mai exigente, conform condiției:

$$n_T = 2; \quad S_{nT} \geq \frac{S_{PT}}{2} \geq S_{c1}; \quad (3.172)$$

▪ dacă puterea  $S_{c1}$  este mai mare decât  $0,5 \cdot S_{PT}$ , se recomandă alegerea a trei transformatoare de puteri egale, două dintre ele având suma puterilor egală cu sarcina totală  $S_{c1}$  a receptoarelor mai exigente. Puterile nominale ale transformatoarelor trebuie să îndeplinească condițiile:

$$n_T = 3; \quad S_{nT} \geq \frac{S_{PT}}{3}; \quad S_{nT} \geq \frac{S_{c1}}{2}. \quad (3.173)$$

➤ receptoarele racordate la postul de transformare suportă întreruperi de lungă durată în alimentarea cu energie electrică. În acest caz nu se asigură rezervă în transformator, postul de transformare fiind dotat cu un singur transformator, a cărui putere trebuie să satisfacă condiția:

$$n_T = 1; \quad S_{nT} \geq S_{PT}. \quad (3.174)$$

Regimului economic de funcționare în paralel a transformatoarelor dintr-un post corespunde pierderilor minime de energie. Problema este tratată în § 4.4.1.

### BIBLIOGRAFIE

1. Albert Hermina și Florea I. *Alimentarea cu energie electrică a întreprinderilor industriale*. Editura Tehnică, București, 1987.
2. Carrive Ph. *Réseaux de distribution. Structure et planification*. Techniques de l'Ingénieur, traité Génie électrique, D4210, 2007.
3. Iacobescu Gh. ș.a. *Rețele și sisteme electrice*. Editura Didactică și Pedagogică, București, 1979.
4. Iordănescu I. și Iacobescu Gh. *Alimentarea cu energie electrică a întreprinderilor*. Editura Didactică și Pedagogică, București, 1979.
5. Peter D.C., Tîrnovan R.A. *Transportul și distribuția energiei electrice*. Editura UTPRESS, Cluj-Napoca, 2014.
6. Poată A. ș.a. *Transportul și distribuția energiei electrice*. Editura Didactică și Pedagogică, București, 1981.
7. ISPE. PE 103/1992. *Instrucțiuni pentru dimensionarea și verificarea instalațiilor electroenergetice la solicitări mecanice și termice în condițiile curenților de scurtcircuit*. ICEMENERG, București, 1993.
8. NTE 401/03/00. *Metodologie privind determinarea secțiunii economice a conductoarelor în instalații electrice de distribuție de 1-110 kV*.

9. NTE 007/08/00. *Normativ pentru proiectarea și executarea rețelelor de cabluri electrice. Anexe.*
10. I7/2011. *Normativ privind proiectarea, execuția și exploatarea instalațiilor electrice aferente clădirilor.*
11. S.C. Electrica S.A. PE 132/2003. *Normativ pentru proiectarea rețelelor electrice de distribuție publică.* București, 2003.
12. Maier, V, ș.a. *Ghid pentru proiectarea instalațiilor electrice la consumatori.* Editura U.T.PRESS, Cluj-Napoca, 2013.
13. [www.scritub.com/tehnica-mecanica/POSTURI-DE-TRANSFORMARE.31332.php](http://www.scritub.com/tehnica-mecanica/POSTURI-DE-TRANSFORMARE.31332.php), accesat în februarie, 2016.



## Capitolul 4

### CALCULUL PIERDERILOR DE PUTERE ȘI DE ENERGIE ÎN INSTALAȚIILE ELECTRICE

#### Cuprins

4. Calculul pierderilor de putere și de energie în instalațiile electrice.....	119
4.1. Parametrii curbelor de sarcină utilizați în calculele de pierderi.....	120
4.2. Calculul pierderilor de putere și de energie în liniile electrice .....	127
4.2.1. Calculul pierderilor de putere în liniile cu un singur consumator.....	127
4.2.2. Calculul pierderilor de energie în liniile cu un singur consumator.....	128
4.2.2.1. Metoda integrării grafice.....	128
4.2.2.2. Metoda curentului mediu pătratic .....	130
4.2.2.3. Metoda timpului pierderilor .....	131
4.2.3. Calculul pierderilor de putere și de energie în liniile cu mai mulți consumatori .....	132
4.2.4. Calculul pierderilor de putere și de energie în rețelele de distribuție .....	133
4.3. Calculul pierderilor de putere și de energie în transformatoare.....	135
4.4. Reducerea pierderilor de energie în rețelele electrice .....	138
4.4.1. Măsuri de reducere a pierderilor de energie care nu necesită investiții pentru aplicare .....	139
4.4.2. Măsuri de reducere a pierderilor de energie care necesită investiții pentru aplicare .....	151
Bibliografie.....	152

## 4. CALCULUL PIERDERILOR DE PUTERE ȘI DE ENERGIE ÎN INSTALAȚIILE ELECTRICE

Transportul și distribuția energiei electrice sunt însoțite, în mod inevitabil, de pierderi de energie activă și reactivă, care se produc atât în liniile de transport și de distribuție cât și în transformatoarele stațiilor și posturilor de transformare.

Pierderile electrice în rețea reprezintă diferența dintre energia electrică injectată în rețea și energia vândută consumatorilor. Aceste pierderi se compun din:

- consumul propriu tehnologic aferent procesului de transport și distribuție a energiei electrice, în condițiile prevăzute prin proiectul instalației;
- pierderi tehnice, determinate de abaterile de la regimul de funcționare proiectat, din cauza dezvoltării incomplete a rețelei sau funcționării necorespunzătoare;
- pierderi comerciale, rezultate din erorile introduse de grupurile de măsură și organizarea evidenței energiei; în această categorie se includ și consumurile nemăsurate ale transformatoarelor de măsură și contoarelor, precum și furturile de energie electrică.

Pierderile de energie din rețeaua electrică a unui sistem, oscilează între 10÷15 % din energia electrică produsă, în funcție de structura rețelei, a condițiilor de exploatare etc. Se fac eforturi pentru reducerea lor sub 10%. Din pierderile totale cca. 75 % revin rețelei de distribuție ( $U_n \leq 110$  kV). Repartizarea pierderilor în liniile și transformatoarele rețelei de distribuție exprimată în procente din pierderile totale din rețeaua de transport și distribuție este prezentată orientativ în tabelul 4.1.

Tabelul 4.1. Repartizarea pierderilor de putere și de energie pe elementele rețelei de distribuție, exprimate în procente din pierderile totale din rețeaua electrică [7]

Tensiunea nominală [kV] \ Elementele sistemului	Pierderi de putere [%]			Pierderi de energie [%]		
	Linii	Transformatoare	Total	Linii	Transformatoare	Total
$10 < U_n \leq 110$	8	2	10	6,9	3	9,9
$0,1 \leq U_n \leq 10$	51,7	13,8	65,5	47,8	16,6	64,4
Total	59,7	15,8	75,5	54,7	19,6	74,3

În consecință, în sistem, pentru fiecare 1000 MW la vârful curbei de

sarcină, trebuie instalată o putere suplimentară pentru acoperirea pierderilor de cel puțin (100÷150) MW. În aceste condiții, problema reducerii pierderilor de energie se impune atât în faza de proiectare cât și în cea de exploatare a instalațiilor de transport și distribuție a energiei electrice.

Pierderile de energie activă din rețelele electrice reprezintă suma consumurilor tehnologice localizate în:

- conductoarele liniilor electrice și înfășurările transformatoarelor sau autotransformatoarelor, datorită curentului electric, prin efect termic;
- miezul magnetic al transformatoarelor sau autotransformatoarelor, datorită prezenței câmpului magnetic, prin curenți turbionari și prin histerezis;
- liniile cu tensiuni  $U_n \geq 220$  kV, datorită prezenței câmpului electric, prin efect corona;
- dielectricul izolației, în cazul liniilor în cablu cu tensiunea  $U_n \geq 60$  kV sau a liniilor în cablu de medie tensiune cu izolație din PVC, datorită prezenței câmpului electric.

În rețelele dimensionate corect și care funcționează la încărcarea pentru care au fost construite, pierderile prin efect termic au ponderea principală. O pondere importantă în pierderile totale o au pierderile din izolația de PVC a cablurilor de medie tensiune.

Pentru calculul pierderilor de putere și energie în elementele rețelei se utilizează schemele cuadripolare pasive, liniare, stabilite în capitolul 3. Cu excepția liniilor lungi, schemele echivalente ale liniilor electrice sunt cu parametri concentrați. În general, într-un element de rețea se produc pierderi de energie longitudinale, dependente de sarcină (pierderile prin efect termic) și pierderi de energie transversale, independente de sarcină (pierderi datorită magnetizării transformatoarelor, efectului corona și pierderi în dielectric).

În acest capitol se prezintă metodele de determinare a pierderilor de putere și de energie în linii și transformatoare, precum și măsurile de reducere a pierderilor de energie în rețelele electrice.

#### **4.1. PARAMETRII CURBELOR DE SARCINĂ UTILIZAȚI ÎN CALCULELE DE PIERDERI**

Sarcina electrică reprezintă o mărime care caracterizează consumul de energie electrică. Mărimile utilizate în acest scop sunt: puterea activă  $P$ , puterea reactivă  $Q$ , puterea aparentă  $S$  și curentul  $I$ .

Curbele (graficele) de sarcină prezintă variația în timp a sarcinilor electrice, pe o perioadă determinată (o zi, o lună, un an).

Pentru determinarea pierderilor de energie electrică în linii și transformatoare, trebuie să se țină seama de curbele de sarcină ale consumatorilor.

În curbele de sarcină clasate, sarcinile electrice sunt reprezentate în

ordine descrescătoare, începând de la valoarea maximă. Din aceste curbe rezultă durata de utilizare a unei anumite sarcini. Curbele de sarcină clasate anuale se obțin pornind de la curbele de sarcină clasate zilnice. În figura 4.1 este redată curba de sarcină clasată anuală (sub formă de curenți).

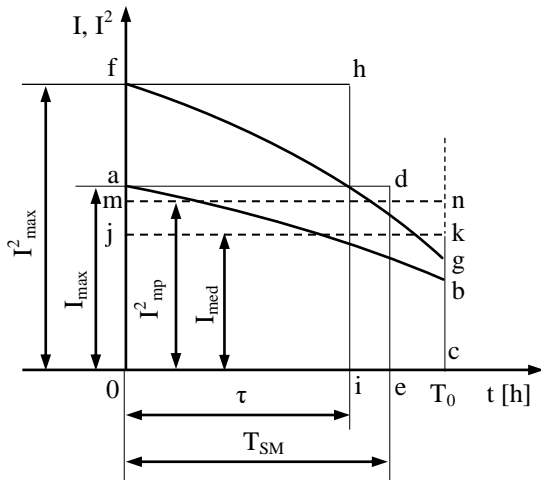


Fig. 4.1. Curba de sarcină clasată anuală și curba pierderilor anuale pentru determinarea parametrilor curbelor de sarcină.

Parametrii curbelor de sarcină care intervin în calculul pierderilor de energie sunt: valorile maximă, medie și medie pătratică ale mărimilor reprezentate în graficele de sarcină (curenți sau puteri), durata de utilizare a sarcinii maxime și durata pierderilor maxime.

Se vor defini acești parametri considerând că sarcina este exprimată prin curenți, deci pentru graficul de sarcină  $I(t)$ . Relații similare pentru parametrii curbelor de sarcină se obțin în cazul în

care sarcinile sunt exprimate prin puteri, adică pentru  $S(t)$  sau  $P(t)$  și  $Q(t)$ .

*Valoarea maximă* a curentului sau valoarea vârfului reprezintă cea mai mare valoare a curentului efectiv ( $I_{max}$ , în Fig. 4.1) absorbit de consumator în intervalul de timp considerat  $T_0$ .

*Valoarea medie* a curentului în intervalul de timp  $T_0$  se calculează cu relația:

$$I_{med} = \frac{1}{T_0} \int_0^{T_0} I dt . \quad (4.1)$$

*Durata de utilizare a sarcinii maxime* reprezintă o durată convențională, notată  $T_{SM}$ , în care dacă sarcina ar rămâne constantă și egală cu  $I_{max}$ , energia consumată ar fi aceeași ca și la funcționarea după graficul real de sarcină, în intervalul de timp  $T_0$ .

Pentru calculul duratei de utilizare a sarcinii maxime trebuie avut în vedere faptul că energia care se consumă într-un interval de timp  $T_0$  (de exemplu un an), atunci când sarcina este variabilă în timp, iar tensiunea și factorul de putere sunt constante, este proporțională cu suprafața cuprinsă între axele de coordonate și curba de variație a curentului (suprafața  $Oabc$  în figura 4.1). Evident că aceeași cantitate de energie ar putea fi consumată

într-un interval de timp  $T_{SM} < T_0$ , dacă sarcina ar rămâne constantă și egală cu sarcina maximă  $I_{max}$ . În acest caz, aceeași cantitate de energie ar fi proporțională cu aria dreptunghiului având ca laturi  $I_{max}$  și  $T_{SM}$  (suprafața  $Oade$  în figura 4.1). Grafic valoarea timpului  $T_{SM}$  se determină construindu-se dreptunghiul  $Oade$ , de suprafață egală cu  $Oabc$ , iar analitic scriind că:

$$\int_0^{T_0} Idt = I_{max} T_{SM} , \quad (4.2)$$

din care rezultă:

$$T_{SM} = \frac{\int_0^{T_0} Idt}{I_{max}} . \quad (4.3)$$

Dacă ne referim la graficul de sarcină al puterii active  $P(t)$  și se consideră  $T_0=8760$  h, durata de utilizare anuală  $T_P$  a puterii active maxime se calculează cu relația:

$$T_P = \frac{\int_0^{T_0} Pdt}{P_{max}} = \frac{W_{an}}{P_{max}} \text{ [ore/an]}, \quad (4.4)$$

în care:

- $W_{an}$  este energia activă totală consumată în decursul unui an;
- $P_{max}$  - valoarea maximă a puterii active în același interval de timp.

În mod similar se definește durata de utilizare  $T_Q$  a puterii reactive maxime:

$$T_Q = \frac{\int_0^{T_0} Q \cdot dt}{Q_{max}} = \frac{W_{ran}}{Q_{max}} \text{ [ore/an]}, \quad (4.5)$$

în care:

- $W_{ran}$  este energia reactivă totală consumată în decursul unui an;
- $Q_{max}$  - valoarea maximă a puterii reactive măsurate în același interval de timp.

*Durata pierderilor maxime sau pe scurt timpul pierderilor reprezintă o durată convențională  $\tau < T_0$  în care instalația, dacă ar funcționa la sarcină maximă constantă, ar avea aceleași pierderi de energie ca și în cazul în care ar funcționa după curba de sarcină reală.*

Pentru determinarea duratei pierderilor maxime  $\tau$ , în figura 4.1 s-a

trasat curba de variație a pătratului curentului cerut de consumator. Suprafața limitată de curba pătratului curentului  $I^2(t)$  și de axele de coordonate (0fgc) reprezintă, la o scară oarecare, diferită de aceea a curentului, cantitatea de energie pierdută în intervalul de timp  $T_0$ . Aceeași cantitate de energie s-ar pierde într-un interval de timp  $\tau < T_0$ , dacă sarcina absorbită ar fi constantă și egală cu curentul maxim. În acest caz pierderile de energie sunt proporționale cu suprafața dreptunghiului având ca laturi pe  $I_{\max}^2$  și  $\tau$  (suprafața 0hfi în figura 4.1). Timpul pierderilor  $\tau$  se poate determina grafic din egalitatea celor două suprafețe, iar analitic, egalând pierderile de energie în situația reală și cea echivalentă:

$$\int_0^{T_0} I^2 dt = I_{\max}^2 \tau, \quad (4.6)$$

din care rezultă:

$$\tau = \frac{\int_0^{T_0} I^2 dt}{I_{\max}^2} \cong \frac{\int_0^{T_0} S^2 dt}{S_{\max}^2}. \quad (4.7)$$

Dacă regimul încărcării este cunoscut sub forma unei curbe care poate fi aproximată printr-o serie de dreptunghiuri, timpul pierderilor se poate calcula cu relația:

$$\tau = \frac{\sum_{k=1}^n I_k^2 t_k}{I_{\max}^2}, \quad (4.8)$$

în care:

- $I_k$  reprezintă valorile curentului cerut (ordonatele dreptunghiurilor);
- $t_k$  - timpii de funcționare la sarcinile  $I_k$ .

În mod similar, se poate defini o durată a pierderilor maxime  $\tau_p$ , corespunzătoare puterii active, respectiv  $\tau_Q$ , corespunzătoare puterii reactive:

$$\tau_p = \frac{\int_0^{T_0} P^2 dt}{P_{\max}^2}; \quad \tau_Q = \frac{\int_0^{T_0} Q^2 dt}{Q_{\max}^2}. \quad (4.9)$$

Utilizarea relațiilor (4.7) și (4.9) pentru determinarea lui  $\tau$  nu este rațională deoarece impune efectuarea integrării grafice. De obicei, valoarea lui  $\tau$  se determină empiric sau prin regresii, dependent de mărimile caracte-

ristice ale curbelor de sarcină.

În literatura de specialitate se menționează numeroase relații pentru calculul lui  $\tau$ . Câteva dintre acestea sunt prezentate în tabelul 4.2.

Tabelul 4.2. Expresii pentru determinarea timpului pierderilor  $\tau$  [1, 4]

Autorul	Formula	Observații
Wolf	$\tau_p = k_{up} \cdot T_0$	Curba limită sup., corespunzătoare unei curbe de sarcină neaplatizată
	$\tau_p = k_{up}^2 \cdot T_0$	Curba limită inf., corespunzătoare unei curbe de sarcină aplatizată
Fleck și Rahn	$\tau_p = \frac{k_{up}}{2 - k_{up}} T_0$	
Langrehr	$\tau_p = k_{up}^{1,6} \cdot T_0$	
Iansen	$\tau_p = \frac{1}{2} (k_{up} + k_{up}^2) \cdot T_0$	
Kezevici	$\tau_p = (0,124 + T_p \cdot 10^{-4}) \cdot T_0$	
Militaru	$\tau_p = 0,5 (k_{up}^2 + \alpha_p k_{up} + k_{up} - \alpha_p) \cdot T_0$	Curbă medie
	$\tau = (0,7k_{up}^2 + 0,3k_{up}) \cdot T_0$	Valabilă pentru puteri aparente. Utilizată în cadrul UCPTTE.
	$\tau_p = k_{up} (0,66 + 0,34k_{up})^2 \cdot T_0$	Valabilă pentru grafice și variabile discontinue
	$\tau_p = k_{up} \sqrt{k_{up}} \cdot T_0$	Idem, dacă $k_{up} > 0,25$
	$\tau_p = (0,85k_{up}^2 + 0,15k_{up}) \cdot T_0$	Utilizată pentru rețele de distribuție

\*În formulele din tabelul 4.2,  $\alpha_p = P_{min} / P_{max}$  reprezintă coeficientul de uniformizare a curbei de sarcină, iar  $k_{up} = P_{med} / P_{max}$  este coeficientul de umplere a curbei de sarcină (factorul de aplatizare).

În România au o largă utilizare curbele construite de Glazunov (Fig. 4.2), care permit determinarea timpului pierderilor anuale  $\tau$  în funcție de timpul  $T_p$  de utilizare anuală a puterii active maxime și factorul de putere total al sarcinii [2].

Din familia de curbe  $\tau=f(T_p)$ , reprezentate în figura 4.2, se observă că pentru o anumită valoare a lui  $T_p$ ,  $\tau$  este cu atât mai mic cu cât factorul de putere al consumatorului este mai mare.

Se precizează că curbele lui Glazunov au fost stabilite numai pentru sarcini industriale și factor de putere constant pe întreaga perioadă de calcul. Utilizarea lor în alte condiții poate introduce erori de calcul de 30÷50 %.

Curbele din figura 4.2 sunt acceptate pentru calcule orientative, când  $\cos \phi$  nu oscilează între limite mari.

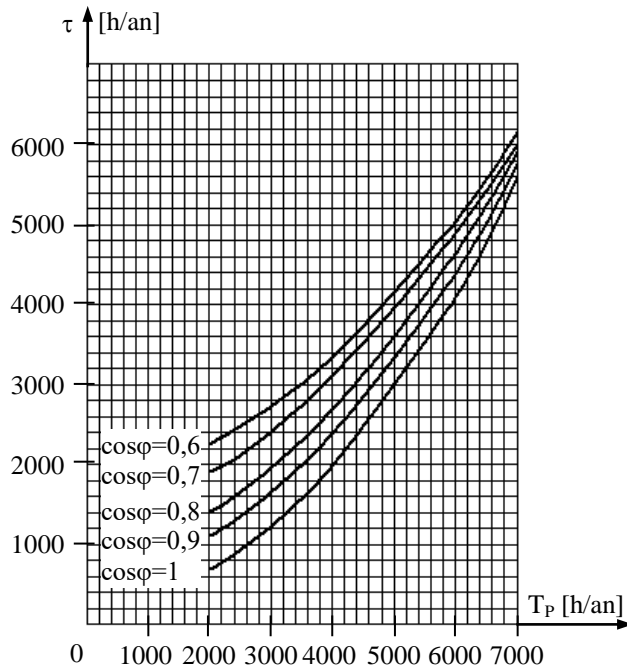


Fig. 4.2. Dependența dintre timpul pierderilor  $\tau$  și durata de utilizare anuală a sarcinii active maxime  $T_p$ , după Glazunov.

Pentru calcule mai exacte, când  $\cos \varphi$  variază de la 0,6 la 0,9, se recomandă utilizarea relației [5]:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{SM}}{10000}\right)^2 \cdot 8760 \text{ [h]}, \quad (4.10)$$

în care  $T_{SM}$  se calculează astfel:

$$T_{SM} = \frac{\sqrt{W^2 + W_r^2}}{S_{max}}. \quad (4.11)$$

*Curentul mediu pătratic* în intervalul de timp  $T_0$  reprezintă un curent fictiv de valoare constantă, care în intervalul  $T_0$ , produce aceleași pierderi ca și în cazul real de funcționare, când curentul variază conform graficului de sarcină.

Curentul mediu pătratic  $I_{mp}$  se poate determina pe cale grafică, egalând suprafața  $Ofgc$  cu suprafața dreptunghiului  $Omc$  (Fig. 4.1) sau analitic:

$$\int_0^{T_0} I^2 dt = I_{mp}^2 T_0, \quad (4.12)$$

de unde rezultă:



$$I_{\text{mp}} = \sqrt{\frac{\int_0^{T_0} I^2 dt}{T_0}} \quad (4.13)$$

Din relațiile (4.7) și (4.13) rezultă:

$$I_{\text{max}}^2 \tau = I_{\text{mp}}^2 T_0 \quad (4.14)$$

sau

$$I_{\text{mp}} = I_{\text{max}} \sqrt{\frac{\tau}{T_0}}, \quad (4.15)$$

deci curentul mediu pătratic se poate determina, în lipsa curbei de sarcină, cu ajutorul curentului maxim și al timpului pierderilor.

Similar cu (4.13) se definesc puterile medii pătratice:

$$P_{\text{mp}} = \sqrt{\frac{\int_0^{T_0} P^2 dt}{T_0}}; \quad Q_{\text{mp}} = \sqrt{\frac{\int_0^{T_0} Q^2 dt}{T_0}}; \quad S_{\text{mp}} = \sqrt{\frac{\int_0^{T_0} S^2 dt}{T_0}} \quad (4.16)$$

➤ *Coeficientul de umplere al curbei de sarcină*  $k_u$  (*coeficientul de aplatizare*), definit prin relația:

$$k_u = \frac{I_{\text{med}}}{I_{\text{max}}} = \frac{\int_0^{T_0} I dt}{T_0 I_{\text{max}}} = \frac{T_{\text{SM}}}{T_0} \quad (4.17)$$

constituie un indicator orientativ asupra mărimii pierderilor de energie pentru diferite tipuri de curbe de sarcină.

➤ *Coeficientul de formă al curbei de sarcină* reprezintă raportul dintre curentul mediu pătratic și curentul mediu, într-un anumit interval de timp  $T_0$ :

$$k_f = \frac{I_{\text{mp}}}{I_{\text{med}}} = \frac{I_{\text{max}} \sqrt{\frac{\tau}{T_0}}}{I_{\text{med}}} = \frac{T_0}{T_{\text{SM}}} \sqrt{\frac{\tau}{T_0}} = \frac{\sqrt{\tau T_0}}{T_{\text{SM}}}, \quad (4.18)$$

Coeficientul de formă caracterizează neuniformitatea graficului de sarcină în timp și are valoarea minimă  $k_f=1$ , când sarcina este constantă.

➤ *Coeficientul de pierderi al curbei de sarcină* reprezintă raportul dintre pătratul curentului mediu pătratic și pătratul curentului maxim, într-un anumit interval de timp  $T_0$ :

$$k_p = \frac{I_{mp}^2}{I_{max}^2} = \frac{I_{max}^2 \frac{\tau}{T_0}}{I_{max}^2} = \frac{\tau}{T_0}. \quad (4.19)$$

Între indicatorii curbelor de sarcină, definiți prin relațiile (4.17), (4.18) și (4.19) există relația:

$$k_p = k_f^2 \cdot k_u^2. \quad (4.20)$$

Evident că acești coeficienți se pot exprima și prin rapoarte de puteri active, reactive sau aparente.

## 4.2. CALCULUL PIERDERILOR DE PUTERE ȘI DE ENERGIE ÎN LINIILE ELECTRICE

### 4.2.1. Calculul pierderilor de putere în liniile cu un singur consumator

Pierderile de putere activă, prin efect Joule, într-o linie trifazată de curent alternativ, cu o sarcină concentrată  $S$  la capăt, se calculează cu relația:

$$\Delta P = 3RI^2 = R \frac{P^2 + Q^2}{U^2}, \quad (4.21)$$

în care:

- $R$  este rezistența pe fază a liniei, care se consideră practic constantă cu temperatura;
- $P, Q$  - puterile trifazate cerute, activă și reactivă;
- $U$  - tensiunea la sfârșitul liniei, sau în calcule aproximative tensiunea nominală a liniei;
- $I$  - curentul în linie, corespunzător puterii cerute.

Pierderile de putere reactivă, în aceeași linie, se calculează cu o relație analogă:

$$\Delta Q = 3XI^2 = X \frac{P^2 + Q^2}{U^2}, \quad (4.22)$$

în care  $X$  reprezintă reactanța inductivă pe fază a liniei.

Pierderile de putere aparentă în linie se determină cu relația:

$$\Delta \underline{S} = \Delta P + j\Delta Q = (R + jX) \frac{P^2 + Q^2}{U^2}. \quad (4.23)$$

Cu ajutorul relațiilor (4.21) și (4.22) se pot determina pierderile de putere pe o linie existentă sau în fază de proiectare în funcție de sarcina măsurată, respectiv adoptată și de parametrii liniei. Aceste relații sunt valabile în ipoteza neglijării pierderilor transversale, ipoteză valabilă în

cazul liniilor de distribuție ( $U_n \leq 110$  kV), cu excepția liniilor în cablu de lungime mare, în special a celor cu izolație din PVC.

#### 4.2.2. Calculul pierderilor de energie în liniile cu un singur consumator

Pierderile de energie prin efect Joule într-o linie trifazată cu o sarcină concentrată  $S$  la capăt, în intervalul de timp  $T_0$ , dacă sarcina rămâne constantă în acest interval de timp, se calculează cu relația:

$$\Delta W = \Delta P T_0 = 3RI^2 T_0 = R \frac{P^2 + Q^2}{U^2} T_0. \quad (4.24)$$

Dacă sarcina consumatorului este variabilă, pierderile de energie se determină cu relația:

$$\Delta W = 3R \int_0^{T_0} I^2 dt, \quad (4.25)$$

unde:

- $I$  este valoarea efectivă a curentului la momentul  $t$ ;
- $R$  - rezistența pe fază a liniei;
- $T_0$  - intervalul de timp considerat, care poate fi o zi, o lună, un an.

Pierderile de energie (4.25) se pot calcula și în funcție de puteri:

$$\Delta W = \frac{R}{U_n^2} \int_0^{T_0} S^2 dt = \frac{R}{U_n^2} \int_0^{T_0} P^2 dt + \frac{R}{U_n^2} \int_0^{T_0} Q^2 dt, \quad (4.26)$$

în care s-a considerat  $U=U_n=\text{const.}$

Pentru efectuarea integralelor din expresiile pierderilor de energie este necesară cunoașterea legilor de variație în timp a curentului sau a puterilor prin linie. În cazul general, aceste legi nu pot fi exprimate matematic. De aceea au fost elaborate diferite metode pentru calculul valorii integralelor din expresiile pierderilor de energie.

##### 4.2.2.1. Metoda integrării grafice

Se consideră cunoscută curba de sarcină a curentului din conductorul fazei și se trasează curba de variație a pătratului curentului  $I^2(t)$ . Intervalul de timp  $T_0$  se împarte în  $n$  subintervale  $\Delta t$  egale ( $T_0=n\Delta t$ ). Suprafețele dintre două ordonate vecine pot fi aproximare fie ca dreptunghiuri, fie ca trapeze. Pentru cele două situații se pot scrie următoarele relații [7]:

- pentru aproximarea cu dreptunghiuri (Fig. 4.3, a):

$$\int_0^{T_0} I^2 dt = \sum_{i=1}^n I_i^2 \Delta t = \frac{T_0}{n} \sum_{i=1}^n I_i^2; \quad (4.27)$$

➤ pentru aproximarea cu trapeze (Fig. 4.3, b):

$$\int_0^{T_0} I^2 dt = \frac{T_0}{2n} (I_0^2 + I_n^2 + 2 \sum_{t=1}^{n-1} I_t^2), \quad (4.28)$$

unde:

- $I_i^2 = I_i^2 \left( \frac{t_{i-1} + t_i}{2} \right)$  reprezintă valoarea pătratului curentului în punctul

situat la mijlocul subintervalul  $i$ ;

- $n$  - numărul de subintervale din intervalul de timp  $T_0$ ;
- $I_t^2$  - valoarea pătratului curentului la momentul  $t$ .

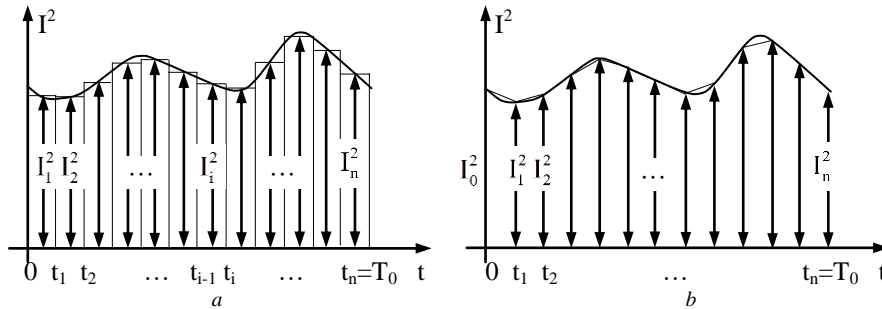


Fig. 4.3. Aproximarea suprafeței de sub curba de sarcină: a-aproximarea cu dreptunghiuri; b-aproximarea cu trapeze.

Dacă se utilizează metoda integrării grafice (relațiile (4.27) și (4.28)), pierderile de energie în liniile cu o singură sarcină se pot scrie, conform relațiilor (4.25) și (4.26), astfel:

➤ când sarcina se exprimă prin curent:

$$\Delta W = 3 \cdot R \cdot \frac{T_0}{n} \sum_{i=1}^n I_i^2 \quad (4.29)$$

sau

$$\Delta W = 1,5 \cdot R \cdot \frac{T_0}{n} (I_0^2 + I_n^2 + 2 \sum_{t=1}^{n-1} I_t^2); \quad (4.30)$$

➤ când sarcina se exprimă putere aparentă:

$$\Delta W = R \frac{T_0}{n} \sum_{i=1}^n \left( \frac{S_i}{U_i} \right)^2 \quad (4.31)$$

sau

$$\Delta W = R \frac{T_0}{2n} \left[ \left( \frac{S_0}{U_0} \right)^2 + \left( \frac{S_n}{U_n} \right)^2 + 2 \sum_{t=1}^{n-1} \left( \frac{S_t}{U_t} \right)^2 \right], \quad (4.32)$$

unde:

- $U_i$  - tensiunea în punctul median al subintervalului  $i$ . Se poate aproxima  $U_i = U_n$ ;
- $U_t$  - tensiunea măsurată la momentul  $t$ . Se poate aproxima  $U_t = U_n$ ;
- $S_i$  - puterea aparentă corespunzătoare curentului  $I_i$ ;
- $S_t$  - puterea aparentă corespunzătoare momentului  $t$ .

Metoda integrării grafice necesită un volum mare de muncă. Precizia metodei este cu atât mai ridicată cu cât numărul  $n$  de subintervale în care este împărțită perioada  $T_0$  este mai mare. Utilizând aproximarea cu trapeze, nu este nevoie să se cunoască curba de sarcină, ci doar valorile curentului (puterii) la momentele de timp  $t$ .

Un calcul mai puțin riguros al pierderilor de energie pentru un interval mai lung, de exemplu un an, se poate face calculând pierderile pentru graficele de sarcină tipice ale zilelor de iarnă, primăvară, vară și toamnă, care apoi se înmulțesc cu numărul respectiv de zile ale fiecărui anotimp.

#### 4.2.2.2. Metoda curentului mediu pătratic

Pierderile de energie pot fi calculate cu ajutorul curentului mediu pătratic (4.13) cu relația:

$$\Delta W = 3 \cdot R \cdot I_{mp}^2 \cdot T_0 = 3 \cdot R \cdot k_f^2 \cdot I_{med}^2 \cdot T_0, \quad (4.33)$$

în care s-a ținut seama de expresia coeficientului de formă  $k_f$  (4.18) al curbei de sarcină.

În cazul în care se lucrează cu puteri, pierderile de energie se calculează cu relația:

$$\Delta W = R \cdot k_f^2 \cdot T_0 \cdot \left( \frac{S_{med}}{U_n} \right)^2. \quad (4.34)$$

La scrierea relației (4.34) s-a considerat că tensiunea se menține la valoarea nominală,  $U_n$ , pe toată perioada de timp considerată. Dacă tensiunea variază în limite largi, în locul tensiunii nominale se va considera tensiunea medie  $U_{med}$ .

Dacă pentru calculul curentului mediu pătratic se apelează la integrarea grafică, metoda curentului mediu pătratic poate fi considerată ca o altă formă de aplicare a metodei integrării grafice. În practică, calculul pierde-

rilor de energie cu ajutorul curentului mediu pătratic este corespunzătoare pentru rețelele de distribuție, în special cele de MT. În acest caz curentul mediu pătratic  $I_{mp}$  se poate determina, în funcție de curentul maxim  $I_{max}$  și de durata  $T_{SM}$  de utilizare a sarcinii maxime, printr-o relație empirică de forma [7]:

$$I_{mp} = I_{max} (0,12 + T_{SM} \cdot 10^{-4}). \quad (4.35)$$

#### 4.2.2.3. Metoda timpului pierderilor

Pierderile de energie într-o linie cu o singură sarcină, utilizând timpul pierderilor  $\tau$ , se determină cu relația:

$$\Delta W = 3RI_{max}^2 \tau \quad (4.36)$$

sau

$$\Delta W = R \cdot \left( \frac{S_{max}}{U} \right)^2 \cdot \tau, \quad (4.37)$$

unde  $U$  este tensiunea la sarcina maximă  $S_{max}$ , cel mai adesea aproximată cu tensiunea nominală  $U_n$ .

Valoarea lui  $\tau$  se poate calcula cu una din relațiile date în tabelul 4.2 sau din curbele lui Glazunov.

Utilizarea metodei timpului de pierderi conduce la erori medii cuprinse între  $\pm(10 \div 20)\%$ . Pentru ca eroarea să nu depășească  $\pm 5\%$  este necesar să se țină seama de curba de sarcină, de dinamica factorului de putere, de posibilitatea ca în perioada analizată maximumul de putere activă să nu coincidă cu cel de putere reactivă. De asemenea, pentru creșterea preciziei în calculul pierderilor de energie, se propun în literatură metode care apelează la statistica matematică și calculul probabilităților.

Relațiile pentru calculul pierderilor de energiei se simplifică considerabil dacă sarcina este constantă pe durata de timp  $T_0$  considerată sau variază în trepte, astfel:

➤ pentru consum constant (Fig. 4.4, a),

$$\Delta W = 3 \cdot R \cdot I^2 \cdot T_0 = R \cdot \left( \frac{S}{U} \right)^2 \cdot T_0; \quad (4.38)$$

➤ pentru consum în trepte (Fig. 4.4, b),

$$\Delta W = 3 \cdot R \cdot \sum_{i=1}^n I_i^2 \cdot t_i = R \cdot \sum_{i=1}^n \left( \frac{S_i}{U_i} \right)^2 \cdot t_i, \quad (4.39)$$

unde  $U_i$  este tensiunea la care se funcționează în treapta  $i$ , când prin linie se vehiculează sarcina  $S_i$ , respectiv curentul  $I_i$ . De obicei  $U_i$  se aproximează cu tensiunea nominală  $U_n$ .

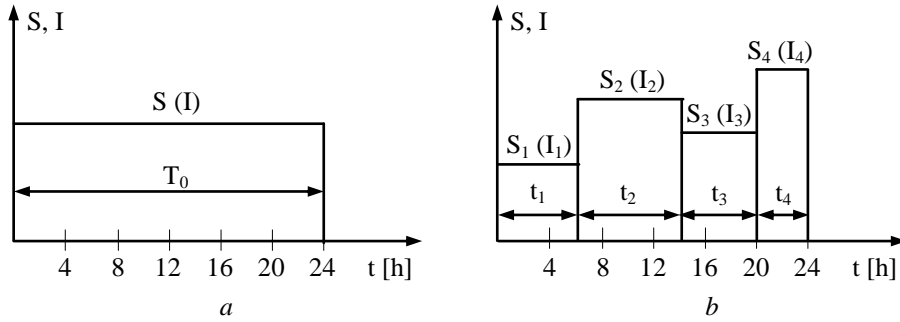


Fig. 4.4. Curbe de sarcină: a-consum constant; b-consum în trepte.

### 4.2.3. Calculul pierderilor de putere și de energie în liniile cu mai mulți consumatori

În cazul liniilor cu mai mulți consumatori concentrați (Fig. 4.5), pierderile de putere se determină pentru fiecare tronson al liniei cu relația (4.23):

$$\Delta \underline{S}_i = \Delta P_i + j \Delta Q_i = R_i \left( \frac{\underline{S}_i}{U_i} \right)^2 + j X_i \left( \frac{\underline{S}_i}{U_i} \right)^2. \quad (4.40)$$

În această relație puterile și tensiunile se consideră din același punct, iar la circulațiile condiționate de consumatori se adaugă pierderile de putere din porțiunile din aval. În calcule orientative se lucrează cu tensiunea nominală și se poate neglija influența pierderilor de pe porțiunile din aval asupra celor din amonte.

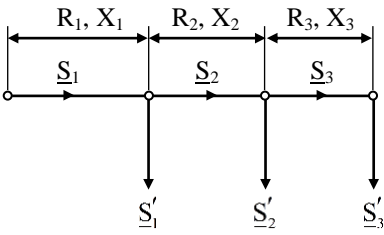


Fig. 4.5. Linie radială cu mai mulți consumatori concentrați.

Pierderile de energie se determină pentru fiecare tronson al liniei și apoi se însumează, astfel că pierderile totale sunt date de relația:

$$\Delta W = \sum_1^n R_k \left( \frac{S_{k \max}}{U_k} \right)^2 \tau_k \approx \sum_1^n R_k \left( \frac{S_{k \max}}{U_n} \right)^2 \tau_k, \quad (4.41)$$

în care:

- $S_{k \max}$  reprezintă puterea aparentă maximă pe fiecare tronson al liniei;
- $R_k$  - rezistența fiecărui tronson al liniei;

➤  $\tau_k$  - timpul pierderilor, stabilit pentru fiecare tronson.

În calcule aproximative se utilizează o valoare medie a timpului pierderilor  $\tau_{med}$  pentru toată rețeaua, cu ajutorul căreia se calculează pierderile de energie. Valoarea lui  $\tau_{med}$  poate fi determinată în funcție de valoarea medie a factorului de putere  $\cos \phi_{med}$  și timpul mediu de utilizare  $T_{med}$  corespunzător puterilor active maxime ale celor  $n$  consumatori, care se calculează cu relațiile:

$$\cos \phi_{med} = \frac{\sum_1^n S_k \cos \phi_k}{\sum_1^n S_k}; \quad T_{med} = \frac{\sum_1^n P_{k \max} T_{Pk}}{\sum_1^n P_{k \max}}. \quad (4.42)$$

#### 4.2.4. Calculul pierderilor de putere și de energie în rețelele de distribuție

Calculul pierderilor de putere și de energie în rețelele de distribuție este laborios deoarece aceste rețele și, în special, cele de distribuție urbană, se caracterizează printr-un mare număr de elemente (fideri, distribuitori, posturi de transformare, linii de joasă tensiune), lipsa aparatelor de măsură pe elemente etc. În cele ce urmează se expun câteva procedee care conduc la simplificarea calculelor [8]. Pentru aceasta, se consideră un tronson de rețea

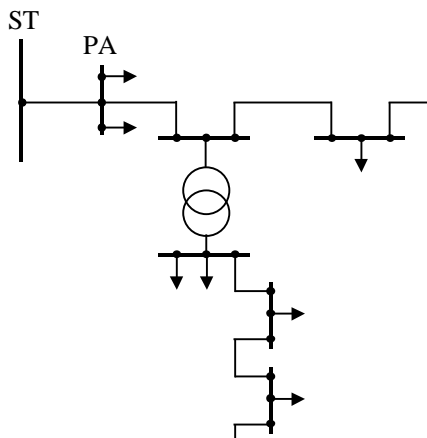


Fig. 4.6. Tronson de rețea urbană pentru calculul pierderilor.

urbană (Fig. 4.6), la care se cunosc caracteristicile conductoarelor (material, secțiuni, lungimi etc.), ale transformatoarelor din posturi, precum și încărcările tuturor elementelor la sarcină maximă. Cu aceste date se pot calcula pierderile de putere în regim de sarcină maximă pe toate elementele porțiunii de rețea și prin însumare rezultă pierderile totale de putere  $\Delta P_{max}$ , în regim de sarcină maximă, pe tronsonul considerat.

Pentru calculul pierderilor de energie pe întregul tronson considerat, într-un interval de timp, de exemplu 24 de ore, se poate proceda astfel:

➤ se calculează rezistența echivalentă a întregii porțiuni de rețea, cu relația:

$$R_{ech} = \frac{\Delta P_{max}}{3I_{max}^2}, \quad (4.43)$$



în care:

- $I_{\max}$  este curentul la începutul rețelei (pe fider) în regim de sarcină maximă;

- $\Delta P_{\max}$  reprezintă pierderile totale de putere pe tronson, în regim de sarcină maximă;

- se măsoară curentul I pe fider, din oră în oră și se reprezintă graficul orar de variație a acestuia;

- cu ajutorul rezistenței echivalente și a graficului orar de variație a curentului, se calculează pierderile de energie pe fiecare palier și prin însumare se determină pierderile zilnice, lunare etc.

Metoda prezentată are inconvenientul că nu localizează pierderile pe elemente, ea permite doar determinarea pierderilor totale de energie. Localizarea pierderilor de energie pe elemente este importantă pentru serviciul de exploatare deoarece prin aceasta se evidențiază elementele cu cele mai mari pierderi, primele în care trebuie luate măsuri pentru reducerea acestora. De aceea, este de dorit ca pierderile de putere și de energie să se calculeze separat pentru rețeaua de alimentare, de distribuție (medie tensiune), postul de transformare și rețeaua de joasă tensiune.

Pentru rețeaua de MT, pierderile se calculează pe baza curentului maxim în fiecare linie și a duratei pierderilor, cu relațiile cunoscute:

$$\begin{aligned}\Delta P_L &= 3I_{\max}^2 R_L; \\ \Delta W &= \Delta P_L \tau.\end{aligned}\tag{4.44}$$

Pentru fideri și porțiunile inițiale ale distribuitorilor, valorile curenților se iau pe bază de măsurători, iar pentru celelalte porțiuni se împarte curentul din porțiunea inițială proporțional cu sarcinile transformatoarelor. În cazul când aceste date sunt necunoscute, împărțirea curentului din porțiunea inițială se face proporțional cu puterile nominale ale transformatoarelor.

În ceea ce privește valorile lui  $\tau$ , pentru rețelele urbane din țara noastră se recomandă  $T=5000$  ore și  $\tau=3800$  ore.

În rețeaua de joasă tensiune, determinarea pierderilor procentuale de putere se poate face măsurând căderile de tensiune, cu care sunt aproximativ egale. Într-adevăr, având în vedere că, în acest caz, reactanța cablurilor și sarcinile reactive sunt relativ mici, se pot scrie următoarele relații:

$$\begin{aligned}\Delta U \% &= \frac{RP + XQ}{U_n^2} 100 \approx \frac{RP}{U_n^2} 100 = \frac{3I^2 RP}{3I^2 U_n^2} 100 = \\ &= \frac{\Delta P \cdot P}{P^2} 100 = \frac{\Delta P}{P} 100 = \Delta P \%. \end{aligned}\tag{4.45}$$

Cunoscând energia distribuită printr-un post de transformare și valoarea medie a căderii de tensiune în rețeaua de joasă tensiune se poate determina valoarea absolută a pierderii de energie în această rețea cu relațiile:

$$\Delta W \% = \frac{\Delta W}{W} 100 = \frac{\Delta P \tau}{PT_0} 100 = \Delta P \% \frac{\tau}{T_0}; \quad \Delta W = \frac{\Delta W \%}{100} W, \quad (4.46)$$

în care:

- $\tau/T_0=0,5$ , valoare recomandată pentru rețele cu  $U_n < 1000$  V;
- $W$  este energia totală intrată în rețeaua de joasă tensiune.

Dacă rețeaua de joasă tensiune are o configurație arborescentă cu porțiuni mono-, bi- și trifazate, pierderea procentuală de putere se calculează cu relația:

$$\Delta P \% = k \Delta U \% , \quad (4.47)$$

în care:

- $k$  este un coeficient care depinde de structura rețelei și de neuniformitatea sarcinii (pentru calcule aproximative  $k=0,75$ );
- $\Delta U \%$  reprezintă căderea de tensiune, care se calculează cu formula:

$$\Delta U \% = \frac{U_1 - U_2}{U_1} 100, \quad (4.48)$$

unde  $U_1$  este tensiunea pe fază pe bara postului de transformare, iar  $U_2$  cea mai scăzută tensiune la capătul rețelei (mono-, bi- sau trifazate), pe fază.

### 4.3. CALCULUL PIERDERILOR DE PUTERE ȘI DE ENERGIE ÎN TRANSFORMATOARE

Pierderile de putere în transformatoare sunt de două categorii:

- pierderi în fier, independente de sarcina transformatorului;
- pierderi în cupru, variabile cu sarcina.

Calculul pierderilor de putere activă și reactivă în transformatoare se face pe baza datelor de catalog ale acestora: pierderile în fier  $\Delta P_{Fe}$ , pierderile în cupru (în înfășurări) la sarcina nominală  $\Delta P_{Cun}$ , curentul de mers în gol  $i_0\%$  și tensiunea de scurtcircuit  $u_k\%$ .

➤ *Pierderile de putere activă în fierul transformatorului*  $\Delta P_{Fe}$  sunt egale cu pierderile la mersul în gol  $\Delta P_0$  deoarece la funcționarea în gol, curentul fiind foarte mic, pierderile în înfășurarea alimentată sunt practic neglijabile, deci:

$$\Delta P_{Fe} = \Delta P_0 . \quad (4.49)$$

➤ *Pierderile de putere reactivă în fierul transformatorului*  $\Delta Q_{Fe}$  sunt egale cu puterea de magnetizare la mersul în gol. Ele se calculează în funcție de

curentul de mers în gol al transformatorului, care se exprimă în procente din curentul nominal al înfășurării alimentate ( $i_0\%=(I_0/I_n)100$ ) și de puterea nominală  $S_n$  a acestuia.

Pentru calculul lui  $\Delta Q_{Fe}$  se pleacă de la expresia puterii aparente absorbite de transformator, la funcționarea în gol:

$$S_0 = \sqrt{3}U_n I_0 \left( \frac{I_n}{I_n} \right) = \frac{i_0}{100} S_n. \quad (4.50)$$

În practică se constată că  $P_0 \ll S_0$ , deci se poate considera că:

$$\Delta Q_{Fe} = \Delta Q_0 \approx S_0 = \frac{i_0}{100} S_n. \quad (4.51)$$

➤ *Pierderile de putere activă în cuprul transformatorului, la sarcină nominală*  $\Delta P_{Cun}$  sunt egale cu pierderile la scurtcircuit  $\Delta P_k$  deoarece la funcționarea în scurtcircuit fluxul rezultat fiind mic, pierderile în fier pot fi neglijate, deci:

$$\Delta P_{Cun} = \Delta P_k. \quad (4.52)$$

➤ *Pierderile de putere reactivă în cupru*, se calculează în funcție de tensiunea de scurtcircuit ( $u_k\%=(U_k/U_n)100$ ) și puterea nominală a transformatorului.

Astfel, puterea aparentă absorbită de transformator la proba de scurtcircuit poate fi scrisă sub forma:

$$S_k = \sqrt{3} U_k I_n \left( \frac{U_n}{U_n} \right) = \frac{u_k}{100} S_n. \quad (4.53)$$

Măsurătorile efectuate la transformatoarele de putere funcționând în scurtcircuit arată că:

$$P_k \ll S_k$$

și, prin urmare, la sarcină nominală:

$$\Delta Q_{Cun} \approx S_k = \frac{u_k}{100} S_n. \quad (4.54)$$

În concluzie, pierderile totale de putere activă și reactivă în transformator se calculează cu relațiile:

$$\begin{aligned} \Delta P_T &= \Delta P_{Fe} + \Delta P_{Cun}; \\ \Delta Q_T &= \frac{i_0}{100} S_n + \frac{u_k}{100} S_n, \end{aligned} \quad (4.55)$$

valabile la sarcina nominală.

La o încărcare oarecare a transformatorului, caracterizată prin coeficientul de încărcare  $\alpha=S/S_n$ , sunt afectate pierderile în cupru, expresiile pierderilor totale de putere (4.55) devenind:

$$\begin{aligned}\Delta P_T &= \Delta P_{Fe} + \alpha^2 \Delta P_{Cun}; \\ \Delta Q_T &= \frac{i_0}{100} S_n + \frac{u_k}{100} \alpha^2 S_n.\end{aligned}\quad (4.56)$$

Când sarcina este distribuită pe mai multe transformatoare identice, conectate în paralel, pierderile totale de putere se calculează cu relația:

$$(\Delta P_T) = N \Delta P_{Fe} + \alpha^2 \frac{\Delta P_{Cun}}{N}, \quad (4.57)$$

unde N este numărul de transformatoare conectate în paralel, iar coeficientul de încărcare  $\alpha$  corespunde sarcinii totale, respectiv:

$$\alpha = \frac{I_{tot}}{I_n} = \frac{S_{tot}}{S_n}. \quad (4.58)$$

În cazul în care nu se cunosc caracteristicile transformatoarelor, se poate considera că pierderile de putere activă reprezintă aproximativ 2 % din puterea lor la bornele înfășurării secundare, iar pierderile de putere reactivă cca. 10 %, adică:

$$\Delta P_T = 0,02 S_2; \quad \Delta Q_T = 0,1 S_2. \quad (4.59)$$

Pierderile de energie într-un transformator, conectat la rețea timp de  $T_0$  ore, se determină cu relația:

$$\Delta W_T = \Delta P_{Fe} T_0 + 3R_T \int_0^{T_0} I^2 dt = \Delta P_{Fe} T_0 + \frac{\Delta P_{Cun}}{I_n^2} \int_0^{T_0} I^2 dt, \quad (4.60)$$

în care  $R_T = \Delta P_{Cun} / 3I_n^2$  este rezistența echivalentă a transformatorului.

În mod frecvent, pierderile de energie se calculează cu relația echivalentă cu (4.60),

$$\Delta W_T = \Delta P_{Fe} T_0 + \frac{\Delta P_{Cun}}{S_n^2} \int_0^{T_0} S^2 dt. \quad (4.61)$$

După modul de evaluare a integralei din relația precedentă, pentru pierderile de energie se obțin următoarele expresii [7]:

➤ utilizând metoda integrării grafice:

$$\Delta W_T = \Delta P_{Fe} T_0 + \frac{\Delta P_{Cun}}{S_n^2} \frac{T_0}{n} \sum_{i=1}^n S_i^2 \quad (4.62)$$

sau

$$\Delta W_T = \Delta P_{Fe} T_0 + \frac{\Delta P_{Cun}}{S_n^2} \frac{T_0}{2n} \left( S_0^2 + S_n^2 + 2 \sum_{t=1}^{n-1} S_t^2 \right); \quad (4.63)$$

➤ utilizând metoda sarcinii medii pătratice,

$$\Delta W_T = (\Delta P_{Fe} + \alpha_{mp}^2 \cdot \Delta P_{Cun}) T_0 = (\Delta P_{Fe} + k_f^2 \cdot \alpha_{med}^2 \cdot \Delta P_{Cun}) T_0, \quad (4.64)$$

unde:

- $\alpha_{mp} = S_{mp} / S_n$  este coeficientul de încărcare a transformatorului, corespunzător sarcinii medii pătratice;

- $\alpha_{med} = S_{med} / S_n$  - coeficientul de încărcare a transformatorului, corespunzător sarcinii medii;

➤ utilizând metoda timpului pierderilor,

$$\Delta W_T = \Delta P_{Fe} T_0 + \alpha_{max}^2 \cdot \Delta P_{Cun} \cdot \tau, \quad (4.65)$$

unde  $\alpha_{max} = S_{max} / S_n$  este coeficientul de încărcare a transformatorului, corespunzător sarcinii maxime, pentru care s-a considerat valoarea lui  $\tau$ .

În cazul când într-o stație sunt mai multe transformatoare, pentru calculul pierderilor de energie trebuie să se cunoască regimul de funcționare a fiecărui transformator.

#### 4.4. REDUCEREA PIERDERILOR DE ENERGIE ÎN REȚELELE ELECTRICE

Reducerea pierderilor de energie în rețelele electrice conduce la creșterea eficienței economice a sistemelor electroenergetice.

Măsurile de reducere a pierderilor trebuie corelate cu alte probleme legate de funcționarea rețelelor cum ar fi: reglajul tensiunii, stabilitatea rețelei și aspectul economic.

Reducerea pierderilor de energie în rețelele electrice comportă analize distincte în trei direcții:

- optimizarea procesului de transport și distribuție în faza de proiectare și stabilirea consumului propriu tehnologic teoretic pentru diferite regimuri de funcționare;
- eliminarea pierderilor tehnice printr-o exploatare optimă a instalațiilor;
- perfecționarea evidenței energiei în cadrul unităților de furnizare a energiei electrice.

Măsurile de reducere a pierderilor de energie pot fi de natură organiza-torică, care nu necesită investiții pentru aplicarea lor, sau de natură tehnică, care necesită investiții suplimentare pentru aplicare.

#### 4.4.1. Măsurile de reducere a pierderilor de energie care nu necesită investiții pentru aplicare

**Utilizarea schemelor de conexiuni optime** pentru rețele conduce, în foarte multe cazuri, la reducerea substanțială a pierderilor de putere. Această reducere se bazează pe principiul funcționării simultane a tuturor elementelor unei rețele buclate. O astfel de funcționare conduce adesea la valori inadmisibile ale curenților de scurtcircuit. De aceea, rețeaua buclată se va secționa în mai multe rețele arborescente, secționarea făcându-se în tronsoanele cu sarcina cea mai redusă - stabilite pe baza calculelor de circulație a puterilor în rețeaua buclată - a căror deconectare asigură o circulație de puteri apropiată de cea reală, obținută în cazul funcționării buclate, când pierderile corespunzătoare din rețea sunt, de obicei, minime [6].

Schemele de rețele trebuie să asigure o repartiție optimă a puterilor pe diferite linii de distribuție. De asemenea, puterile active și reactive trebuie transportate la consumatori pe distanțe minime și pe linii dimensionate corespunzător.

**Aplatizarea curbei de sarcină** este o măsură care se aplică la consumatori și constă în organizarea consumului pe o anumită perioadă de timp (în particular o zi), astfel încât acesta să aibă o valoare cât mai constantă.

Pierderile de energie într-un element longitudinal de rețea de rezistență  $R$ , prin care se alimentează consumatorul, se calculează cu relația:

$$\Delta W = 3RI_{\max}^2 \tau = 3RI_{\text{mp}}^2 T_0 = 3RI_{\text{med}}^2 k_f^2 T_0, \quad (4.66)$$

în care s-a ținut seama de expresia factorului de formă  $k_f = I_{\text{mp}}/I_{\text{med}}$ .

Din (4.66) se observă că pentru o sarcină medie ( $I_{\text{med}}$ ) și un timp de funcționare ( $T_0$ ) date, pierderile de energie  $\Delta W$  sunt cu atât mai mici cu cât factorul de formă  $k_f$  este mai mic. Valoarea minimă a pierderilor corespunde lui  $k_f=1$ , valoare ce caracterizează o curbă de sarcină perfect aplatizată (sarcină constantă).

Pentru a estima efectul aplatizării curbei de sarcină asupra reducerii pierderilor de energie, se calculează pierderile de energie într-un element longitudinal de rețea de rezistență  $R$ , prin care este alimentat consumatorul, în următoarele situații [7]:

➤ consumatorul funcționează după graficul de sarcină neaplatizat:

$$\Delta W = \frac{S_{\max}^2}{U_n^2} \cdot R \cdot \tau = \frac{P_{\max}^2}{U_n^2 \cdot \cos^2 \varphi_{\max}} \cdot R \cdot \tau, \quad (4.67)$$

unde  $\cos \varphi_{\max}$  este factorul de putere corespunzător sarcinii maxime de durată,  $S_{\max}$ , iar  $\tau$  reprezintă timpul pierderilor;

➤ consumatorul funcționează după graficul de sarcină complet aplatizat. În acest caz, sarcina maximă devine egală cu cea medie ( $S_{\max} = S_{\text{med}}$ ), iar timpul pierderilor va fi egal cu durata pentru care se calculează pierderile de energie ( $\tau = T_0$ ). Pierderile de energie se determină cu relația:

$$\Delta W_{\text{ap}} = \frac{S_{\text{med}}^2}{U_n^2} \cdot R \cdot T_0 = \frac{P_{\text{med}}^2}{U_n^2 \cdot \cos^2 \varphi_{\text{med}}} \cdot R \cdot T_0. \quad (4.68)$$

Raportul pierderilor de energie în cele două situații este:

$$\frac{\Delta W}{\Delta W_{\text{ap}}} = \frac{P_{\max}^2}{P_{\text{med}}^2} \cdot \left( \frac{\cos \varphi_{\text{med}}}{\cos \varphi_{\max}} \right)^2 \cdot \frac{\tau}{T_0}. \quad (4.69)$$

Deoarece consumatorilor industriali li se impune funcționarea cu un factor de putere egal cu factorul de putere neutral de 0,92, se poate admite că  $\cos \varphi_{\text{med}} / \cos \varphi_{\max} \cong 1$  și ținând cont că  $P_{\text{med}} / P_{\max} = k_{\text{uP}}$  (4.17) reprezintă coeficientul de aplatizare (umplere) al curbei de sarcină, relația precedentă devine:

$$\frac{\Delta W}{\Delta W_{\text{ap}}} \cong \frac{1}{k_{\text{uP}}^2} \cdot \frac{\tau}{T_0}. \quad (4.70)$$

În figura 4.7 este reprezentată variația raportului  $\Delta W / \Delta W_{\text{ap}}$  în funcție de  $k_{\text{uP}}$ , pentru diferite valori ale raportului  $\tau / T_0$ .

Graficele din figura 4.7 sunt doar orientative, deoarece la ridicarea lor nu s-a ținut seama de dependența dintre  $\tau$  și  $k_{\text{uP}}$ . Dacă se ține seama de dependența lui  $\tau$  atât de  $k_{\text{uP}}$  cât și de coeficientul de uniformizare a curbei de sarcină,  $\alpha_P = P_{\min} / P_{\max}$ , conform relației lui Militaru (tabelul 4.2), relația (4.70) devine [4]:

$$\frac{\Delta W}{\Delta W_{\text{ap}}} = 0,5 \left( 1 + \frac{\alpha_P}{k_{\text{uP}}} + \frac{1}{k_{\text{uP}}} - \frac{\alpha_P}{k_{\text{uP}}^2} \right). \quad (4.71)$$

Din această relație se poate determina valoarea lui  $k_{\text{uP}}$  pentru care raportul  $\Delta W / \Delta W_{\text{ap}}$  este maxim, deci efectul aplatizării graficului de sarcină

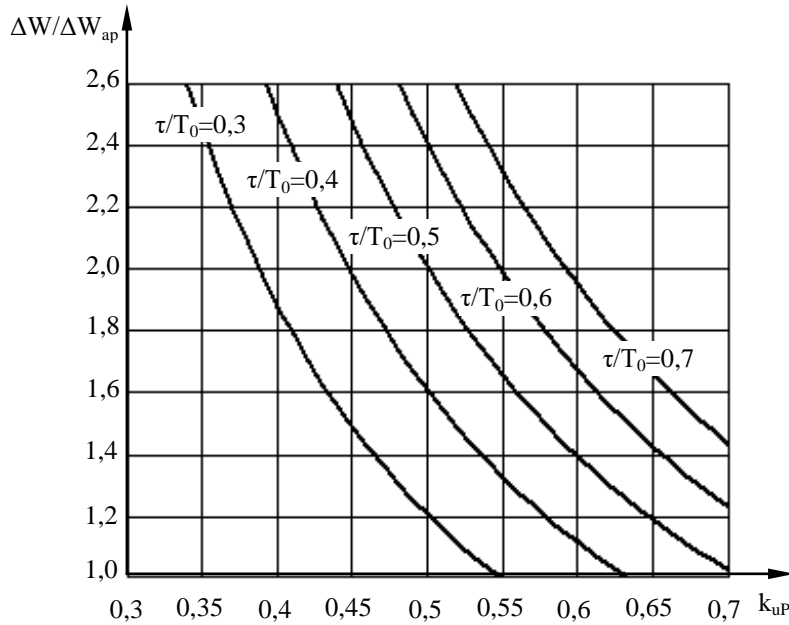


Fig. 4.7. Variația raportului  $\Delta W/\Delta W_{ap}$  în funcție de  $k_{up}$ , pentru diferite valori ale raportului  $\tau/T_0$ .

asupra pierderilor de energie este maxim. Pentru aceasta se efectuează derivata relația (4.71) în raport cu  $k_{up}$  și se egalează cu zero, obținându-se:

$$k_{up}^* = \frac{2\alpha_p}{\alpha_p + 1}, \quad (4.72)$$

respectiv

$$\left( \frac{\Delta W}{\Delta W_{ap}} \right)_{\max} = \frac{\alpha_p^2 + 6\alpha_p + 1}{8\alpha_p}. \quad (4.73)$$

În figura 4.8 este reprezentată grafic variația lui  $k_{up}^*$  și a lui  $(\Delta W/\Delta W_{ap})_{\max}$  în funcție de  $\alpha_p$ . Din figura 4.8 se constată că odată cu creșterea lui  $\alpha_p$  crește și valoarea lui  $k_{up}^*$ , în timp ce efectul aplatizării graficului de sarcină se micșorează. Pentru valori uzuale ale lui  $\alpha_p$ , cuprinse între 0,3 și 0,5, valoarea maximă a efectului de reducere a pierderilor de energie se situează între 20,4% și 6,3%.

Această măsură se aplică cu succes la marii consumatori printr-o programare judicioasă a încărcării între diferite schimburi și secții de producție.



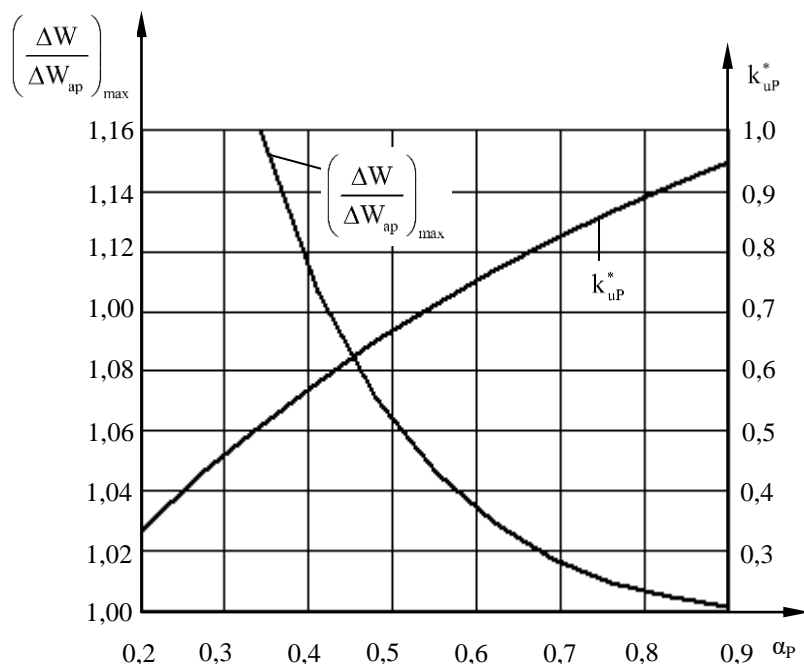


Fig. 4.8. Variația lui  $k_{up}^*$  și a lui  $(\Delta W/\Delta W_{ap})_{max}$  în funcție de  $\alpha_p$ .

**Reducerea numărului de deconectări ale liniilor electrice pentru reparații**, conduce la reducerea pierderilor de energie. Pentru realizarea acestei măsuri se utilizează metode de reparare rapide și sub tensiune, iar, când este posibil, se coordonează repararea liniilor cu reparațiile tehnologice importante de la consumatori.

**Alegerea corectă a prizelor la transformatoare** pentru reglajul de tensiune, elimină circulațiile inutile de putere reactivă în rețelele alimentate de la mai multe surse. Totodată puterile active și reactive trebuie transportate pe căi minime și dimensionate corespunzător, iar repartitia lor în sistem trebuie să fie optimă din punct de vedere al pierderilor.

**Creșterea nivelului de tensiune a rețelelor electrice în exploatare** conduce la micșorarea pierderilor de putere, care sunt proporționale cu pătratul curentului (pierderile de putere în linii și în cuprul transformatoarelor).

Variația pierderilor de putere într-un element longitudinal al rețelei, de rezistență  $R$ , când tensiunea crește cu  $u\%$  față de tensiunea nominală  $U_n$ , se poate calcula cu relația [3]:

$$\Delta P_1 - \Delta P_2 = \frac{S^2}{U_n^2} R - \frac{S^2}{\left[ U_n \left( 1 + \frac{u\%}{100} \right) \right]^2} R = \frac{S^2}{U_n^2} \left[ 1 - \frac{1}{\left( 1 + \frac{u\%}{100} \right)^2} \right] R, \quad (4.74)$$

în care:

- $\Delta P_1$  reprezintă pierderile de putere în rețea la o tensiune egală cu valoarea nominală  $U_n$ ;
- $\Delta P_2$  - pierderile de putere în rețea când tensiunea crește cu  $u\%$  față de valoarea nominală.

Reducerea procentuală a pierderilor de putere prin creșterea tensiunii este:

$$\frac{\Delta P_1 - \Delta P_2}{\Delta P_1} \cdot 100 = \left[ 1 - \frac{1}{\left( 1 + \frac{u\%}{100} \right)^2} \right] \cdot 100 = \frac{\left( 2 + \frac{u\%}{100} \right) u\%}{\left( 1 + \frac{u\%}{100} \right)^2}. \quad (4.75)$$

Din relația (4.75) se constată că la o creștere a tensiunii cu 1% față de valoarea nominală, pierderile de putere se micșorează cu 1,97%, iar pentru o creștere de 5% a tensiunii, reducerea pierderilor de putere este de 9,3%.

În privința pierderilor de putere în admitanța rețelei, acestea cresc odată cu mărirea tensiunii. Astfel, în cazul transformatoarelor, la o creștere a tensiunii cu 1% față de valoarea nominală, pierderile de putere în fier cresc cu mai mult de 2%. Având în vedere însă că pierderile în fier la transformatoarele montate în rețelele electrice reprezintă aproximativ 15 % din pierderile totale, o creștere cu 1% a tensiunii de alimentare conduce la o reducere a pierderilor totale de putere activă în transformatoare cu aproximativ 1,2 % din valoarea lor absolută.

Trebuie menționat, de asemenea, că odată cu creșterea tensiunii de alimentare cresc puterile active și reactive vehiculate în rețele, ceea ce conduce la o mărire oarecare a pierderilor. Cu toate acestea, pierderile în ansamblu scad dacă nivelul tensiunilor crește.

**Optimizarea regimurilor de funcționare a transformatoarelor** din stațiile electrice se face în funcție de sarcină și presupune stabilirea numărului de transformatoare în funcțiune și încărcarea lor astfel încât pierderile să fie minime.

În stațiile de transformare de sistem și în cele de distribuție a energiei electrice la consumatori, care necesită nivel ridicat de rezervare, se instalează, de regulă, mai multe transformatoare (două în majoritatea

cazurilor), funcționarea lor fiind posibilă separat sau în paralel. În cazul funcționării separate, fiecare transformator alimentează un sistem de bare colectoare. În acest fel se reduc solicitările la scurtcircuit, ceea ce ușurează condițiile de dimensionare pentru instalații. Adesea însă acest regim de funcționare este mai puțin economic decât cu ambele transformatoare funcționând în paralel sau cu un transformator alimentând integral consumul stației (ambele secții de bare în paralel).

Funcționarea în paralel a transformatoarelor este posibilă dacă sunt îndeplinite următoarele condiții [1]:

- grupele de conexiuni trebuie să fie identice;
- raportul puterilor nominale să nu fie mai mare decât 3;
- tensiunile de scurtcircuit să nu difere cu mai mult de 10%;
- tensiunile pe prize să nu difere cu mai mult de 0,5%.

Regimul economic de funcționare corespunde unei încărcări a transformatoarelor proporțională cu puterile lor nominale. Acest regim se stabilește dacă transformatoarele au aceeași parametri. În practică există situații în care transformatoarele din stații au parametri diferiți, ceea ce conduce la o repartitie a sarcinii pe transformatoare diferită de cea optimă economic, datorită apariției curenților de echilibrare. În acest caz, repartitia sarcinii pe transformatoare este proporțională cu puterea lor nominală și invers proporțională cu tensiunile lor de scurtcircuit. Deoarece tensiunea de scurtcircuit crește, de regulă, cu creșterea puterii nominale, la mărirea sarcinii stației se va produce o încărcare suplimentară a transformatoarelor cu puterea nominală mai mică.

În orele de sarcină redusă este rațional să se deconecteze o serie de transformatoare, pentru menținerea nivelului de siguranță fiind introduse anclanșări automate de rezervă (AAR) pe întreruptoarele transformatoarelor deconectate. Prin aceasta se reduc pierderile de mers în gol.

Problema optimizării regimurilor de funcționare a transformatoarelor se reduce la o serie de probleme de extrem.

Pentru un singur transformator, sarcina optimă (economică) se stabilește punând condiția ca pierderile de putere în transformator (4.56), raportate la puterea cedată rețelei alimentate,

$$\frac{\Delta P_T}{S} = \frac{\Delta P_{Fe} + \left(\frac{S}{S_n}\right)^2 \Delta P_{Cun}}{S} = \frac{\Delta P_{Fe}}{S} + \frac{\Delta P_{Cun}}{S_n^2} S \quad (4.76)$$

să fie minime. Minimul pierderilor raportate se obține la sarcina  $S_{ec}$ , care verifică condiția  $\partial(\Delta P_T / S) / \partial S = 0$ . După efectuarea calculelor rezultă:

$$S_{ec} = S_n \sqrt{\frac{\Delta P_{Fe}}{\Delta P_{Cun}}} \quad (4.77)$$

Relația (4.77) a fost stabilită neglijând pierderile active suplimentare în rețeaua de alimentare datorate tranzitului puterii reactive consumate de transformator. Valoarea pierderilor suplimentare se determină cu relația:

$$\Delta P = \lambda \Delta Q_T = \lambda (\Delta Q_{Fe} + \Delta Q_{Cu}), \quad (4.78)$$

în care:

- $\Delta Q_{Fe} = (i_0/100) S_n$  este puterea reactivă de magnetizare a transformatorului la tensiune nominală (pierderea de putere reactivă la mersul în gol);
- $\Delta Q_{Cu} = \Delta Q_{Cun} (S/S_n)^2$  - puterea reactivă absorbită de reactanțele înfășurărilor transformatorului (pierderile de putere reactivă în cupru la sarcina S);
- $\Delta Q_{Cun} = (u_{sc}/100) S_n$  - puterea reactivă absorbită de reactanțele înfășurărilor transformatorului, la funcționarea în scurtcircuit;
- $u_{sc}$  - tensiunea de scurtcircuit a transformatorului, în %;
- $\lambda$  - echivalentul energetic al puterii reactive, adică puterea activă pierdută în rețea pentru transportul unității de putere reactivă, în kW/kvar, a cărei valoare depinde de locul în care sunt instalate transformatoarele în raport cu sursele de putere reactivă și de încărcarea sistemului. Valorile lui  $\lambda$  sunt indicate în tabelul 4.3 [1, 6].

Tabelul 4.3. Valori ale echivalentului energetic al puterii reactive

Locul de instalare a transformatorului	$\lambda$ [kW/kVar]	
	La sarcină maximă	La gol de sarcină
Transformatoare alimentate direct de la barele centralelor	0,01	0,01
Transformatoare alimentate la MT, care nu sunt racordate direct la barele centralelor	0,15	0,10
Transformatoare montate în stații a căror sarcină reactivă este compensată local	0,05	0,03
Transformatoare din stații de distribuție de 110 kV/ MT	0,10	0,06

Pierderile totale de putere se calculează, în acest caz, prin însumarea pierderilor în transformator și a celor suplimentare în rețea:

$$\Delta P_t = \Delta P_T + \Delta P = (\Delta P_{Fe} + \lambda \Delta Q_{Fe}) + (\Delta P_{Cun} + \lambda \Delta Q_{Cun}) \left( \frac{S}{S_n} \right)^2 \quad (4.79)$$

Punând condiția ca pierderile totale raportate să fie minime, se obține expresia sarcinii optime, în acesta caz:

$$S_{opt} = S_n \sqrt{\frac{\Delta P_{Fe} + \lambda \Delta Q_{Fe}}{\Delta P_{Cun} + \lambda \Delta Q_{Cun}}} \quad (4.80)$$

În stațiile cu mai multe transformatoare, conectarea sau deconectarea unei unități, la variațiile sarcinii totale, se face urmărind în permanență graficul mersului economic.

Sarcinile la care vor fi conectate diversele unități pot fi stabilite grafic sau analitic. Pierderile totale într-un transformator (4.79) sunt de forma:

$$\Delta P_t = a + bS^2, \quad (4.81)$$

în care s-au făcut notațiile:  $a = \Delta P_{Fe} + \lambda \Delta Q_{Fe}$  și  $b = (1/S_n^2)(\Delta P_{Cun} + \lambda \Delta Q_{Cun})$ .

Pe cale grafică, se trasează parabolele  $\Delta P_t = f(S)$  (4.81), pentru fiecare transformator și pentru combinațiile de 2, 3, ..., N transformatoare (N fiind numărul total de transformatoare din stație). Punctele de intersecție ale celor mai apropiate curbe de axa absciselor corespund sarcinilor la care trebuie să fie conectate, respectiv deconectate transformatoarele. Nu este recomandabilă deconectarea unui transformator pentru un timp mai scurt de 2÷3 ore.

În figura 4.9 este reprezentat graficul pierderilor, pentru o stație de transformare cu două unități diferite  $T_1$  și  $T_2$ .

Pe cale analitică, se vor examina două cazuri particulare, destul de des întâlnite în practică:

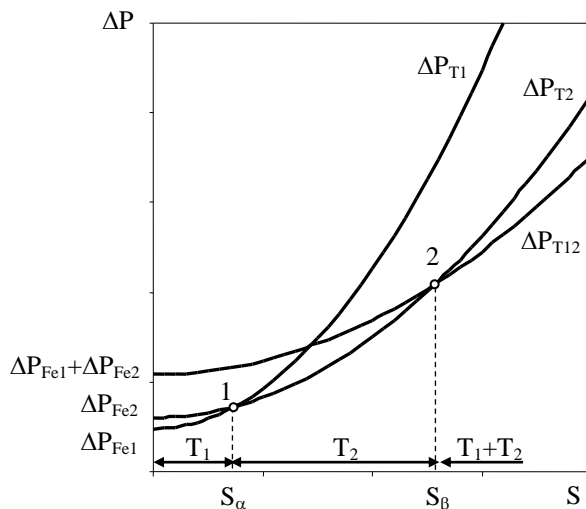


Fig. 4.9. Stabilirea regimului economic de încărcare pentru o stație cu două transformatoare.

A. Cazul unei stații cu două transformatoare de puteri inegale  $S_{n1} < S_{n2}$ .

Dacă ținem seama numai de pierderile din transformatoare,  $\Delta P_{Fe}$  și  $\Delta P_{Cun}$ ,

regimul de funcționare optim va fi următorul:

▪ la sarcini mici, respectiv pentru  $S < S_\alpha$ ,  $S_\alpha$  fiind sarcina corespunzătoare punctului de intersecție 1 a curbelor de pierderi  $\Delta P_{T1}=f(S)$  și  $\Delta P_{T2}=f(S)$  în cele două transformatoare, la funcționarea individuală (Fig. 4.9), se va funcționa numai cu transformatorul 1, având puterea nominală  $S_{n1}$ .

Expresia lui  $S_\alpha$  se determină din condiția:

$$\Delta P_{T1} = \Delta P_{T2}, \quad (4.82)$$

în care:

$$\begin{aligned} \Delta P_{T1} &= \Delta P_{Fe1} + \left( \frac{S}{S_{n1}} \right)^2 \Delta P_{Cun1}; \\ \Delta P_{T2} &= \Delta P_{Fe2} + \left( \frac{S}{S_{n2}} \right)^2 \Delta P_{Cun2}. \end{aligned} \quad (4.83)$$

După efectuarea calculelor, se obține:

$$S_\alpha = \sqrt{\frac{\Delta P_{Fe2} - \Delta P_{Fe1}}{\frac{\Delta P_{Cun1}}{S_{n1}^2} - \frac{\Delta P_{Cun2}}{S_{n2}^2}}}; \quad (4.84)$$

▪ pentru valori ale sarcinii cuprinse între  $S_\alpha$  și  $S_\beta$ , sarcina  $S_\beta$  corespunzând punctului de intersecție 2 a curbelor de pierderi  $\Delta P_{T2}=f(S)$  și  $\Delta P_{T12}=f(S)$ , ultima relație reprezentând variația pierderilor de putere în funcție de sarcină la funcționarea în paralel a transformatoarelor (Fig. 4.9), se va funcționa numai cu transformatorul 2 ( $S_{n2}$ ), transformatorul 1 ( $S_{n1}$ ) fiind deconectat. Pentru determinarea expresiei lui  $S_\beta$ , se pune condiția:

$$\Delta P_{T2} = \Delta P_{T12}, \quad (4.85)$$

în care:

$$\begin{aligned} \Delta P_{T2} &= \Delta P_{Fe2} + \left( \frac{S}{S_{n2}} \right)^2 \Delta P_{Cun2}; \\ \Delta P_{T12} &= \Delta P_{Fe1} + \Delta P_{Fe2} + \left( \frac{S_1}{S_{n1}} \right)^2 \Delta P_{Cun1} + \left( \frac{S_2}{S_{n2}} \right)^2 \Delta P_{Cun2}, \end{aligned} \quad (4.86)$$

unde  $\alpha_1=S_1/S_{n1}$  și  $\alpha_2=S_2/S_{n2}$  reprezintă factorii de încărcare ai celor două transformatoare, la funcționarea în paralel. Este evident că sarcina totală a stației este  $S=S_1+S_2$ .

Înainte de a pune condiția (4.85), se va exprima  $\Delta P_{T12}$  în funcție de

sarcina totală  $S$ . Pentru aceasta se ține seama că la funcționarea în paralel a două transformatoare cu puteri diferite, acestea se vor încărca astfel încât raportul coeficienților de încărcare să fie egal cu raportul invers al tensiunilor de scurtcircuit ale transformatoarelor, deci:

$$\frac{S_1}{S_{n1}} = \frac{u_{sc2}}{u_{sc1}} \cdot \frac{S_2}{S_{n2}} \quad (4.87)$$

Ținând seama și de relația  $S=S_1+S_2$ , se obține:

$$\frac{S_1}{S_{n1}} = \frac{u_{sc2} S}{u_{sc1} S_{n2} + u_{sc2} S_{n1}}; \quad (4.88)$$

$$\frac{S_2}{S_{n2}} = \frac{u_{sc1} S}{u_{sc1} S_{n2} + u_{sc2} S_{n1}}.$$

Din condiția (4.85), ținând seama de relațiile (4.86) și (4.88), se obține:

$$S_\beta = \sqrt{\frac{\Delta P_{Fe1}}{(1-k_2^2) \frac{\Delta P_{Cun2}}{S_{n2}^2} - k_1^2 \frac{\Delta P_{Cun1}}{S_{n1}^2}}}, \quad (4.89)$$

în care:

$$k_1 = \frac{S_1}{S} = \frac{u_{sc2} S_{n1}}{u_{sc1} S_{n2} + u_{sc2} S_{n1}};$$

$$k_2 = \frac{S_2}{S} = \frac{u_{sc1} S_{n2}}{u_{sc1} S_{n2} + u_{sc2} S_{n1}}$$

sunt coeficienții de repartizare a puterii totale pe cele două transformatoare în paralel;

▪ la sarcini mai mari decât  $S_\beta$  se va funcționa cu ambele transformatoare în paralel deoarece, așa cum reiese și din figura 4.9, acest regim conduce la pierderi minime de putere.

În cazul a două transformatoare identice:

$$S_\alpha = 0; \quad S_\beta = S_n \sqrt{\frac{2\Delta P_{Fe}}{\Delta P_{Cun}}}. \quad (4.90)$$

Dacă se iau în considerare pierderile active suplimentare în rețeaua de alimentare, datorate tranzitului puterii reactive consumate de transformatoare, pentru două transformatoare identice, se obține:

$$S'_\beta = S_n \sqrt{\frac{2(\Delta P_{Fe} + \lambda \Delta Q_{Fe})}{\Delta P_{Cun} + \lambda \Delta Q_{Cun}}}. \quad (4.91)$$

B. Cazul unei stații cu mai multe transformatoare de aceeași putere.

Valoarea sarcinii la care este avantajoasă trecerea de la funcționarea cu N transformatoare în paralel la regimul cu (N+1) transformatoare în paralel se stabilește din condiția egalității pierderilor, în cele două situații de funcționare.

Pierderile totale de putere la funcționarea cu N transformatoare în paralel se determină având în vedere (4.79):

$$\Delta P_{tN} = N(\Delta P_{Fe} + \lambda \Delta Q_{Fe}) + N(\Delta P_{Cun} + \lambda Q_{Cun}) \left( \frac{S'}{S_n} \right)^2, \quad (4.92)$$

în care S' reprezintă sarcina cu care se încarcă fiecare transformator. Ea se poate exprima în funcție de sarcina totală S, prin relația  $S' = S/N$ , care introdusă în (4.92), conduce la:

$$\Delta P_{tN} = N(\Delta P_{Fe} + \lambda \Delta Q_{Fe}) + \frac{\Delta P_{Cun} + \lambda Q_{Cun}}{N} \left( \frac{S}{S_n} \right)^2 = Na + \frac{b}{N} S^2, \quad (4.93)$$

unde:  $a = \Delta P_{Fe} + \lambda \Delta Q_{Fe}$  și  $b = (1/S_n^2)(\Delta P_{Cun} + \lambda \Delta Q_{Cun})$ .

Pierderile totale de putere la funcționarea cu N+1 transformatoare în paralel se exprimă printr-o relație similară:

$$\Delta P_{t(N+1)} = (N+1)a + \frac{b}{N+1} S^2. \quad (4.94)$$

În acest caz, trecerea de la N la N+1 transformatoare, adică cuplarea celui de-al (N+1)-lea transformator, este economică dacă:

$$\Delta P_{t(N+1)} \leq \Delta P_{tN}, \quad (4.95)$$

respectiv dacă sarcina S pe stație satisface relația:

$$S \geq S_n \sqrt{N(N+1) \frac{\Delta P_{Fe} + \lambda \Delta Q_{Fe}}{\Delta P_{Cun} + \lambda \Delta Q_{Cun}}}. \quad (4.96)$$

Această relație reprezintă generalizarea expresiei (4.91).

În mod similar, trecerea de la N la N-1 transformatoare, adică decuplarea unui transformator, este economică dacă:

$$S \leq S_n \sqrt{(N-1)N \frac{\Delta P_{Fe} + \lambda \Delta Q_{Fe}}{\Delta P_{Cun} + \lambda \Delta Q_{Cun}}}. \quad (4.97)$$



Pentru a stabili influența echivalentului energetic  $\lambda$  asupra sarcinii economice (4.96), se calculează  $S'_\lambda = \partial S / \partial \lambda$ :

$$S'_\lambda = S_n \sqrt{N(N+1)} \frac{\Delta P_{\text{Cun}} \Delta Q_{\text{Fe}} - \Delta P_{\text{Fe}} \Delta Q_{\text{Cun}}}{2 \sqrt{(\Delta P_{\text{Fe}} + \lambda \Delta Q_{\text{Fe}})(\Delta P_{\text{Cun}} + \lambda \Delta Q_{\text{Cun}})^3}}. \quad (4.98)$$

Pe baza relației (4.98) se pot face următoarele precizări:

▪ dacă  $(\Delta P_{\text{Cun}} / \Delta P_{\text{Fe}}) > (\Delta Q_{\text{Cun}} / \Delta Q_{\text{Fe}})$ , atunci  $S'_\lambda > 0$ , deci funcția  $S(\lambda)$  este crescătoare, ceea ce înseamnă că, în acest caz, creșterea lui  $\lambda$  implică creșterea lui  $S$ ;

▪ dacă  $\Delta P_{\text{Cun}} / \Delta P_{\text{Fe}} = \Delta Q_{\text{Cun}} / \Delta Q_{\text{Fe}}$ , atunci  $S'_\lambda = 0$ , deci funcția  $S(\lambda)$  este constantă, ceea ce înseamnă că  $S$  nu depinde de  $\lambda$ ;

▪ dacă  $(\Delta P_{\text{Cun}} / \Delta P_{\text{Fe}}) < (\Delta Q_{\text{Cun}} / \Delta Q_{\text{Fe}})$ , atunci  $S'_\lambda < 0$ , deci funcția  $S(\lambda)$  este descrescătoare, ceea ce înseamnă că, în acest caz, creșterea lui  $\lambda$  implică micșorarea lui  $S$ .

Pentru transformatoarele de mare putere (10, 25, 40, 63 MVA) din stațiile de distribuție de 110 kV/MT este îndeplinită condiția  $(\Delta P_{\text{Cun}} / \Delta P_{\text{Fe}}) < (\Delta Q_{\text{Cun}} / \Delta Q_{\text{Fe}})$ , deci sarcina maximă optimă scade odată cu creșterea valorii echivalentului energetic  $\lambda$ . Pentru transformatoarele de MT/JT, la care este îndeplinită condiția  $(\Delta P_{\text{Cun}} / \Delta P_{\text{Fe}}) > (\Delta Q_{\text{Cun}} / \Delta Q_{\text{Fe}})$ , sarcina maximă optimă crește odată cu creșterea valorii echivalentului energetic  $\lambda$ .

Aplicarea în exploatare a acestei măsuri conduce la reducerea pierderilor pe stație cu 10÷30% [1].

**Echilibrarea încărcării fazelor rețelei.** Încărcarea neuniformă a fazelor este caracteristică rețelelor de distribuție de joasă tensiune și conduce la creșterea pierderilor de putere și de energie.

Gradul de dezechilibrare a fazelor rețelei poate fi evaluat prin coeficientul de dezechilibrare. Pentru tronsonul  $i$  de rețea, coeficientul de dezechilibrare  $N_i$  se determină cu relația [1]:

$$N_i^2 = \frac{1}{3} \left[ \left( \frac{I_{\text{Ai}}}{I_{\text{medi}}} \right)^2 + \left( \frac{I_{\text{Bi}}}{I_{\text{medi}}} \right)^2 + \left( \frac{I_{\text{Ci}}}{I_{\text{medi}}} \right)^2 \right], \quad (4.99)$$

unde:

- $I_{\text{Ai}}, I_{\text{Bi}}, I_{\text{Ci}}$  sunt curenții din fazele tronsonului  $i$ ;
- $I_{\text{medi}}$  - valoarea medie a curenților din fazele tronsonului  $i$ .

Pierderile de putere pe tronsonul  $i$  se calculează cu relația [1]:

$$\Delta P_i = k_i k_{si} I_{medi}^2 R_i, \quad (4.100)$$

în care:

- $k_i$  reprezintă numărul conductoarelor de fază pe tronsonul  $i$ ;
- $R_i$  - rezistența conductorului de fază pe tronsonul  $i$ ;
- $k_{si}$  - coeficient de corecție pentru considerarea neuniformității încărcării fazelor, a cărui valoare se determină astfel:
  - $k_{si}=1$ , pentru liniile cu două conductoare;
  - $k_{si} = N_i^2$ , pentru liniile cu trei conductoare;
  - $k_{si} = N_i^2 \left( 1 + 1,5 \frac{R_{0i}}{R_{fi}} \right) - 1,5 \frac{R_{0i}}{R_{fi}}$ , pentru liniile cu patru conductoare,

unde  $R_{0i}$  și  $R_{fi}$  reprezintă rezistențele conductoarelor de nul, respectiv de fază ale tronsonul  $i$ .

În exploatare, trebuie urmărită sistematic asimetria curenților și a tensiunilor, iar dacă curentul din conductorul de nul al rețelei cu patru conductoare, pe prima porțiune, depășește 15÷20 A, se impune redistribuirea sarcinilor pe faze.

Măsura de simetrizare a sarcinii rețelelor de distribuție trebuie avută în vedere încă din faza de proiectare a acestora. În acest scop este recomandată utilizarea transformatoarelor coborâtoare din posturile de transformare cu conexiunea triunghi-zigzag. Conexiunea în zigzag a înfășurărilor de joasă tensiune ale transformatoarelor contribuie la echilibrarea curenților pe liniile de alimentare ale acestora (amonte) atunci când curenții receptoarelor (aval) sunt dezzechilibrați.

#### 4.4.2. Măsură de reducere a pierderilor de energie care necesită investiții pentru aplicare

**Creșterea tensiunii nominale a rețelelor electrice** este legată de investiții suplimentare și de un mare volum de lucrări. Această măsură este eficientă economic dacă izolația rețelelor respective permite creșterea tensiunii de (1,5-2) ori față de tensiunea actuală de serviciu. Rețelele care permit o astfel de creștere a tensiunii sunt rețelele subterane de joasă și medie tensiune (se poate trece de la 220 V la 380 V, între faze, sau de la 5 la 6 kV), cele aeriene de joasă tensiune, iar în unele cazuri și cele de medie tensiune (de exemplu se poate trece de la 6 la 10 kV).

**Mărirea secțiunii conductoarelor în timpul exploatării, odată cu creșterea sarcinii**, este justificată numai dacă densitatea efectivă a curentului depășește densitatea economică. Mărirea secțiunii se poate face fie prin

înlocuirea conductoarelor uzate cu altele de secțiuni superioare, fie prin dublarea unor circuite.

Pentru evitarea unor astfel de lucrări, care necesită investiții suplimentare, este foarte importantă alegerea corectă a secțiunii conductoarelor la proiectarea liniilor, care trebuie să țină seama de perspectiva dezvoltării consumatorilor și a sistemului electroenergetic pe o perioadă de (5÷10) ani.

**Compensarea puterii reactive sau îmbunătățirea factorului de putere** este o metodă importantă de reducere a pierderilor de energie în rețele prin micșorarea circulației de putere reactivă prin elementele rețelei.

Reducerea circulației de putere reactivă prin rețele simplifică reglajul tensiunii.

Compensarea puterii reactive face obiectul unui capitol separat.

### BIBLIOGRAFIE

1. Albert, H. *Pierderi de putere și energie în rețelele electrice. Determinare. Măsură de reducere*. Editura Tehnică, București, 1984.
2. Albert H. și Florea I. *Alimentarea cu energie electrică a întreprinderilor industriale*. Editura Tehnică, București, 1987.
3. Bercovici M., Arie A., Poată A. *Rețele electrice. Calculul electric*. Editura Tehnică, București, 1974.
4. Buta A. *Transportul și distribuția energiei electrice*. Centrul de multiplicare al Institutului Politehnic „Traian Vuia” Timișoara. 1991.
5. Dușa, V., Gheju, P. *Întocmirea și analiza bilanșurilor electroenergetice*. Editura Orizonturi universitare, Timișoara, 2007.
6. Iacobescu Gh. ș.a. *Rețele și sisteme electrice*. Editura Didactică și Pedagogică, București, 1979.
7. Peter D.C., Tîrnovan R.A. *Transportul și distribuția energiei electrice*. Editura UTPRESS, Cluj-Napoca, 2014.
8. Poată A. ș.a. *Transportul și distribuția energiei electrice*. Editura Didactică și Pedagogică, București, 1981.

## **Capitolul 5**

### **COMPENSAREA PUTERII REACTIVE ÎN INSTALAȚIILE ELECTRICE DE DISTRIBUȚIE**

#### **Cuprins**

5. Compensarea puterii reactive în instalațiile electrice de distribuție .....	154
5.1. Surse și consumatori de putere reactivă .....	157
5.1.1. Surse de putere reactivă.....	157
5.1.2. Consumatori de putere reactivă.....	161
5.2. Măsuri pentru reducerea consumului de putere reactivă .....	164
5.2.1. Îmbunătățirea factorului de putere pe cale naturală .....	164
5.2.2. Îmbunătățirea factorului de putere pe cale artificială.....	167
5.3. Baterii de condensatoare.....	168
5.3.1. Amplasarea bateriilor de condensatoare.....	169
5.3.2. Dimensionarea bateriilor de condensatoare .....	170
5.3.3. Conectarea și deconectarea bateriilor de condensatoare .....	177
5.3.4. Descărcarea bateriilor de condensatoare .....	180
5.3.5. Echipamentul electric și scheme de principiu ale bateriilor de condensatoare .....	182
5.3.6. Compensarea puterii reactive în nodurile cu regim deformant .	184
5.3.7. Criterii și calcule tehnico-economice pentru alegerea variantei optime de compensare .....	188
Bibliografie.....	191

## 5. COMPENSAREA PUTERII REACTIVE ÎN INSTALAȚIILE ELECTRICE DE DISTRIBUȚIE

Sarcina reactivă a unui sistem electroenergetic se compune din puterea de magnetizare cerută de echipamentul electric al consumatorilor și cea necesară pentru transportul și distribuția energiei electrice, prin linii și transformatoare.

Având în vedere că sarcina inductivă a consumatorilor reprezintă cca. 0,75 kvar/kW, iar pierderile de putere reactivă în instalațiile de transport și distribuție sunt de cca. 0,25 kvar/kW, rezultă că, la nivelul sistemului, necesarul de putere reactivă este de același ordin de mărime cu sarcina activă.

În regim sinusoidal, la o putere activă dată, puterea reactivă absorbită de un consumator sau tranzitată printr-un element de rețea determină valoarea factorului de putere la bornele consumatorului, respectiv la bornele elementului de rețea. Această afirmație decurge din însăși relația de definiție a factorului de putere, cunoscută din electrotehnică:

$$K = \frac{P}{S} = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}}, \quad (5.1)$$

în care  $P$ ,  $Q$  și  $S$  reprezintă puterile activă, reactivă și, respectiv, aparentă.

În cazul consumatorilor monofazați sau trifazați echilibrați:

$$K = \cos \varphi, \quad (5.2)$$

unde  $\varphi$  este unghiul de defazaj dintre tensiune și curent, același pe cele trei faze, în situația menționată.

Din relația (5.1) se observă că factorul de putere este subunitar, fiind cu atât mai mare cu cât puterea reactivă solicitată este mai mică, deci compensarea puterii reactive este echivalentă cu îmbunătățirea factorului de putere.

Îmbunătățirea factorului de putere al instalațiilor prezintă mai multe avantaje tehnice și economice, cele mai importante fiind următoarele:

➤ *Reducerea pierderilor de putere activă în linii.* În cazul transportului unei sarcini  $\underline{S} = P + jQ$ , printr-o linie cu rezistența pe fază  $R$ , pierderile de putere activă se calculează cu relația (4.21):

$$\Delta P = R \frac{P^2 + Q^2}{U^2} = R \frac{P^2}{U^2} + R \frac{Q^2}{U^2} = \Delta P_a + \Delta P_r.$$

Componenta  $\Delta P_r$ , care reprezintă pierderile datorate tranzitării puterii reactive, este proporțională cu pătratul puterii reactive și reprezintă între 5 și 40% din totalul pierderilor.

Din relația precedentă se observă că pierderile de putere activă sunt cu atât mai mici cu cât puterea reactivă tranzitată este mai mică, respectiv factorul de putere este mai mare;

➤ *Reducerea căderilor de tensiune.* Acest lucru se poate pune în evidență folosind expresia căderii de tensiune într-o rețea care alimentează un consumator (rel. 3.15):

$$\Delta U = \frac{RP + XQ}{U_n},$$

din care rezultă că reducerea (compensarea) puterii reactive tranzitate  $Q$  implică micșorarea lui  $\Delta U$ ;

➤ *Reducerea secțiunii conductoarelor liniilor electrice.* Cu cât puterea reactivă tranzitată prin linie este mai mică cu atât mai mică va fi puterea aparentă, respectiv curentul, secțiunea conductorului reducându-se în mod corespunzător.

În tabelul 5.1 se dă factorul de multiplicare a secțiunii transversale a conductoarelor liniei atunci când factorul de putere scade de la 1 la 0,4 [8].

Tabelul 5. 1. Factorul de multiplicare a secțiunii transversale a conductorului în funcție de  $\cos\varphi$  [8]

Factorul de multiplicare a secțiunii transversale a conductorului	1	1,25	1,67	2,5
$\cos\varphi$	1	0,8	0,6	0,4

➤ *Creșterea capacității de transport și distribuție a rețelei.* Elementele rețelei (linii, transformatoare) se dimensionează pentru o anumită putere aparentă nominală  $S_n$ .

Când rețeaua funcționează la un factor de putere  $\cos\varphi$ , puterea activă care poate fi transportată se calculează cu relația:

$$P = S_n \cos \varphi . \quad (5.3)$$

Dacă se îmbunătățește factorul de putere la  $\cos \varphi' > \cos \varphi$  puterea activă care poate fi transportată crește la valoarea:

$$P' = S_n \cos \varphi' > P . \quad (5.4)$$

➤ *Reducerea facturilor de energie electrică.* Compensarea puterii reactive la consumator permite reducerea notelor de plată la electricitate prin menținerea consumului de putere reactivă sub o anumită valoare, agreată

prin contractul cu furnizorul de energie.

Operatorul de distribuție a energiei electrice livrează consumatorului energie reactivă gratis, dacă factorul de putere mediu al consumatorului, realizat într-un interval de decontare, de regulă 1 lună, este mai mare sau egal cu factorul de putere neutral ( $\cos\varphi_{\text{neutral}}=0,92$ ).

Factorul de putere mediu ( $\cos\varphi_{\text{med}}$ ), realizat într-un interval de decontare, se determină pe baza energiei electrice active ( $W$ ), consumate din rețea și a energiei electrice reactive ( $W_r$ ), tranzitate prin punctul de decontare, în acel interval de decontare, cu formula:

$$\cos\varphi_{\text{med}} = \frac{W}{\sqrt{W^2 + W_r^2}} . \quad (5.5)$$

Dacă factorul de putere mediu este mai mic decât cel neutral, energia reactivă facturată ( $W_r$  facturată), pe care utilizatorul va trebui să o plătească, se calculează ca diferență dintre energia reactivă măsurată ( $W_r$  măsurată) în intervalul de decontare și energia reactivă calculată pentru intervalul de decontare, aferentă factorului de putere neutral :

$$W_{r \text{ facturată}} = W_{r \text{ măsurată}} - W_{r \text{ măsurată}} \cdot \text{tg}(\arccos(0,92)) , \quad (5.6)$$

în care  $W_{r \text{ măsurată}}$  este energia activă măsurată în intervalul de decontare.

Prețul energiei electrice reactive este [10]:

- prețul reglementat, aprobat de autoritatea competentă, pentru un factor de putere mediu, realizat în intervalul de decontare, mai mic decât factorul de putere neutral și mai mare sau egal cu 0,65;
- de trei ori prețul reglementat, aprobat de autoritatea competentă, pentru un factor de putere mediu, realizat în intervalul de decontare, mai mic decât 0,65.

Prețurile reglementate pentru energia electrică reactivă se stabilesc având în vedere creșterea pierderilor de energie electrică activă din rețelele publice ca urmare a tranzitului de energie electrică reactivă.

Prețul reglementat al energiei electrice reactive, aprobat de autoritatea competentă pentru anul  $t$ , pentru un operator de rețea, se stabilește ca fiind 30 % din prețul mediu estimat al energiei electrice active pentru acoperirea pierderilor proprii tehnologice, aprobat de autoritatea competentă pentru anul  $t-1$  [10].

Există și unele excepții legate de plata energiei reactive. Astfel, nu se plătește energia electrică aferentă [10]:

- consumului de energie electrică al clienților casnici și asimilați acestora, cu putere aprobată de cel mult 30 kW;
- consumului de energie al unui consumator dispescerizabil, dacă în perioa-

da de decontare realizează reglaj de tensiune/putere reactivă la dispoziția și în parametrii solicitați de dispecerul energetic (consumatorul dispecerizabil este un consumator calificat tehnic pentru reglajul tensiunii/puterii reactive în conformitate cu reglementările în vigoare);

- consumului de energie electrică al unui loc de producere, loc de consum și producere sau loc de consum, care în contractul încheiat cu operatorul de rețea contribuie la îmbunătățirea nivelului de tensiune prin puterea reactivă injectată/absorbită în rețea;
- consumului de energie electrică pentru serviciile interne din stațiile electrice ale operatorilor de rețea.

## 5.1. SURSE ȘI CONSUMATORI DE PUTERE REACTIVĂ

### 5.1.1. Surse de putere reactivă

În prezent, drept surse de putere reactivă în sistemele electroenergetice, se folosesc: generatoarele din centrale, compensatoarele sincrone, compensatoarele statice și bateriile de condensatoare, care asigură și reglează bilanțul puterilor reactive în sistem. În rețelele industriale se utilizează ca surse de putere reactivă și motoarele sincrone.

*Generatoarele electrice din centrale* constituie principala sursă de putere reactivă în cadrul sistemelor electroenergetice slab dezvoltate.

Posibilitatea de furnizare a puterii reactive de către un generator electric este în mod esențial fixată prin valoarea adoptată pentru factorul de putere nominal, valoare care are repercusiuni asupra dimensiunilor, costului și nivelului de pierderi ale mașinii.

Pentru sistemele electroenergetice mai dezvoltate, caracterizate prin creșterea lungimii și a tensiunii liniilor de transport, ponderea generatoarelor, ca surse de putere reactivă, scade simțitor în favoarea altor mijloace de producere a puterii reactive. Această tendință se explică prin faptul că producerea centralizată de putere reactivă în marile centrale ale SEN, îndepărtate de punctele de consum, este o soluție dezavantajoasă din punct de vedere tehnic și economic. În acest caz este economic să se transporte prin linii o putere reactivă redusă, deficitul urmând a fi compensat prin surse locale, la consumatori.

În cadrul SEN, pentru generatoarele din centralele industriale, având puteri unitare de (3÷25) MW, se adoptă valori ale factorului de putere,  $\cos\varphi_n$ , cuprinse între 0,75 și 0,8, iar pentru generatoarele din centralele sistemului, având  $P_n \geq 150$  MW, se adoptă  $\cos\varphi_n \geq 0,85$ .

Adoptarea unui factor de putere relativ redus pentru generatoarele din centralele industriale (locale) se justifică din punct de vedere tehnico-



economic deoarece acestea furnizează puterea reactivă necesară consumatorilor din imediata apropiere a centralei.

Din punctul de vedere al stabilității se consideră că este suficient ca generatoarele din centralele sistemului să debiteze puterea reactivă necesară pentru serviciile interne, transformatoarele ridicătoare și jumătate din puterea reactivă necesară liniilor de transport.

*Compensatoarele sincrone* sunt mașini sincrone care funcționează în gol. Ele consumă putere activă din rețea și produc sau consumă putere reactivă, în funcție de regimul de excitație.

Compensatoarele sincrone s-au utilizat pentru compensarea puterii reactive și reglajul tensiunii în rețelele de transport de 220 și 400 kV, unde se cer calități deosebite de reglaj, variație a puterii reactive în ambele sensuri, reglaj fin și elastic al tensiunii într-o bandă largă, ameliorare a stabilității în regimuri cu nivel scăzut de tensiune.

Se pot utiliza în regim de compensator sincron și generatoare sincrone care nu sunt utilizate pentru producerea de putere activă (grupuri ce urmează a se casa sau grupuri hidro înafara orelor de vârf).

Avantajele utilizării compensatoarelor sincrone sunt [6]:

- reglajul fin și continuu al puterii reactive generate;
- puterea reactivă generată nu depinde de nivelul de tensiune din rețea;
- pot absorbi putere reactivă (în regim subexcitat) în limitele a  $0,5 Q_n$ , contribuind astfel, în caz de necesitate, la reglajul tensiunii în nodul respectiv.

Printre dezavantajele compensatoarelor sincrone se pot enumera [6]:

- consumuri importante de putere activă ( $12 \div 15$ ) kW/Mvar);
- exploatare mai complicată, proprie mașinilor rotative;
- fiabilitate mai redusă în comparație cu instalațiile statice.

În prezent, în majoritatea țărilor cu sisteme electroenergetice dezvoltate nu se mai utilizează compensatoare sincrone, acestea fiind înlocuite cu compensatoare statice, care prezintă o fiabilitate mai bună și o exploatare mai economică.

*Compensatoarele statice* sunt echipamente cu reglare automată, realizate din baterii de condensatoare sau filtre de armonici și bobine, reglate să poată funcționa inductiv și capacitiv pentru compensarea puterii reactive în nodurile în care sunt instalate.

*Motoarele sincrone.* Pentru determinarea puterii reactive maxime care poate fi furnizată de un motor sincron (în regim supraexcitat), în funcție de sarcina activă  $P$ , se apelează la datele de catalog sau la curbele în  $V$ , puse la dispoziție de fabrica constructoare. În lipsa acestora, pentru valori ale coeficientului de încărcare cu putere activă  $\alpha_M = P/P_n = (0,5 \div 1)$ , se poate utiliza relația [1]:

$$q_{\max} \approx [\sin \varphi_n + 0,42(1 - \alpha_M)]100, \quad (5.7)$$

în care:  $q_{\max}$  este puterea reactivă maximă disponibilă, în procente din  $S_n$ , iar  $\sin \varphi_n = Q_n/S_n$ .

Pierderile suplimentare de putere activă rezultate ca urmare a producerii puterii reactive  $Q$ , pot fi determinate cu relația [1]:

$$\Delta P = k_1 \frac{Q}{Q_n} + k_2 \left( \frac{Q}{Q_n} \right)^2, \quad (5.8)$$

în care:

- $k_1$  și  $k_2$  sunt coeficienți ce depind de parametrii constructivi ai mașinii și sunt dați în catalogul furnizorului;
- $Q$  - puterea reactivă produsă;
- $Q_n$  - puterea reactivă corespunzătoare factorului de putere nominal.

Pentru o utilizare rațională a motoarelor sincrone este necesar ca:

- în exploatare, să fie determinat regimul optim de excitație al motoarelor sincrone existente, care să conducă la minimizarea pierderilor de putere activă în mașini și în rețele, în funcție de puterea reactivă produsă;
- în proiectare, să se recurgă la alegerea motorului sincron ca sursă de putere reactivă, în vederea compensării factorului de putere numai dacă, în urma calculului tehnico-economic, această alegere rezultă avantajoasă în comparație cu folosirea motorului asincron, prevăzut cu baterii de condensatoare la borne.

*Bateriile de condensatoare derivație (șunt)*, ca surse de putere reactivă, se recomandă a fi montate în stațiile (de sistem) de 110 kV precum și la consumatori, pe partea de medie sau joasă tensiune.

Bateriile de condensatoare rezultă din compunerea condensatoarelor în serie, paralel sau mixt, în vederea realizării unor sisteme trifazate, care să furnizeze puterea reactivă necesară.

Utilizarea pe scară largă a bateriilor de condensatoare, ca surse de putere reactivă, se explică prin următoarele avantaje:

- investiții reduse;
- pierderi mici de putere activă;
- exploatare simplă, lipsind piesele în mișcare;
- fiabilitate ridicată.

Principalele dezavantaje ale condensatoarelor sunt:

- puterea reactivă furnizată este în funcție de pătratul tensiunii de alimentare ( $Q = \omega C U^2$ );
- puterea reactivă generată de bateria de condensatoare poate fi reglată numai în trepte;

➤ în rețelele cu consumatori deformanți, bateria de condensatoare accentuează deformarea undei de tensiune și favorizează fenomenele de rezonanță. În astfel de rețele, bateriile instalate trebuie să fie prevăzute cu filtre de armonici.

Bateriile de condensatoare sunt realizate atât cu condensatoare impregnate în ulei de tip MPP cât și cu condensatoare uscate de tip MKP.

Condensatoarele de tip MPP au electrozi din hârtie metalizată pe ambele părți, dielectricul fiind din polipropilenă impregnată în vid cu uleiuri minerale nepoluante. Ele se caracterizează prin [13]:

- rezistență mărită la supracurenți și la fenomenele tranzitorii din timpul conectării;
- durată de viață ridicată, siguranță mărită în funcționare;
- pierderi mici, temperaturi de funcționare ridicate.

Bateriile de condensatoare de tip MPP se pot utiliza în sisteme de alimentare care se caracterizează prin frecvență de comutație ridicată, supra-tensiuni de comutație mari și prin prezența masivă a armonicilor superioare, când în serie cu bateriile se montează bobine de amortizare, dimensionate corespunzător.

Condensatoarele uscate, de tip MKP sunt formate din două role de folie din polipropilenă metalizată. Se caracterizează prin [13]:

- dimensiuni de gabarit mici;
- greutate mică;
- rezistență mărită la efectele comutațiilor frecvente.

Elementele capacitive, montate în cutii cilindrice de aluminiu, sunt umplute cu materiale uscate, de origine vegetală, care nu prezintă nici o problemă ecologică. Carcasa condensatorului este protejată împotriva exploziei cu deconector de suprapresiune. Acesta asigură deconectarea în siguranță a condensatorului de la rețea în timpul scurtcircuitelor sau la sfârșitul duratei de viață.

Bateriile de condensatoare de tip MKP sunt satisfăcătoare, mai ales în sisteme cu armonici reduse, când se utilizează echipamente de compensare fără amortizare.

Ambele tipuri de condensatoare au capacitate mărită de autoreparare. Astfel, la apariția în condensator a unui curent mai mare decât cel normal dar insuficient pentru acționarea protecției (de exemplu datorită unor scurgeri microscopice în stratul dielectric), defectul se rezolvă prin refacerea izolației datorită încălzirii locale produsă de curentul de scurgere adică prin autocicatrizare.

În tabelul 5.2 se prezintă parametrii tehnici ai bateriilor de condensatoare de tip MPP și MKP [13].

Tabelul 5.2. Parametrii tehnici ai bateriilor de condensatoare de tip MPP și MKP

Parametrii tehnici	MPP	MKP
Toleranța capacității	±5%	±5%
Temperatura de funcționare		-25 °C÷50°C
Curentul maxim admisibil	1,8×I <sub>nc</sub>	1,3×I <sub>nc</sub>
Pierderi pe condensatoare	0,3 W/kvar	0,3÷0,4 W/kvar
Durata de viață	>130000 h	100000 h

### 5.1.2. Consumatori de putere reactivă

Din totalul puterii reactive cerute de consumatori, (65÷70) % este absorbită de motoarele asincrone, (20÷25) % de transformatoare, iar restul de 10 % de linii electrice și alte receptoare inductive (bobine de reactanță, lămpi cu descărcări în gaze, cuptoare cu arc, echipamente electronice de putere etc.).

*Motoarele asincrone* constituie clasa cea mai importantă în cadrul consumatorilor de putere reactivă din rețelele electrice, atât prin numărul mare cât și prin valoarea ridicată a puterii reactive absorbite de acestea.

Puterea reactivă absorbită de un motor asincron se poate determina cu relația [6]:

$$Q = \frac{1}{4} B^2 f \frac{1}{\mu_0} \left( \frac{V}{\mu_r} + V_0 \right), \quad (5.9)$$

în care:

- B este inducția magnetică în întrefier;
- $\mu_0$  - permeabilitatea întrefierului;
- $\mu_r$  - permeabilitatea relativă a miezului magnetic;
- V - volumul circuitului magnetic;
- $V_0$  - volumul întrefierului;
- f - frecvența.

Analizând relația (5.9) se pot preciza principalele cauze care determină consumul de putere reactivă la motoarele asincrone. Acestea se pot grupa în cauze de fabricație și cauze de exploatare.

Cauzele de fabricație se referă la:

- mărimea întrefierului, caracterizată prin volumul său  $V_0$ , limitată inferior din considerente mecanice, de siguranță în funcționare, de montaj și uzura lagărelor etc.;
- calitatea tolelor. Folosirea unor tole de calitate inferioară, având un  $\mu_r$  mic, determină creșterea consumului de putere reactivă și implicit reducerea factorului de putere;
- scăderea turației nominale a motorului pentru aceeași putere nominală,

fapt ce conduce la creșterea puterii reactive absorbite, deoarece dimensiunile motorului, deci și volumul circuitului magnetic  $V$ , cresc când turația nominală se micșorează.

Principalele cauze de exploatare sunt:

- calitatea necorespunzătoare a reparațiilor motoarelor asincrone, care poate determina o mică modificare a caracteristicilor constructive (mărima întrefierului, numărul de spire ale bobinajului), având drept consecință scăderea sensibilă a factorului de putere;
- funcționarea motoarelor asincrone la un coeficient de încărcare redus conduce, de asemenea, la creșterea consumului de putere reactivă. Puterea reactivă absorbită de motor, pentru o sarcină activă  $P$  la arbore, se exprimă prin relația cunoscută din studiul mașinilor electrice:

$$Q = Q_0 + Q_s = Q_n [a + (1 - a)\alpha_M^2], \quad (5.10)$$

în care:

- $Q_0 = \sqrt{3} U_n I_0$  este puterea reactivă de mers în gol, independentă de sarcină;
- $Q_s$  - puterea reactivă corespunzătoare câmpurilor magnetice de scăpări, dependentă de sarcină;
- $\alpha_M = P/P_n$  - coeficientul de încărcare a motorului;
- $Q_n$  - puterea reactivă consumată la sarcină nominală;
- $a = Q_0/Q_n$  - valoarea relativă a puterii reactive de mers în gol, raportată la puterea reactivă corespunzătoare sarcinii nominale;
- $(1-a)Q_n$  - puterea reactivă de scăpări la sarcină nominală.

Dacă în relația (5.1) a factorului de putere se înlocuiește expresia (5.10) se obține:

$$\cos \varphi = \frac{\alpha_M}{\sqrt{\alpha_M^2 + \operatorname{tg}^2 \varphi_n [a + (1 - a)\alpha_M^2]^2}}, \quad (5.11)$$

în care:

$$\operatorname{tg} \varphi_n = \frac{Q_n}{P_n} = \sqrt{\frac{1}{\cos^2 \varphi_n} - 1}, \quad (5.12)$$

$\cos \varphi_n$  reprezentând factorul de putere la sarcină nominală.

Cu relația (5.11), în figura 5.1 s-au trasat curbele  $\cos \varphi = f(\alpha_M)$  pentru diferite tipuri de motoare asincrone, considerând  $a=0,65$  și luând drept parametru factorul de putere nominal  $\cos \varphi_n$  al motorului.

Din curbele trasate se constată că factorul de putere se reduce foarte mult odată cu micșorarea coeficientului de încărcare a motorului; reducerea

factorului de putere este mai mică la motoarele care au un factor de putere nominal mai mare, la aceeași scădere relativă a coeficientului de încărcare;

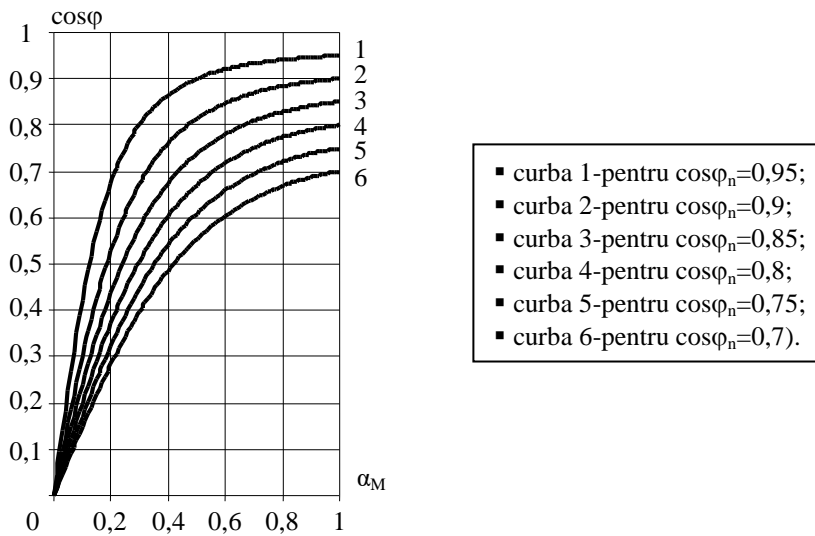


Fig. 5. 1. Variația factorului de putere în funcție de coeficientul de încărcare a motorului.

➤ creșterea tensiunii de alimentare a motoarelor asincrone conduce la creșterea puterii reactive absorbite deoarece se mărește curentul de magnetizare, cu atât mai mult cu cât motorul este mai saturat.

*Transformatoarele electrice.* Spre deosebire de motoarele asincrone, la transformatoarele întrefierul poate fi redus la valori neglijabile, astfel că expresia puterii reactive (5.9) devine [6]:

$$Q = \frac{1}{4} B^2 f \frac{V}{\mu_r \mu_0} \quad (5.13)$$

Din această expresie rezultă că la transformatoare are o importanță deosebită calitatea magnetică a tolelor, care determină, în ultimă instanță, nivelul puterii reactive, respectiv valoarea factorului de putere.

Conform relației (4.56) puterea reactivă consumată în transformator  $\Delta Q_T$ , la tranzitarea sarcinii  $S$ , are expresia:

$$\Delta Q_T = \frac{i_0}{100} S_n + \frac{u_{sc}}{100} S_n \alpha_T^2 = \Delta Q_0 + \Delta Q_{Cun} \alpha_T^2 \quad (5.14)$$

unde:

- $\Delta Q_0 = (i_0 / 100) S_n$  reprezintă pierderilor reactive de mers în gol;
- $\Delta Q_{Cu} = \Delta Q_{Cun} \alpha_T^2$  - pierderile reactive în sarcină;

- $\Delta Q_{\text{Cun}} = (u_{\text{sc}} / 100) S_n$  - pierderile reactive în cupru, corespunzătoare sarcinii nominale;
- $\alpha_T = S / S_n$  - coeficientul de încărcare a transformatorului.

Se menționează că puterea reactivă consumată de transformatoare, în exploatare, reprezintă cca. 10 % din puterea lor nominală, iar puterea reactivă de funcționare în sarcină este mult mai mică în cazul transformatoarelor decât în cazul motoarelor asincrone deoarece coeficientul de scăpări este considerabil mai mic.

## 5.2. MĂSURI PENTRU REDUCEREA CONSUMULUI DE PUTERE REACTIVĂ

Date fiind dezavantajele datorate vehiculării prin linii, stații și posturi de transformare a unor cantități mari de energie reactivă, este necesar să se ia o serie de măsuri care să conducă la reducerea cantității de energie reactivă solicitată de consumatori sistemului electroenergetic, respectiv la îmbunătățirea factorului de putere.

Pentru ameliorarea factorului de putere se folosesc mijloace naturale și mijloace specializate (artificiale).

### 5.2.1. Îmbunătățirea factorului de putere pe cale naturală

Măsurile de îmbunătățire a factorului de putere pe cale naturală nu necesită instalații de compensare, putând fi realizate cu minim de efort financiar și uman. Ele au drept scop mărirea factorului de putere, cu care funcționează în mod efectiv receptoarele, prin eliminarea cauzelor și condițiilor care determină scăderea factorului de putere sub valoarea sa nominală.

Dintre măsurile de ameliorare a factorului de putere pe cale naturală, măsuri care pot fi aplicate în orice întreprindere, fără restricții, se menționează următoarele:

- funcționarea transformatoarelor în paralel, după graficul de pierderi minime (§ 4.4.1);
- înlocuirea transformatoarelor slab încărcate prin altele de putere mai mică. Această măsură este recomandată dacă în perioada vârfurilor anuale de sarcină încărcarea transformatoarelor din posturile de distribuție urbană este sub 50 % din puterea nominală (sub 30÷40 % din puterea nominală, în cazul transformatoarelor din posturile industriale), iar durata de funcționare este de peste 1500 ore/an. Înlocuirea se va face în urma unui calcul de eficiență tehnico-economică.

Înlocuirea transformatoarelor încărcate cu 50 % sau mai mult din puterea lor nominală, precum și a celor subîncărcate, indiferent de gradul lor de încărcare, dar care se află sub tensiune un timp de maximum 1500 ore/an,

nu este eficientă din punct de vedere economic. În aceste cazuri, costurile legate de înlocuirea transformatorului vor fi amortizate după un timp prea îndelungat, valoarea reducerii pierderilor anuale de energie fiind relativ mică.

Influența gradului de încărcare a transformatoarelor asupra factorului de putere poate fi urmărită în figura 5.2 [2].

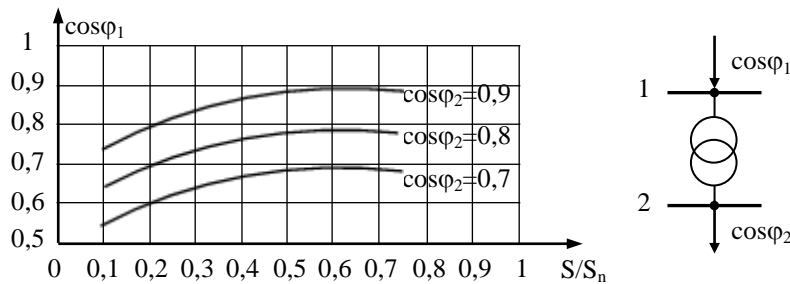


Fig. 5. 2. Influența gradului de încărcare a transformatoarelor asupra factorului de putere [2].

Se constată că pentru încărcări de 20 % din puterea nominală, factorul de putere  $\cos\varphi_1$  la intrarea în transformator variază între 0,6 și 0,8, pentru valori ale factorului de putere la ieșire ( $\cos\varphi_2$ ) între 0,7 și 0,9, deci o reducere importantă a acestuia. La încărcări peste 40 % ale transformatorului se obțin situații acceptabile de funcționare din acest punct de vedere;

➤ înlocuirea motoarelor asincrone slab încărcate cu motoare asincrone de puteri mai mici, corespunzătoare încărcării mecanismului antrenat.

Încărcarea cu sarcină redusă a motorului asincron determină funcționarea acestuia cu un factor de putere cu atât mai mic cu cât coeficientul de încărcare a acestuia este mai redus. Pentru eliminarea acestui efect negativ, motoarele asincrone supradimensionate se înlocuiesc cu altele de puteri mai mici.

Pentru încărcări de durată sub 45 % din puterea nominală a motorului, acesta poate fi înlocuit cu motoare de puteri mai mici, fără a fi necesar un calcul de eficiență tehnico-economică, cu condiția de a fi asigurat cuplul de pornire.

Pentru încărcări cuprinse între 45 % și 70 % din puterea nominală a motorului, oportunitatea înlocuirii se stabilește pe baza unui calcul de eficiență tehnico-economică. Această măsură devine avantajoasă numai dacă reducerea pierderilor active de mers în gol ale motorului însumate cu reducerea pierderilor de putere activă în rețea, datorită puterii reactive consumate de noul motor, sunt mai mari decât creșterea pierderilor de putere activă în cupru datorită micșorării puterii motorului.

În fine, pentru sarcini care depășesc 70 % din puterea nominală a



motorului nu se pune problema înlocuirii;

➤ montarea limitatoarelor de mers în gol. Există echipamente industriale, de exemplu unele mașini unelte, transformatoare de sudare etc., al căror regim de funcționare este caracterizat prin perioade active în care sarcina este apropiată de cea nominală, urmate de perioade de mers în gol.

Puterea reactivă de mers în gol a motoarelor asincrone (transformatoarelor) reprezintă cea mai mare parte din puterea reactivă totală consumată.

Pentru reducerea consumului de putere reactivă corespunzătoare regimului de mers în gol al motoarelor sau transformatoarelor se utilizează limitatoare automate care opresc echipamentele în intervalul dintre două operații active dacă durata acestuia depășește 10 s și dacă acest lucru este posibil din punct de vedere tehnologic. Reducerea pierderilor de energie activă, prin montarea de limitatoare de mers în gol, este egală cu diferența dintre energia consumată în perioadele de mers în gol și energia consumată la pornirile suplimentare ale motoarelor. Se va efectua un calcul de eficiență tehnico-economică pentru a stabili dacă valoarea economiei de energie activă realizată anual justifică investițiile pentru montarea limitatoarelor de mers în gol.

➤ îmbunătățirea calității reparației motoarelor asincrone, îndeosebi în privința menținerii întrefierului acestora;

➤ utilizarea comutatoarelor stea-triunghi la motoarele asincrone care sunt încărcate sistematic sub 40 % din sarcina nominală.

Există motoare asincrone al căror regim de funcționare se caracterizează prin perioade scurte de timp în care sarcina este apropiată de cea nominală, în restul timpului încărcarea fiind sub 40 % din sarcina nominală. În astfel de cazuri se recomandă utilizarea unui comutator stea-triunghi, motorul funcționând, în perioadele în care sarcina este apropiată de cea nominală, în conexiune triunghi, iar, în perioadele cu sarcină redusă, în conexiune stea.

Prin modificarea din triunghi în stea a conexiunii înfășurărilor motorului, tensiunea pe o fază a motorului se reduce de  $\sqrt{3}$  ori, iar cuplul și puterea activă se micșorează de 3 ori, în timp ce gradul de încărcare și factorul de putere al motorului cresc, respectiv scade consumul de putere reactivă.

Pentru ca funcționarea în conexiune stea să fie stabilă, cuplul maxim cerut de mașina antrenată trebuie să nu depășească 40 % din cuplul nominal al motorului.

Deoarece cheltuielile de procurare și montare ale comutatoarelor stea-triunghi sunt relativ mici, în astfel de situații nu este necesar un calcul de eficiență tehnico-economică.

În figura 5.3 s-au reprezentat variația factorului de putere și a randamentului pentru un motor asincron cu puterea nominală de 10 kW, în funcție

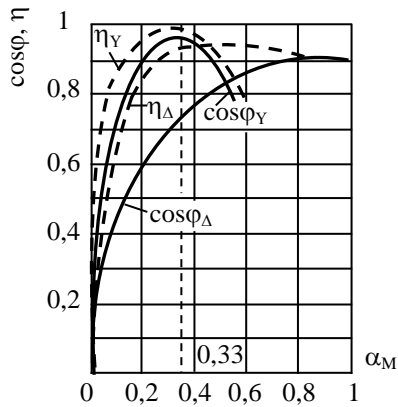


Fig. 5. 3. Variația factorului de putere și a randamentului unui motor asincron în funcție de coeficientul de încărcare, în cazul conexiunilor în stea și în triunghi [6].

de coeficientul de încărcare, în cazul conexiunilor în stea și în triunghi [6].

Se poate vedea că la un coeficient de încărcare de 33%, factorul de putere crește de la 0,74, în cazul conexiunii triunghi la 0,96 după conectare în stea.

➤ folosirea motoarelor sincrone în locul celor asincrone prezintă avantajul că cele dintâi pot funcționa cu  $\cos\varphi=1$ , iar dacă sunt prevăzute cu posibilitatea de supraexcitare, ele pot să debiteze o anumită cantitate de energie reactivă, care acoperă o parte din energia reactivă consumată de motoarele asincrone.

tă de motoarele asincrone.

Motoarele sincrone se pot utiliza la acționările de putere mare (peste 100 kW), la care nu este necesară modificarea turației, cum ar fi funcționarea: pompelor, ventilatoarelor, malaxoarelor etc.

Oportunitatea folosirii motoarelor sincrone în locul celor asincrone se stabilește în urma unui calcul de eficiență tehnico-economică.

### 5.2.2. Îmbunătățirea factorului de putere pe cale artificială

Ameliorarea factorului de putere prin măsuri tehnico-organizatorice (pe cale naturală) poate conduce, în situația ideală, care presupune funcționarea în regim optim, din punct de vedere al pierderilor, a tuturor consumatorilor, la reducerea consumului de energie reactivă până la nivelul impus de minimul tehnic necesar. Chiar și în această situație ideală energia reactivă care circulă de la generatoarele electrice din centrale spre consumatori are o valoare apreciabilă și produce efectele negative, menționate la începutul acestui capitol.

În scopul creșterii factorului de putere până la o valoare justificată din punct de vedere tehnico-economic, după ce au fost epuizate toate posibilitățile de creștere ale acestuia prin mijloace naturale se va lua în considerare instalarea unor surse de putere reactivă în diverse puncte ale sistemului electroenergetic, în mod special în punctele de consum ale acestuia. În acest fel, balanța de energie activă va fi acoperită de centralele electrice, iar balanța de energie reactivă va fi satisfăcută, în principal, de sursele specializate de producere a energiei reactive și numai parțial de centralele electrice.

Puterea reactivă care trebuie compensată prin surse specializate se

determină astfel încât, prin reglare, să se asigure valoarea factorului de putere neutral atât la vârful de sarcină al sistemului cât și la puterea medie zilnică a consumatorului.

*Factorul de putere neutral* reprezintă acea valoare a factorului de putere mediu lunar, pe care trebuie să o realizeze consumatorul pentru a fi scutit de plata energiei reactive.

Factorul de putere neutrala se stabilește periodic, prin studii de sistem, pentru o anumită etapă de dezvoltare a sistemului energetic național, ținând seama de condițiile de tarifare a energiei electrice, precum și de costul echipamentelor de compensare.

În prezent, factorul de putere neutral este de 0,92. Consumatorii care realizează un factor de putere mediu lunar sub 0,92 plătesc energia reactivă consumată suplimentar față de  $\cos\phi$  neutral.

Sursele specializate de energie reactivă utilizate la consumatorii industriali sunt:

- bateriile de condensatoare;
- filtrele de armonici, pentru consumatorii care prezintă regim deformant;
- compensatoare statice, pentru cazurile în care reglajul puterii reactive este necesar a se realiza inductiv și capacitiv.

Compensarea puterii reactive se realizează atât în rețelele electrice ale operatorului de distribuție cât și la consumatorii industriali astfel încât să se asigure o funcționare economică, cu pierderi minime de energie.

Consumatorii industriali au obligația realizării factorului de putere neutral pentru a fi scutiți de plata energiei reactive.

Principalele surse de putere reactivă utilizate în prezent și în perspectivă sunt bateriile de condensatoare, la care ne vom referi în mod special în paragrafele următoare.

### 5.3. BATERII DE CONDENSATOARE

O baterie de condensatoare este alcătuită dintr-un ansamblu de unități monofazate care sunt racordate electric între ele și formează o conexiune trifazată. Pentru ameliorarea factorului de putere, bateriile de condensatoare se montează în paralel cu echipamentul de compensat.

Bateriile de condensatoare se realizează într-o gamă largă de puteri (de la zeci de kvar până la zeci de Mvar) și de variante constructive, care se pot clasifica în funcție de: tensiunea de racordare (baterii de JT și de MT), modul de conectare la rețea (baterii comutabile - manual sau automat - și baterii fixe), condițiile de instalare (baterii de interior și baterii de exterior).

### 5.3.1. Amplasarea bateriilor de condensatoare

Repartizarea bateriilor de condensatoare în instalațiile de compensat influențează în mod direct eficiența compensării. Deoarece descărcarea de putere reactivă cu consecințele pozitive menționate (reducerea pierderilor de putere și energie, micșorarea căderilor de tensiune etc.) se produce doar în amonte de punctul de montare a bateriilor de condensatoare, din punct de vedere tehnic rezultă principiul de a instala bateriile de condensatoare lângă consumatorii de energie reactivă.

După modul de amplasare a bateriilor de condensatoare se deosebesc următoarele tipuri de compensare: individuală, sectorială și globală.

*Compensarea individuală* constă în montarea bateriilor de condensatoare, de putere adecvată, în derivație la bornele receptoarelor inductive de joasă sau de medie tensiune, având un consum mare de energie reactivă și funcționare continuă (a în Fig. 5. 4). Compensarea individuală se aplică de asemenea tuturor lămpilor cu descărcări în vapori metalici, utilizate în tehnica iluminatului interior și exterior.

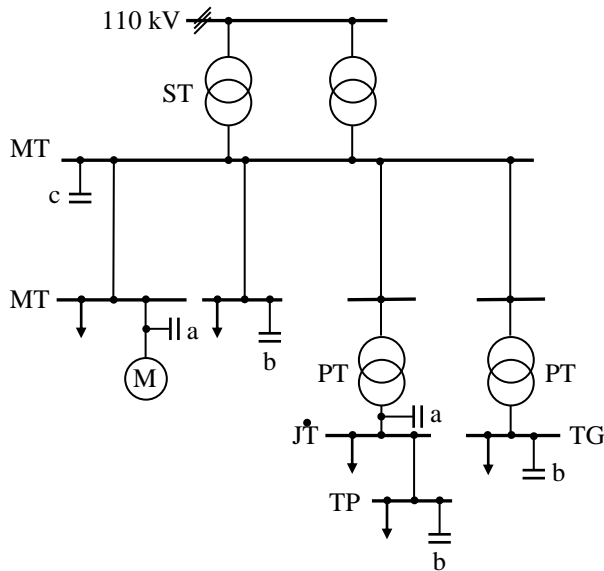


Fig. 5. 4. Posibilități de amplasare a bateriilor de condensatoare în instalațiile de compensat.

La compensarea individuală trebuie să se evite supracompensarea deoarece conduce la creșterea tensiunii, crescând curentul și implicit pierderile, iar la motoare apare pericolul de autoexcitare.

Un dezavantaj al compensării individuale constă în faptul că bateria este utilă numai receptorului pe care este montată, deoarece la deconectarea acestuia este și ea deconectată.

*Compensarea sectorială (pe grupe de receptoare)* constă în montarea unei baterii la barele de joasă sau medie tensiune de la care se alimentează un grup mai mare de receptoare inductive (b în Fig. 5. 4). Puterea bateriei și modul de funcționare se stabilesc ținându-se seama de curba de putere reactivă necompensată a consumatorului.

Avantajul compensării pe grup constă în faptul că deconectările și conectările receptoarelor nu afectează puterea debitată de bateria de condensatoare. Trebuie să se dea atenție funcționării bateriei, în cazul când o parte din receptoare sunt deconectate, pentru evitarea supracompensării.

Spre deosebire de compensarea individuală, în cazul compensării pe grupe de receptoare, racordurile receptoarelor nu mai sunt descărcate de circulația puterii reactive.

*Compensarea globală (centralizată)* constă în montarea unei singure baterii de condensatoare la barele de MT ale stației de transformare (c în Fig. 5. 4). Bateria compensează toți consumatorii din aval, respectiv din întreprindere, dar pierderile se micșorează numai în amonte de locul de instalare a bateriei. În interiorul întreprinderii pierderile nu se reduc, toate instalațiile de distribuție fiind parcurse de aceleași puteri reactive ca și în situația fără compensare. Efectul se simte numai în sistemul electroenergetic. Puterea și modul de funcționare a bateriei se stabilesc și în acest caz, funcție de curba de sarcină reactivă, de această dată pentru întreaga întreprindere.

La compensarea centralizată este necesară reglarea automată a bateriei de condensatoare, aceasta fiind compusă dintr-un număr corespunzător de trepte, pentru a evita supracompensarea sau subcompensarea puterii reactive necesare în diverse etape ale procesului tehnologic.

Pentru stabilirea unei soluții de compensare se au în vedere mai multe variante, între care intră cele trei tipuri de compensare, separat sau combinații ale acestora. În final se alege varianta care prezintă eficiență tehnico-economică maximă.

În general, se folosește compensarea individuală, pentru motoarele asincrone de puteri mari, atât la joasă cât și la medie tensiune, combinată cu compensarea sectorială.

### 5.3.2. Dimensionarea bateriilor de condensatoare

Conform reglementărilor în vigoare, consumatorii industriali au obligația realizării factorului de putere neutral în punctele în care se face măsurarea energiei furnizate de operatorul de distribuție, pentru a nu li se factura energia reactivă consumată.

Puterea reactivă care trebuie compensată se determină la vârful curbei de sarcină caracteristică (zi de lucru iarna și vara).

Puterea instalației de compensare  $Q_C$ , necesară îmbunătățirii factorului

de putere al unui consumator industrial de la  $\cos\varphi_1$  la  $\cos\varphi_2=0,92$ , conform figurii 5.5, se calculează cu relația:

$$Q_C = Q_1 - Q_2 = P(\operatorname{tg}\varphi_1 - \operatorname{tg}\varphi_2), \quad (5.15)$$

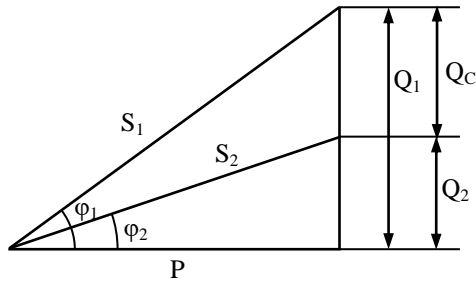


Fig. 5. 5. Diagrama puterilor pentru determinarea puterii reactive a instalației de compensare.

unde:

- P este puterea activă maximă consumată în punctul în care se face compensarea;
- $\operatorname{tg}\varphi_1$  corespunde factorului de putere natural la vârful de sarcină, în același punct;
- $\operatorname{tg}\varphi_2$  corespunde factorului de putere neutral ( $\cos\varphi_2=0,92$ ).

Puterea reactivă a unui condensator se calculează cu relația:

$$Q_C = m\omega C_f U_f^2, \quad (5.16)$$

în care:

- m este numărul de faze;
- $\omega=2\pi f$  - pulsația tensiunii de alimentare;
- $U_f$  - tensiunea aplicată pe o fază a condensatorului;
- $C_f$  - capacitatea pe fază a condensatorului.

Puterea reactivă a condensatorului monofazat (Fig. 5. 6, a) este:

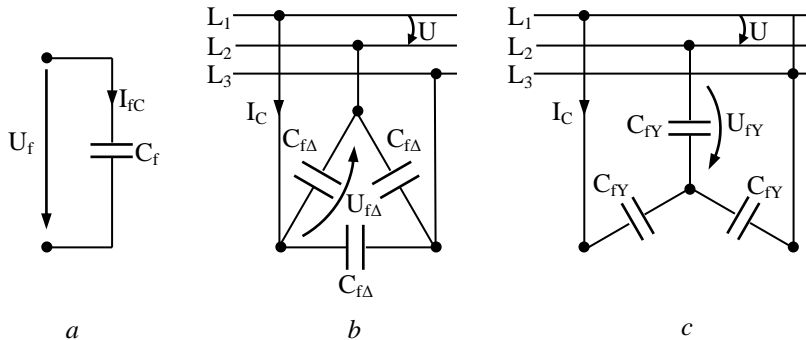


Fig. 5. 6. Conexiunile condensatoarelor: a-monofazat; b-trifazat în triunghi; c-trifazat în stea.

$$Q_C = \omega C_f U_f^2, \quad (5.17)$$

iar curentul condensatorului monofazat se calculează cu relația:

$$I_{fC} = \frac{Q_C}{U_f} \quad (5.18)$$

În cazul conexiunii în triunghi (Fig. 5. 6, b) tensiunea pe o fază a condensatorului trifazat este egală cu tensiunea de linie a rețelei ( $U_{f\Delta} = U$ ), iar în cazul conexiunii în stea (Fig. 5. 6, c), pe o fază a condensatorului se aplică o tensiune egală cu tensiunea de fază a rețelei ( $U_{fY} = U/\sqrt{3}$ ).

Puterea condensatorului trifazat în conexiune stea este:

$$Q_{C\Delta} = 3\omega C_{f\Delta} U_{f\Delta}^2 = 3\omega C_{f\Delta} U^2, \quad (5.19)$$

iar pentru condensatorul trifazat în conexiune triunghi, se obține:

$$Q_{CY} = 3\omega C_{fY} U_{fY}^2 = 3\omega C_{fY} \frac{U^2}{3} = \omega C_{fY} U^2. \quad (5.20)$$

Curentul condensatorului trifazat se calculează pentru ambele conexiuni cu aceeași relație:

$$I_C = \frac{Q_C}{\sqrt{3}U}. \quad (5.21)$$

Bateriile de condensatoare, respectiv treptele lor se realizează prin conectarea condensatoarelor unitare în serie-paralel, la nivelul fazelor și apoi în triunghi, stea sau dublă stea.

Dacă tensiunea nominală a condensatoarelor bateriei este mai mică decât tensiunea rețelei, atunci tensiunea necesară pe fază se obține prin conectarea în serie a mai multor unități. Puterea necesară pe fază se obține prin conectarea mai multor ramuri în paralel.

Se consideră două baterii de condensatoare, prima în conexiune triunghi, cu capacitatea echivalentă pe fază  $C_{f\Delta}$ , iar a doua în conexiune stea, cu capacitatea echivalentă pe fază  $C_{fY}$ . Dacă capacitățile echivalente pe fază sunt egale ( $C_{f\Delta}=C_{fY}$ ), din relațiile (5.19) și (5.20) rezultă că bateria în conexiune triunghi furnizează o putere reactivă de trei ori mai mare decât în cazul conexiunii în stea. Dacă se impune ca cele două baterii să furnizeze aceeași putere reactivă, din aceleași relații rezultă că ( $C_{fY}=3C_{f\Delta}$ ), deci capacitatea echivalentă pe fază în cazul conexiunii stea este de trei ori mai mare decât în cazul conexiunii triunghi. Utilizând condensatoare unitare de aceeași capacitate numărul lor va fi de trei ori mai mare în cazul conexiunii triunghi față de conexiunea stea.

Schema în triunghi are dezavantajul că nu permite adoptarea unei protecții rapide eficiente în cazul defectelor interne, iar solicitarea izolației elementelor (tensiunea aplicată pe o fază a bateriei este de  $\sqrt{3}$  ori mai mare

decât la stea) poate fi restrictivă. În rețelele de joasă tensiune (400/230 V) nivelul de izolație este același pentru ambele valori ale tensiunii. Din aceste motive, schema în triunghi se utilizează, de regulă, numai în rețelele de joasă tensiune.

La medie tensiune se aplică cu succes schema în dublă stea (Fig. 5. 7).

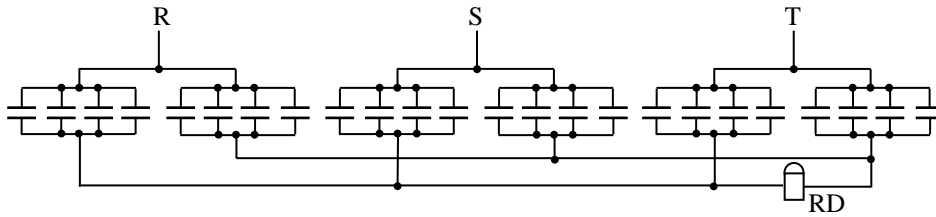


Fig. 5. 7. Schema în dublă stea a unei baterii de condensatoare la MT.

Pentru această schemă se poate aplica o protecție satisfăcătoare împotriva defectelor interne - protecția diferențială - care se realizează cu releul de curent RD montat pe legătura dintre punctele neutre ale celor două stele. În cazul unui defect intern releul va fi parcurs de curent și va comanda deconectarea bateriei de la sursă.

Compensarea individuală a unui motor asincron este recomandată atunci când puterea aparentă preluată de motor (kVA) este mare în raport cu puterea instalației.

La compensarea individuală a motoarelor asincrone, puterea bateriei trebuie astfel aleasă încât să se evite autoexcitarea acestora.

Un motor care are o sarcină mecanică cu inerție mare, continuă să se rotească chiar după întreruperea alimentării. Datorită „inerției magnetice” a rotorului în înfășurarea statorică se induce o tensiune electromotoare, care se va anula după 1-2 perioade (în cazul unui motor necompensat). În prezența bateriei de condensatoare, tensiunea electromotoare va genera curenți capacitivi în înfășurările statorului. Acești curenți din stator creează un câmp magnetic învârtitor în rotor, care acționează după aceeași axă și în același sens cu câmpul magnetic, în diminuare, al motorului. În consecință, cresc: fluxul rotoric, curenții din stator și tensiunea la bornele motorului, care poate atinge valori periculoase. Acest fenomen reprezintă autoexcitarea motorului.

Pentru a evita autoexcitarea motoarelor asincrone, compensate individual, puterea bateriei trebuie să acopere cel mult 90 % din puterea de magnetizare la mersul în gol al motorului:

$$Q_c \leq 0,9 \times \sqrt{3} U_n I_0, \quad (5.22)$$

unde:  $I_0$  este curentul absorbit de motor la funcționare în gol, în A, iar  $U_n$  este tensiunea nominală a rețelei în kV.



În tabelul 5.3 se indică valorile maxime ale puterii reactive,  $Q_{Cmax}$ , pentru compensarea individuală a motoarelor asincrone trifazate de joasă tensiune, fără riscul autoexcitației.

Tabelul 5.3. . Puterea reactivă maximă a instalației de compensare a factorului de putere, aplicabilă la bornele unui motor, fără risc de autoexcitare [8]

Motoare trifazate 230/400 V				
Putere nominală [kW]	Putere reactivă maximă de instalat [kvar]			
	Turație sincronă [rot/min]			
	3000	1500	1000	750
22	6	8	9	10
30	7,5	10	11	12,5
37	9	11	12,5	16
55	13	17	18	21
75	17	22	25	28
90	20	25	27	30
110	24	29	33	37
132	31	36	38	43
160	35	41	44	52
200	43	47	53	61
250	52	57	63	71
400	78	82	92	106

De exemplu, pentru un motor de 90 kW, 400 V și turație sincronă de 3000 rot/min, puterea maximă a bateriei de condensatoare pentru compensarea factorului de putere este de 20 kvar, conform tabelului 5.3. Această valoare este, în general, mai mică decât necesarul de putere reactivă pentru compensarea până la factorul de putere neutral. În asemenea cazuri se poate face o compensare adițională, de exemplu compensare sectorială pentru mai mulți consumatori de putere mică.

În instalațiile de acționări electrice, comandate de motoare cu moment mare de inerție, contactoarele sau întreruptoarele aferente acestor motoare trebuie să declanșeze rapid la eventuala cădere a alimentării. În caz contrar, se produce autoexcitarea la tensiuni foarte mari deoarece fiecare baterie de condensatoare din instalație va fi în paralel cu bateria de condensatoare de la bornele motorului de mare inerție. Schema de protecție pentru astfel de motoare trebuie să aibă un releu de declanșare la supratensiune, sensibil la apariția unui flux invers de putere (motorul va alimenta cu energie restul instalației până va fi disipată toată energia mecanică stocată inerțial).

Dacă bateria de condensatoare, asociată unui motor cu moment de inerție ridicat este mai mare decât cea recomandată în tabelul 5.3, aceasta trebuie comandată separat de un întreruptor sau contactor (a2), care declanșează simultan cu întreruptorul sau contactorul principal (a1) al

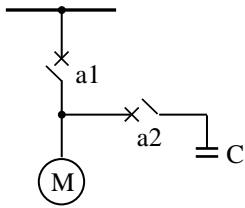


Fig. 5. 8. Conectarea bateriei de condensatoare la motor

motorului, conform figurii 5.8.

Conectarea motorului, prin închiderea lui a1, trebuie precedată de conectarea bateriei, prin închiderea lui a2.

La compensarea individuală a transformatoarelor, puterea bateriei va acoperi numai necesarul de putere reactivă la mersul în gol al acestora.

În tabelul 5.4 se indică valorile tipice ale pierderilor de putere reactivă la funcționarea în gol și la sarcină nominală în cazul transformatoarelor de distribuție de 20 kV [8].

Tabelul 5.4. Consumul de putere reactivă al transformatoarelor de distribuție cu tensiunea primară de 20 kV [8]

Puterea nominală [kVA]	Puterea reactivă de compensat [kvar]	
	În gol	La sarcină nominală
100	2,5	6,1
160	3,7	9,6
250	5,3	14,7
315	6,3	18,4
400	7,6	22,9
500	9,5	28,7
630	11,3	35,7
800	20	54,5
1000	23,9	72,4
1250	27,4	94,5
1600	31,9	126
2000	37,8	176

Fracționarea în trepte a bateriei de condensatoare apare necesară în următoarele situații [2, 6]:

- când diagrama de putere reactivă prezintă variații importante, fiind necesară corelarea permanentă a puterii reactive generate și consumate, în vederea evitării supratensionării, care poate apare în cazul excedentului de putere reactivă;
- când creșterea tensiunii pe bare la conectarea bateriei, de putere  $Q_C$ , depășește valoarea de 3 %, respectiv:

$$\Delta U\% = \frac{Q_C}{S_{sc}} 100 \geq 3\% , \quad (5.23)$$

unde  $S_{sc}$  este puterea de scurtcircuit în punctul de racordare a bateriei.

Din (5.23) se obține condiția care impune fracționarea bateriei:

$$Q_C \geq \frac{S_{sc}}{33,33}; \quad (5.24)$$

➤ la depășirea curentului de rupere capacitiv  $I_{cap}$  al întreruptorului, garantat de furnizor și indicat în catalog, respectiv când:

$$1,43 \cdot I_{nC} \geq I_{cap}, \quad (5.25)$$

în care  $I_{nC} = \frac{Q_C}{\sqrt{3}U_{nC}}$  reprezintă curentul nominal al bateriei de condensatoare, iar coeficientul  $1,43=1,1 \times 1,3$  este un coeficient de majorare față de curentul nominal, care se calculează ținând seama de toleranța de 10 % pentru capacitatea condensatorului și de suprasarcina admisibilă de 30 % pentru aparatajul de comutație și protecție. Din (5.25) rezultă:

$$Q_C \geq \sqrt{3} \frac{I_{cap}}{1,43} U_{nC}. \quad (5.26)$$

În cazurile în care bateriile de condensatoare se montează în instalații cu variații importante de sarcină reactivă și în cazurile în care puterea bateriei de medie tensiune depășește 1000 kvar, se vor alege, de regulă, baterii de condensatoare comandate automat, în funcție de puterea reactivă.

Bateriile de condensatoare automatizate și fracționate se montează, de regulă, numai la barele cu consum important. Puterea pe treaptă va fi de maximum 250 kvar la joasă tensiune și cuprinsă între 1000 și 4800 kvar la medie tensiune [11].

În tabelul 5.5 sunt date caracteristicile tehnice ale bateriilor automate de condensatoare de joasă tensiune, QA1 și QA2, produse de ELNESS.srl.

Tabelul 5.5. Caracteristici tehnice ale bateriilor de condensatoare QA1 și QA2 [14]

Tipul bateriei	Puterea bateriei $Q_C$ [kvar]	Puterea treptelor $Q_{Ct}$ [kvar]
1	2	3
QA1-12,5/3	12,5	2,5+2x5
QA1-15/3	15	3x5
QA1-17/4	17	1x1,5+1x3,15+2x6,25
QA1-17,5/4	17,5	1x2,5+3x5
QA1-20/3	20	2x5+1x10
QA1-25/3	25	1x5+2x10
QA1-40/4	40	2x5+1x10+1x20
QA1-50/4	50	2x6,25+1x12,5+1x25
QA1-55/4	55	1x5+1x10+2x20
QA1-75/5	75	1x5+1x10+3x20

Tabelul 5.5 (continuare)

1	2	3
QA1-90/5	90	1x10+4x20
QA1-100/6	100	2x6,25+1x12,5+3x25
QA1-125/6	125	2x12,5+4x25
QA1-150/6	150	2x12,5+3x25+1x50
QA1-175/6	175	5x25+1x50
QA1-200/6	200	4x25+2x50
QA2-250/6	250	2x25+4x50
QA2-275/6	275	1x25+5x50
QA2-300/6	300	2x25+3x50+1x100
QA2-350/8	350	2x25+6x50
QA2-400/9	400	2x25+7x50
QA2-500/11	500	2x25+9x50
QA2-600/12	600	12x50
QA2-700/12	700	10x50+2x100
QA2-800/12	800	8x50+4x100
QA2-900/12	900	6x50+6x100

Aceste baterii se pot utiliza pentru compensarea centralizată a puterii reactive în rețelele fără consumatori generatori de curenți armonici.

În cazul în care se impune fracționarea bateriei în mai multe trepte, puterea lor se stabilește cu ajutorul curbelor de sarcină reactivă zilnică.

Odată stabilită puterea reactivă a treptei, se verifică dacă fracționarea este corectă (relațiile (5.24) și (5.26)).

### 5.3.3. Conectarea și deconectarea bateriilor de condensatoare

Conectarea și deconectarea bateriilor de condensatoare este însoțită de apariția de supracurenți și supratensiuni.

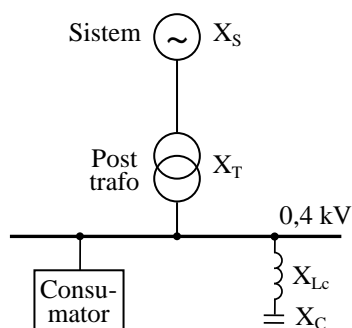


Fig. 5. 9. Schema electrică de compensare a unui consumator printr-o baterie de condensatoare simplă.

În exploatarea bateriilor de condensatoare s-a constatat practic că la conectarea unei baterii fixe amplitudinea curentului de conectare  $I_{mcc}$  are următoarele valori [3]:

- $I_{mcc} = (3 \div 10) I_{nc}$ , pentru  $U_n = (220 \div 500)$  V;
  - $I_{mcc} = (5 \div 20) I_{nc}$ , pentru  $U_n = (1 \div 20)$  kV,
- unde  $I_{nc}$  este curentul nominal de linie al bateriei.

Pentru calculul curentului  $I_{mcc}$  se consideră schema electrică de compensare a unui consumator printr-o baterie de condensatoare simplă (Fig. 5. 9), conectată la barele de joasă tensiune ale postului de transformare.

Notațiile din figură au următoarea semnificație:

- $X_S$  - reactanța sistemului;
- $X_T$  - reactanța transformatorului;
- $X_C$  - reactanța bateriei;
- $X_{Lc}$  - reactanța inductivă a conductoarelor de legătură a bateriei la barele de 0,4 kV ale postului de transformare.

Neglijând amortizarea circuitului, amplitudinea curentului de conectare se poate calcula cu relația [4]:

$$I_{mcc} = \sqrt{2} I_{nC} \left( 1 + \sqrt{\frac{S_{sc}}{Q_C}} \right) = \sqrt{2} I_{nC} \left( 1 + \sqrt{\frac{X_C}{X_L}} \right), \quad (5.27)$$

în care:

- $I_{nC} = Q_C / \sqrt{3} U_n$  este curentul nominal staționar al bateriei;
- $U_n$  - tensiunea nominală a rețelei;
- $Q_C$  - puterea bateriei care se conectează;
- $S_{sc}$  - puterea de scurtcircuit în punctul în care se racordează bateria;
- $X_L = X_S + X_T + X_{Lc}$ .

Curentul de conectare poate fi redus prin introducerea unor bobine de reactanță în serie cu bateria de condensatoare (se mărește termenul  $X_{Lc}$ ). În realitate, curentul de conectare al bateriei este mai mic decât valoarea calculată cu relația (5.27) datorită amortizării circuitului.

La conectarea bateriilor în trepte, curentul de conectare al unei trepte este sensibil mărit de prezența celorlalte trepte, conectate în prealabil. Curentul maxim apare la conectarea ultimei trepte când condensatoarele treptelor deja conectate, aflate la tensiunea  $\sqrt{2}U_n$  se descarcă pe cele ale ultimei trepte. Amplitudinea curentului neamortizat de conectare a ultimei trepte  $n$ , în ipoteza că toate treptele au aceeași reactanță  $X_{Ct}$ , are expresia [3]:

$$I_{mcc} = \frac{2}{\sqrt{3}} I_{nCt} \frac{n-1}{n} \sqrt{\frac{X_{Ct}}{X_L}}, \quad (5.28)$$

unde:

- $I_{nCt}$  este curentul nominal de linie al ultimei trepte;
- $X_{Ct}$  - reactanța unei trepte;
- $X_L$  - reactanța inductivă a conexiunilor unei trepte;
- $n$  - numărul de trepte ale bateriei.

Supratensiunea  $U_{mcc}$  care apare în circuit la conectarea bateriei de condensatoare nu depășește în general dublul valorii maxime a tensiunii nominale  $U_n$  a rețelei de alimentare, adică  $U_{mcc} \leq 2\sqrt{2}U_n$ .

În cazul baterilor în trepte, supratensiunea maximă apare la conectarea primei trepte și poate atinge cel mult dublul valorii maxime a tensiunii nominale  $U_n$  a rețelei de alimentare.

Pentru a limita la 3% creșterea tensiunii pe bare la conectarea treptei de putere  $Q_{Ct}$ , conform relației (5.24), trebuie îndeplinită condiția:

$$\frac{S_{sc}}{Q_{Ct}} \geq 33,3 \quad (5.29)$$

Pe baza acestei relații se poate determina valoarea minimă necesară a puterii de scurtcircuit  $S_{sc}$  pe bare pentru ca, la conectarea unei trepte de putere  $Q_{Ct}$ , creșterea tensiunii să nu depășească 3%. Valorile minime ale lui  $S_{sc}$ , pentru diferite puteri  $Q_{Ct}$  ale treptelor unor baterii de condensatoare de medie tensiune sunt date în tabelul 5.6 [2].

Tabelul 5.6. Puterea de scurtcircuit minimă necesară pentru conectarea unei trepte de diferite puteri [2]

$Q_{Ct}$ [Mvar]	1,2	1,8	2,4	3	3,6	4,2
$S_{sc \text{ min}}$ [MVA]	40	60	80	100	120	140

Amplitudinea curentului care poate apare la deconectarea bateriei simple  $I_{mdc}$  se poate calcula cu relația:

$$I_{mdc} = \frac{U_{mdc}}{U_n} \sqrt{\frac{3}{2}} \frac{f_p}{2\pi f} I_{nC}, \quad (5.30)$$

unde:  $U_{mdc}$  este supratensiunea la deconectare, care poate atinge valoarea:

$$U_{mdc} = 3,36\sqrt{2} U_n, \quad (5.31)$$

în care:

- $I_{nC}$  este curentul nominal staționar al bateriei;
- $f_p$  - frecvența proprie de oscilație a circuitului la frecvența  $f=50$  Hz; se calculează cu relația [4]:

$$f_p = f \sqrt{\frac{S_{sc}}{Q_C}}. \quad (5.32)$$

Valoarea curentului de deconectare este întotdeauna mai mare decât a curentului de conectare.

Relațiile de calcul pentru supracurenți și supratensiuni prezentate în acest paragraf au un caracter informativ din cauza dificultăților în determinarea parametrilor circuitului și a tensiunii de reamorsare a arcului.

### 5.3.4. Descărcarea bateriilor de condensatoare

După deconectarea bateriei de la rețea se produce în timp o autodescărcare a acesteia, care durează cu atât mai mult cu cât dielectricul este de calitate mai bună. Timpul de descărcare poate fi de ordinul orelor.

O baterie nedescărcată reprezintă un pericol potențial pentru personalul de exploatare, la efectuarea lucrărilor de revizii și reparații. De asemenea, conectarea la rețea a unei baterii incomplet descărcate poate duce la apariția unor supracurenți de valori ridicate, care pot provoca deteriorarea instalației.

În scopul evitării unor astfel de situații se prevăd instalații de descărcare a bateriei de condensatoare, constituite fie din rezistențe, prevăzute în mod special, fie din alte echipamente cu valori adecvate ale rezistenței ohmice.

Instalațiile de descărcare trebuie să asigure posibilitatea descărcării bateriilor, la deconectarea acestora, imediat și direct, fără efectuarea altor manevre.

Dacă bateria compensează un motor electric, ea se racordează imediat după întreruptorul motorului pentru ca, în cazul deconectării acestuia, bateria să se descarce direct pe rezistența înfășurării motorului (Fig. 5. 10, a). La fel se procedează în cazul compensării individuale a unui transformator, bateria racordându-se direct la bornele transformatorului, rezistența de descărcare fiind chiar rezistența înfășurării acestuia (Fig. 5. 10, b).

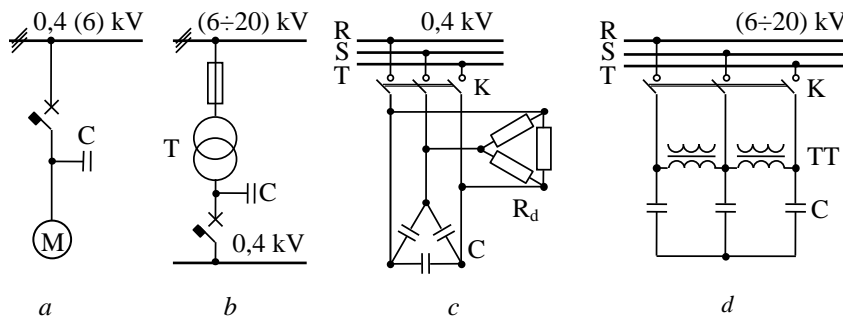


Fig. 5. 10. Instalații de descărcare a bateriilor de condensatoare.

În cazul compensării sectoriale sau globale se utilizează rezistențe de descărcare, care pot fi conectate în stea sau în triunghi, indiferent de schema de conexiuni a bateriei. Siguranța în funcționare este mai bună în cazul conexiunii în triunghi a rezistențelor (Fig. 5. 10, c) deoarece la întreruperea uneia din rezistențe triunghiul devine deschis, iar posibilitatea de descărcare se păstrează pentru toate fazele bateriei, cu precizarea că în cazul triunghiului deschis, în unul din circuitele de descărcare sunt înseriate două elemente în loc de unul singur.

Pentru descărcarea bateriilor de condensatoare de medie tensiune se recomandă schema din figura 5.10, d, care asigură descărcarea bateriei prin

înfășurările a două transformatoare de tensiune TT conectate în triunghi deschis și racordate direct la bornele bateriei. Secundarele acestor transformatoare de tensiune pot fi folosite pentru măsură, protecție, automatizări.

Instalația de descărcare trebuie să asigure micșorarea tensiunii la bornele bateriei, sub valoarea maximă admisă  $U_{adm}=50$  V, în timp de maximum 5 minute, la bateriile de medie tensiune și de maximum 1 minut, la bateriile de joasă tensiune [11].

Valoarea rezistenței de descărcare, care asigură îndeplinirea condițiilor menționate anterior, depinde de conexiunea bateriei și a rezistențelor de descărcare. Se va calcula valoarea rezistenței de descărcare pentru cazul în care atât bateria de condensatoare cât și rezistențele de descărcare sunt conectate în triunghi (Fig. 5. 10, c).

După deconectarea bateriei, valoarea momentană a tensiunii pe o fază a acesteia în procesul de descărcare are expresia:

$$u_c = U_{rem} e^{\frac{-t}{R_d C_f}}, \quad (5.33)$$

în care:

➤  $U_{rem}$  este tensiunea remanentă pe faza bateriei în momentul deconectării. Se consideră că în momentul deconectării bateriei, tensiunea remanentă are valoarea maximă, egală cu amplitudinea tensiunii nominale a rețelei, adică

$$U_{rem} = \sqrt{2}U_n;$$

➤  $C_f$  - capacitatea pe fază a bateriei de condensatoare;

➤  $R_d$  - rezistența de descărcare.

După trecerea timpului de descărcare  $t_d$ , tensiunea pe faza bateriei trebuie să fie mai mică sau cel mult egală cu tensiunea admisibilă  $U_{adm}$ , deci:

$$\sqrt{2}U_n e^{\frac{-t_d}{R_d C_f}} \leq U_{adm}. \quad (5.34)$$

Ultima relație poate fi pusă sub forma:

$$\frac{\sqrt{2}U_n}{U_{adm}} \leq e^{\frac{t_d}{R_d C_f}}, \text{ respectiv } \ln \frac{\sqrt{2}U_n}{U_{adm}} \leq \frac{t_d}{R_d C_f},$$

valoarea maximă a rezistenței de descărcare fiind dată de expresia:

$$R_d = \frac{t_d}{C_f \ln \frac{\sqrt{2}U_n}{U_{adm}}}. \quad (5.35)$$

Relația generală pentru calcul rezistenței  $R_d$ , valabilă pentru toate



combinațiile de conexiuni trifazate ale bateriei și rezistenței, este:

$$R_d = \frac{t_d}{\chi C_f \ln \frac{\sqrt{2} U_n}{U_{adm}}}, \quad (5.36)$$

în care:

- $\chi=1$ , dacă atât bateria cât și rezistoarele sunt conectate fie în triunghi, fie în stea;
- $\chi=1/3$ , dacă bateria este conectată în stea, iar rezistoarele sunt conectate în triunghi;
- $\chi=3$ , dacă bateria este conectată în triunghi, iar rezistoarele sunt conectate în stea.

Pierderile în rezistențele de descărcare, pentru o tensiune egală cu tensiunea nominală a bateriei, nu trebuie să depășească 1 W/kvar, deoarece rezistențele de descărcare pot fi conectate permanent la rețea în timpul funcționării condensatoarelor.

### 5.3.5. Echipamentul electric și scheme de principiu ale bateriilor de condensatoare

În cazul compensării globale sau sectoriale, conectarea la rețea a bateriilor de condensatoare sau a treptelor acestora se face prin contactoare cu relee termice, întreruptoare automate sau separatoare de sarcină.

Protecția împotriva scurtcircuitelor externe și a supracurenților este realizată cu [6]:

- siguranțe fuzibile, în cazul bateriilor fixe de JT;
- siguranțe fuzibile și contactoare cu relee termice, în cazul bateriilor comutabile manual sau automat, cu una sau mai multe trepte de JT;
- siguranțe fuzibile și separatoare de sarcină, în cazul bateriilor fixe și comutabile manual de MT;
- întreruptoare automate, în cazul bateriilor comutabile manual sau automat, cu una sau mai multe trepte de JT sau MT.

Siguranțele fuzibile (SF) se aleg pe baza condițiilor [6]:

$$U_{nf} \geq U_r; \quad (5.37)$$

$$I_{nf} \geq I_{nC} \text{ pentru SF rapidă sau } I_{nf} \geq 1,8 \cdot I_{nC} \text{ pentru SF lentă}; \quad (5.38)$$

$$I_{nf} \geq \frac{I_{mcc}}{2,5}; \quad (5.39)$$

$$I_r \geq I_{mde}. \quad (5.40)$$

Semnificația mărimilor din aceste relații este următoarea:

- $U_{nf}$  - tensiunea nominală a fuzibilului;
- $I_{nf}$  - curentul nominal al fuzibilului;
- $U_r$  - tensiunea rețelei de alimentare;
- $I_{nC}$  - curentul nominal al bateriei (sau al treptei) de condensatoare;
- $I_{mcc}$  - amplitudinea curentului de conectare a bateriei sau treptei;
- $I_{mdc}$  - amplitudinea curentului de deconectare a bateriei sau treptei;
- $I_r$  - capacitatea de rupere a fuzibilului siguranței.

Alegerea contactoarelor cu relee termice și a întreruptoarelor automate se face pe baza următoarelor condiții [6]:

$$U_n \geq U_r ; \quad (5.41)$$

$$I_n \geq 1,4 I_{nC} ; \quad (5.42)$$

$$I_i \geq I_{mcc} ; \quad (5.43)$$

$$I_r \geq I_{mdc} , \quad (5.44)$$

în care:

- $U_n$  și  $I_n$  sunt tensiunea, respectiv curentul nominal, ale aparatului;
- $I_i$  și  $I_r$  - capacitatea de închidere și, respectiv, de rupere ale aparatului;

Relația (5.42) s-a stabilit ținând seama de suprasarcina admisibilă de 30 % și de toleranța admisă pentru capacitatea condensatorului de 10 %.

Releele termice se reglează la valoarea:

$$I_{rt} = 1,3 I_{nC} , \quad (5.45)$$

iar relele electromagnetice, cu acțiune instantanee, la:

$$I_{re} \geq 1,2 I_{nC} . \quad (5.46)$$

Conductoarele de racordare la bare ale bateriei de condensatoare se dimensionează la un curent maxim admis:

$$I_{adm} \geq 1,4 I_{nC} . \quad (5.47)$$

Protecția împotriva scurtcircuitelor interne, provocate de străpungerea dielectricului se realizează fie cu siguranțe fuzibile montate în cuva condensatoarelor pe fiecare fază, fie cu relee, în special pentru bateriile de medie tensiune. La bateriile în conexiune dublă stea se utilizează, de obicei, protecția diferențială, cu releul de curent RD (Fig. 5. 7) montat direct, sau prin intermediul unui reductor de curent, pe legătura dintre punctele neutre ale celor două stele.

În figura 5.11 sunt prezentate scheme de principiu ale bateriilor de

condensatoare pentru compensarea individuală sau centralizată, utilizate la joasă tensiune [5].

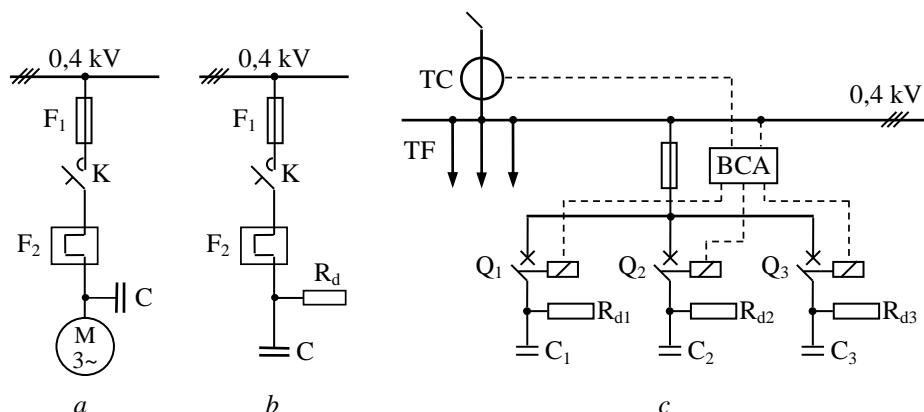


Fig. 5. 11. Scheme de principiu ale bateriilor de condensatoare de joasă tensiune: a-compensare individuală a unui receptor inductiv; b-compensare sectorială cu baterie fixă; c-compensare centralizată cu baterie comutabilă automat, în trei trepte;  $F_1$  - siguranțe fuzibile;  $F_2$  - rele termice; K - contactoare; C - baterie de condensatoare fixă;  $R_d$ -rezistență de descărcare; TC- transformator de curent;  $Q_1, Q_2, Q_3$  - disjunctoare (pentru comutație și protecție); BCA - bloc de comandă automată;  $C_1, C_2, C_3$  - treptele bateriei comutabile;  $R_{d1}, R_{d2}, R_{d3}$  - rezistențe de descărcare a treptelor bateriei.

Conectarea celor trei trepte ale bateriei (Fig. 5. 11, c) este comandată prin intermediul blocului de comandă automată BCA. La bornele blocului sunt conectate un semnal de curent, preluat de la transformatorul de măsură de curent TC, montat pe o fază a alimentării tabloului TF, precum și tensiunile de pe celelalte două faze de pe barele tabloului. Circuitele electronice din interiorul blocului de comandă prelucrează semnalele de tensiune și de curent, iar la ieșirea blocului de comandă va apare un semnal de tensiune proporțional cu curentul reactiv în punctul de racord.

În funcție de necesarul de putere reactivă se vor conecta treptele bateriei de condensatoare  $C_1, C_2, C_3$ , prin acționarea disjunctoarelor  $Q_1, Q_2, Q_3$ .

### 5.3.6. Compensarea puterii reactive în nodurile cu regim deformant

Apariția armonicilor este cauzată de prezența în instalațiile electrice a unor echipamente cu caracteristici neliniare: transformatoare saturate, balasturi de lămpi fluorescente, cuptoare cu arc, echipamente care utilizează componente electronice de putere (redresoare de putere comandate cu tiristoare, variatoare de viteză pentru motoarele electrice etc.).

Armonicile care apar într-un sistem trifazat simetric sunt în general de ordin impar: 3, 5, 7..., având amplitudini descrescătoare în funcție de ordinul armonicii. În acest paragraf sunt prezentate mijloace practice de

reducere a influenței armonicilor, cu referire la bateriile de condensatoare.

Condensatoarele sunt sensibile la componentele armonice ale tensiunii de alimentare. Deoarece reactanța capacitivă scade odată cu creșterea frecvenței, un procent mic de tensiune, corespunzătoare unei armonici, poate genera un curent semnificativ prin capacitate.

Prezența componentelor armonice duce la distorsionarea formelor de undă ale curentului și tensiunii, efectul fiind cu atât mai mare cu cât conținutul de armonici este mai mare.

Dacă frecvența proprie a circuitului format de bateria de condensatoare și combinația de reactanțe din sistemul de alimentare este apropiată de frecvența unei armonici se produce un fenomen de rezonanță parțială, caracterizat prin valori crescute ale curentului și tensiunii, corespunzătoare acelei frecvențe. În acest caz, curentul de valoare ridicată produce supraîncălzirea condensatoarelor, care poate să conducă la distrugerea acestora.

Distorsiunea armonică a unde de tensiune se manifestă în mod frecvent sub forma unei unde ascuțite a cărei amplitudine este mai mare decât cea a sinusoidei normale. Având în vedere și supratensiunile cauzate de rezonanță se impune creșterea nivelului de izolație a condensatoarelor utilizate în instalațiile cu regim deformant față de cele de tip „standard”.

Pentru a asigura o funcționare satisfăcătoare a bateriilor de condensatoare utilizate în instalațiile cu regim deformant, conform PE 120/94, instalațiile de condensatoare se vor proiecta pentru valori ale curentului și tensiunii mai mari decât valorile nominale în regim sinusoidal, astfel:

$$I_{\max} = 1,3I_n; \quad U_{\max} = 1,1U_n; \quad Q_{\max} = 1,43Q_n, \quad (5.48)$$

unde  $I_n$ ,  $U_n$  și  $Q_n$  sunt valorile nominale în regim sinusoidal ale curentului tensiunii și puterii reactive ale condensatorului.

În cazul în care rezultă o depășire a curentului admisibil și atunci când apar condiții de rezonanță, se vor lua următoarele măsuri [11]:

- realizarea de filtre absorbante de armonici acordate pe principalele armonici, cu parametri justificați în prealabil, pe baza unui studiu cu măsurători. Filtrele de absorbție se utilizează dacă parametrii regimului deformant depășesc valorile admise, de exemplu dacă factorul de distorsiune a tensiunii (THD) la JT și MT este mai mare decât 8 % [9].
- conectarea de bobine în serie cu bateriile de condensatoare și acordarea filtrului astfel încât la oricare dintre armonicile existente, cu excepția fundamentalei, circuitul să aibă o reactanță inductivă. Un astfel de circuit reprezintă un filtru refulant și se va utiliza numai în cazul în care parametrii regimului deformant sunt sub valorile prescrise;
- utilizarea de filtre active.

Filtrele de absorbție se compun din baterii de condensatoare legate în

serie cu bobine, circuitele astfel formate fiind acordate (prin alegerea corespunzătoare a inductanței bobinei) pe frecvențele armonicilor care trebuie absorbite, de obicei armonicile a 5-a, a 7-a și a 11-a.

Conectate în paralel la rețea în apropierea sursei de armonici, filtrele de absorbție asigură scurtcircuitarea locală a curenților armonici astfel încât aceștia nu se mai propagă în rețea. În figura 5.12 se prezintă schema de principiu a unei instalații de filtrare cu circuite rezonante serie pentru anumite armonici.

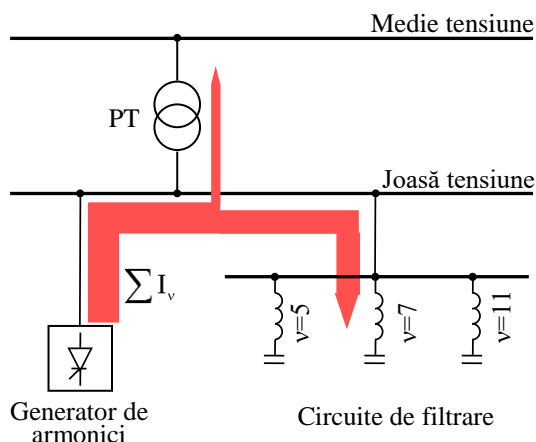


Fig. 5. 12. Schema de principiu a unei instalații de filtrare cu circuite rezonante serie pentru armonicile de ordinul 5, 7 și 11.

Bobinele din circuitele filtrelor au pe lângă rolul de a acorda circuitele respective pe frecvențele dorite și pe acela de a limita șocul de curent în momentul conectării bateriei de condensatoare la rețea.

Instalarea condensatoarelor pentru compensarea puterii reactive în rețele cu impedanțe predominant inductive poate conduce la rezonanțe parțiale la anumite frecvențe armonice. Cu cât frecvența proprie este mai apropiată de frecvența unei armonici cu atât efectul de distorsiune va fi mai mare.

În astfel de cazuri se iau măsuri pentru a schimba frecvența proprie la o valoare care să nu producă rezonanță cu nici o armonică importantă. Aceasta se realizează prin inserierea cu condensatorul a unei inductanțe de suprimare a armonicilor (bobină de dezacord). Măsura se aplică numai în cazul în care parametrii regimului deformant sunt sub valorile prescrise.

Dimensionarea acestei bobine se face astfel încât, la frecvența de 50 Hz, puterea ei să reprezinte un procent din puterea nominală a condensatorului. De exemplu, pentru un factor de dezacord de 7% (la 50 Hz,  $X_L = (7/100) \cdot X_C$ ) fenomenul de rezonanță se produce la 189 Hz, valoare situată aproximativ la mijlocul intervalului dintre armonicile a 3-a și a 5-a.

Se menționează că prezența reactanței duce la creșterea curentului de frecvență fundamentală (50 Hz) cu o valoare redusă (7÷8%), tensiunea la bornele capacității mărindu-se în aceeași proporție. De aceasta se ține seama alegând condensatoare proiectate pentru 440 V în rețeaua de 400 V.

Filtrele active, montate în paralel cu o sarcină neliniară, analizează armonicile absorbite de sarcină și injectează același curent armonic către sarcină, pe faza corespunzătoare. În consecință, curenții armonici vor fi complet neutralizați în punctul considerat, eliminându-se circulația armonicilor de curent spre sursă.

Filtrele active compensează de asemenea și energia reactivă.

Costul ridicat al acestor filtre (de 2÷3 ori mai mare decât al filtrelor pasive) limitează utilizarea lor.

În prezent, cele mai utilizate sunt filtrele refulante.

Pentru alegerea soluției optime de compensare în nodurile cu regim deformant se folosesc următorii parametri [8]:

- $S_v$  - suma puterilor aparente ale tuturor echipamentelor care generează armonici (convertizoare statice, invertoare, variatoare de viteză etc.), conectate la barele la care este conectată și bateria de condensatoare. Dacă pentru unele echipamente se dă puterea activă, la calculul puterii aparente se consideră  $\cos\varphi=0,7$ ;
- $S_{sc}$  - puterea trifazată de scurtcircuit la bornele bateriei de condensatoare;
- $S_{tr}$  - suma puterilor aparente ale tuturor transformatoarelor de alimentare a sistemului din care fac parte barele de distribuție.

Cu acești parametri, se poate face o alegere a capacității, care să asigure un nivel de funcționare acceptabil din punct de vedere al armonicilor de curent și tensiune, conform tabelului 5.7 [8].

Tabelul 5.7. Alegerea soluțiilor de limitare a armonicilor asociate unei baterii de condensatoare de JT alimentată prin transformator (transformatoare) [8]

Regula generală valabilă pentru orice putere a transformatoarelor			
$S_v \leq \frac{S_{sc}}{120}$	$\frac{S_{sc}}{120} < S_v \leq \frac{S_{sc}}{70}$	$S_v > \frac{S_{sc}}{70}$	
Condensatoare standard	Condensatoare cu tensiunea nominală crescută cu 10% (excepție cele de 230 V)	Condensatoare cu tensiunea nominală crescută cu 10% + bobine de suprimare a armonicilor	
Regula simplificată pentru transformatoare cu $S_{tr} \leq 2$ MVA			
$S_v \leq 0,15S_{tr}$	$0,15S_{tr} < S_v \leq 0,25S_{tr}$	$0,25S_{tr} < S_v \leq 0,6S_{tr}$	$S_v > 0,6S_{tr}$
Condensatoare standard	Condensatoare cu tensiunea nominală crescută cu 10% (excepție cele de 230 V)	Condensatoare cu tensiunea nominală crescută cu 10% + bobine de suprimare a armonicilor	Filtre

### 5.3.7. Criterii și calcule tehnico-economice pentru alegerea variantei optime de compensare

După stabilirea puterii reactive de compensat urmează repartizarea acesteia în instalațiile consumatorului, având în vedere tipurile de compensare prezentate în paragraful precedent.

Se analizează mai multe variante de compensare în vederea obținerii eficienței economice maxime.

Dacă instalația de compensare se realizează eşalonat pe mai mulți ani, variantele de compensare se compară între ele prin *metoda cheltuielilor totale actualizate* (CTA), calculate pentru fiecare variantă.

Cheltuielile totale actualizate pentru o variantă  $j$  se calculează cu expresia [2]:

$$CTA_j = \sum_{i=1}^n I_{ji} (1+a)^{-i} + \sum_{i=1}^n C_{ji} (1+a)^{-i} - \sum_{i=1}^n V_{ji} (1+a)^{-i}, \quad (5.49)$$

în care:

- $CTA_j$  reprezintă cheltuielile totale actualizate pentru varianta  $j$ ;
- $n$  - anul final al perioadei de realizare a instalației de compensare;
- $i$  - anul în care se realizează o parte din cheltuielile totale;
- $a$  - rata de actualizare;
- $I_{ji}$  - investițiile făcute în anul  $i$  pentru instalațiile prevăzute a se realiza în varianta  $j$ ;
- $C_{ji}$  - cheltuielile anuale din anul  $i$ , pentru varianta  $j$ ;
- $V_{ji}$  - valoarea reziduală a instalațiilor care în urma lucrărilor efectuate pot fi demontate în anul  $i$  sau dacă  $i=n$  - valoarea încă neamortizată a acestora.

Investițiile din fiecare an și pentru fiecare variantă trebuie să cuprindă atât investițiile pentru instalațiile de compensare  $I_c$  cât și pe cele pentru instalațiile auxiliare necesare realizării compensării  $I_a$ , deci:

$$I_{ji} = I_c + I_a. \quad (5.50)$$

Dacă într-un anumit an apar instalații comune tuturor variantelor, nu este necesară luarea în considerare a investițiilor aferente acestora.

Pentru fiecare variantă, cheltuielile anuale din anul  $i$  trebuie să cuprindă pe lângă cheltuielile pentru instalația de compensare și pe cele pentru instalațiile auxiliare, precum și cheltuielile pentru energia electrică activă și reactivă:

$$C_{ji} = c_c I_{cji} + c_a I_{aji} + \gamma P_{ji} + \alpha_a W_{aji} + \alpha_r W_{rji}, \quad (5.51)$$

în care:

- $c_c$  și  $c_a$  sunt cheltuielile anuale relative pentru instalațiile de compensare

și cele auxiliare necomune de care se dispune în anul  $i$  de către fiecare variantă;

- $\gamma$  - prețul puterii active la consumator, în lei/kW;
- $\alpha_a, \alpha_r$  - prețul energiei active, respectiv reactive, la consumator, în lei/kWh, respectiv lei/kvarh;
- $W_{aji}, W_{rji}$  - energia activă, respectiv reactivă, cumpărată de la furnizorul de energie electrică în anul  $i$ , pentru fiecare variantă;
- $P_{ji}$  - puterea activă solicitată de consumator în anul  $i$  pentru varianta  $j$ , care include atât reducerea pierderilor de putere datorită compensării cât și pierderile în mijloacele de compensare.

Precizările făcute la determinarea lui  $P_{ji}$  sunt valabile și la calculul energiei active  $W_{aji}$ . Energia reactivă  $W_{rji}$ , pentru fiecare variantă apare numai în cazurile fără compensare.

Valoarea reziduală  $V_{ji}$  se referă la instalațiile care, prin introducerea compensării, devin disponibile putând fi demontate și utilizate în altă parte, de exemplu unele transformatoare. Există situații când prin introducerea compensării, transformatoarele din rețeaua de distribuție se descarcă, într-o măsură mai mică sau mai mare, fără a deveni total disponibile, deci rezerva de capacitate nu poate fi imediat utilizată. În aceste cazuri este necesar, pentru o tratare echitabilă a fiecărei variante, să se considere în calculele economice descărcarea parțială a unor instalații, care pot fi folosite în cazul creșterii consumului, fără să se facă investiții suplimentare.

Pe baza metodei cheltuielilor de calcul actualizate se poate stabili, prin compararea variantelor de compensare analizate, care dintre aceste variante este cea mai indicată sub aspect economic.

Pentru o caracterizare economică mai completă a soluțiilor care prezintă diferențe reduse la cheltuielile totale actualizate se calculează *timpul de recuperare a investițiilor* în sursele de compensare instalate la consumator.

Timpul de recuperare a investițiilor se determină prin raportarea investițiilor suplimentare în varianta compensată (investițiile în sursele de compensare) la economia anuală scontată:

$$T_{\text{rec}} = \frac{I_{\text{surse}}}{C_0 - C_k}, \quad (5.52)$$

în care:

- $T_{\text{rec}}$  este durata de recuperare a investițiilor, în ani;
- $I_{\text{surse}}$  - investițiile în sursele de compensare, în lei;
- $C_k$  și  $C_0$  - cheltuielile anuale în varianta compensată, respectiv în varianta necompensată (de referință), în lei.

Timpul de recuperare a investițiilor caracterizează eficiența economică



a compensării puterii reactive.

În cazul întreprinderilor, la care realizarea integrală a lucrărilor de montare a instalațiilor de compensare nu depășește un an, pentru compararea sub aspect economic a diferitelor variante de compensare se poate utiliza metoda cheltuielilor de calcul, care pot fi evaluate astfel [2]:

$$Z_c = C + pI, \quad (5.53)$$

în care:

- $Z_c$  reprezintă cheltuielile de calcul;
- $C$  - cheltuielile anuale de exploatare, cuprinzând amortizări, pierderi de putere și energie;
- $I$  - valoarea investiției pentru varianta respectivă
- $p$  - coeficientul normat de eficiență economică.

Cheltuielile de calcul se determină pentru fiecare variantă de compensare, iar în final se adoptă varianta pentru care aceste cheltuieli sunt cele mai mici.

Efectul compensării locale a puterii reactive asupra pierderilor de putere activă se poate aprecia prin intermediul unui indicator tehnico-economic, care se numește *echivalentul energetic al puterii reactive*  $\lambda$ .

Pentru definirea lui  $\lambda$  se consideră cazul simplu al unui consumator  $\underline{S} = P + jQ$ , conectat la o bară B, ca în figura 5.13 și alimentat de pe bara A printr-o linie radială având rezistența totală pe fază R [7].

În lipsa sursei locale de putere reactivă ( $Q_C=0$ ), pierderile de putere în linie se calculează cu relația:

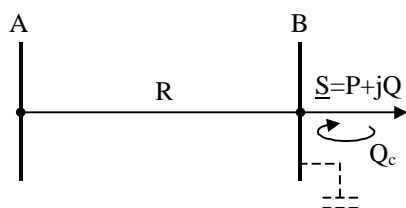


Fig. 5. 13. Schema simplificată pentru de terminarea eficienței surselor locale de putere reactivă.

$$\Delta P_1 = R \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \quad (5.54)$$

În cazul când la bara B se conectează o sursă reactivă având puterea  $Q_C$ , care compensează parțial sarcina  $Q$ , consumatorul solicitând din sistem numai diferența de putere reactivă ( $Q - Q_C$ ), pierderile de putere în linie se

calculează cu relația:

$$\Delta P_2 = R \frac{P^2 + (Q - Q_C)^2}{U^2} \quad (5.55)$$

Echivalentul energetic al puterii reactive  $\lambda$  reprezintă raportul dintre recucerea pierderilor de putere activă în linie (element de rețea) la instalarea

unei surse de putere reactivă și puterea acesteia, deci:

$$\lambda = \frac{\Delta P_1 - \Delta P_2}{Q_C} = R \frac{2Q - Q_C}{U^2} \quad (5.56)$$

Din analiza acestei relații rezultă că efectul compensării este cu atât mai mare cu cât distanța electrică  $R$  dintre consumator și sursele de putere reactivă din rețea este mai mare. În consecință, pentru factori de putere egali sau apropiați ca valoare, este mai avantajos să se compenseze consumatorii mai îndepărtați.

Relația (5.56) indică și faptul că eficiența compensării puterii reactive este cu atât mai ridicată cu cât este mai mare diferența dintre puterea reactivă totală  $Q$  cerută de consumator și puterea  $Q_C$  furnizată de sursa de energie reactivă. Dacă  $Q_C \ll Q$ , valoarea echivalentului energetic este de aproape două ori mai mare decât în cazul compensării totale, când  $Q_C=Q$ .

Calculând echivalentul energetic  $\lambda$  în diferite noduri ale rețelei și comparând valorile sale cu valorile conjuncturale pe sistem ( $\lambda_{med}=30$  kW/Mvar) se obține o primă apreciere a nodurilor în care este oportună compensarea.

### BIBLIOGRAFIE

1. Albert H., Florea I. *Alimentarea cu energie electrică a întreprinderilor industriale*. Editura Tehnică, București, 1987.
2. Balaurescu, D., Eremia, M. *Îmbunătățirea factorului de putere*. Editura Tehnică, București, 1981.
3. Buta A. *Transportul și distribuția energiei electrice*. Centrul de multiplicare al Institutului Politehnic „Traian Vuia” Timișoara. 1991.
4. Comșa D. ș.a. *Proiectarea instalațiilor electrice industriale*. Editura Didactică și Pedagogică, București, 1983.
5. Mira, N. (coordonator). *Manual de instalații, Ediția a II-a*. Editura ARTECNO, București, 2010.
6. Peter D.C. *Instalații de distribuție a energiei electrice*. Editura Mediamira, Cluj-Napoca, 2000.
7. Peter, D.C., Tîrnovan, R.A. *Transportul și distribuția energiei electrice*. U.T. PRESS Cluj Napoca, 2014.
8. Schneider Electric. *Manualul instalațiilor electrice în conformitate cu standardele internaționale CEI*. Ediția 2007.
9. ANRE. *Standard de performanță pentru serviciul de distribuție a energiei electrice*. Cod ANRE: 28.1.013.0.00.30.08.2007.

10. ANRE. Ordinul 33/2014. *Metodologia privind stabilirea obligațiilor de plată a energiei electrice reactive și a prețului reglementat pentru energia electrică reactivă*. MO, Partea I, Nr. 408/2.VI.2014.
11. PE 120-94. *Instrucțiuni pentru compensarea puterii reactive în rețelele electrice ale furnizorilor de energie și la consumatorii industriali și similari*. București, 1995.
12. PE 143-94. *Normativ privind limitarea regimului deformant și nesimetric în rețelele electrice de distribuție, Revizia 6*. București, 2008.
13. [www.colgorj.ro/cataloge/SCHRACK/Data/PK16.pdf](http://www.colgorj.ro/cataloge/SCHRACK/Data/PK16.pdf). *Echipamente de compensare a puterii reactive*, accesat februarie 2015.
14. [www.elness.ro](http://www.elness.ro). ELNESS.srl. Baterii de condensatoare de joasă tensiune. Catalog, accesat martie 2016.

## Capitolul 6

# SCURTCIRCUITE ÎN INSTALAȚIILE ELECTRICE DE DISTRIBUȚIE

### Cuprins

6. Scurtcircuite în instalațiile electrice de distribuție .....	195
6.1. Defecte și regimuri anormale de funcționare în instalațiile electrice .....	195
6.1.1. Tipuri de defecte în rețelele electrice .....	196
6.1.2. Regimuri anormale de funcționare .....	197
6.1.3. Tipuri de scurtcircuit. Factorii care afectează severitatea scurtcircuitului .....	197
6.2. Modelarea procesului de scurtcircuit .....	199
6.2.1. Definiții și notații .....	199
6.2.2. Modelarea scurtcircuitului departe de generator (sursă de putere finită) .....	202
6.2.3. Modelarea scurtcircuitului aproape de generator (sursă de putere finită) .....	208
6.3. Calculul curenților de scurtcircuit .....	212
6.3.1. Domenii de aplicare .....	212
6.3.2. Ipoteze în calculul curenților de scurtcircuit .....	213
6.3.3. Metoda componentelor simetrice .....	215
6.3.4. Impedanțe de secvență .....	220
6.3.4.1. Impedanțele de secvență ale echipamentelor electrice, exprimate în unități fizice (ohmi) .....	223
6.3.4.2. Impedanțele de secvență ale echipamentelor electrice, exprimate în unități relative .....	225
6.3.5. Rețele de secvență .....	232
6.3.6. Sursa echivalentă de tensiune .....	237
6.3.7. Aplicarea metodei componentelor simetrice la calculul curenților de scurtcircuit .....	239
6.3.7.1. Scurtcircuitul trifazat .....	239
6.3.7.2. Scurtcircuitul monofazat .....	242
6.3.7.3. Scurtcircuitul bifazat .....	246
6.3.7.4. Scurtcircuitul bifazat cu punere la pământ .....	248
6.3.8. Calculul curenților de scurtcircuit departe de generator (sursă de putere infinită) .....	251
6.3.9. Calculul curenților de scurtcircuit aproape de generator .....	259
6.3.9.1. Metode de calcul și factori de corecție .....	259

6.3.9.2. Scurtcircuit aproape de generator, alimentat de la un generator .....	267
6.3.9.3. Scurtcircuit aproape de generator, alimentat radial din mai multe surse .....	270
6.3.9.4. Scurtcircuit aproape de generator alimentat din mai multe surse funcționând într-o rețea buclată.....	271
6.3.9.5. Influența motoarelor și a compensatoarelor sincrone asupra scurtcircuitului.....	272
6.3.9.6. Influența motoarelor asincrone asupra scurtcircuitului.....	272
Bibliografie.....	301

## 6. SCURTCIRCUITE ÎN INSTALAȚIILE ELECTRICE DE DISTRIBUȚIE

### 6.1. DEFECTE ȘI REGIMURI ANORMALE DE FUNCȚIONARE ÎN INSTALAȚIILE ELECTRICE

Defectele pot fi clasificate după cauza și după natura lor, însă de cele mai multe ori ele apar ca defecte combinate. După natura lor, defectele în instalațiile electrice pot fi grupate în:

- defecte datorate deteriorării izolației (străpungere sau conturnare). Marea majoritate a defectelor reprezintă o formă sau alta a deteriorării izolației. Formele sub care se manifestă aceste defecte sunt scurtcircuiturile și punerile la pământ simple sau duble;
- defecte datorate distrugerii integrității circuitelor electrice, care conduce la întreruperea acestora. Întreruperea circuitelor este o consecință a ruperii conductoarelor, arderii unei siguranțe pe o fază, deschiderii unui separator pe o singură fază etc.

Cauzele care provoacă aceste defecte sunt următoarele:

- deteriorarea izolației instalațiilor electrice, provocată de: supratensiuni interioare, supratensiuni exterioare, îmbătrânirea izolației, umezeală, întreținere necorespunzătoare etc.;
- cauze mecanice: lovirea cablurilor cu ocazia unor lucrări subterane, rupea conductoarelor liniilor sub acțiunea sarcinilor mecanice, atingerea conductoarelor neizolate de către corpuri străine (crengi sau alte obiecte căzute pe linie, păsări etc.);
- manevre greșite sau insuficient pregătite, de exemplu punerea sub tensiune a unei linii legate la pământ, introducerea unor corpuri străine în instalații, sincronizări greșite.

În analiza defectelor se urmărește determinarea modificărilor care survin față de situația normală de funcționare: apariția unor fenomene nedorite (arcul electric), care produc solicitări suplimentare, modificări ale valorilor și formelor de undă ale curenților, dispariția unor tensiuni pe faze, apariția unor supratensiuni, modificări ale structurii sistemului, care pot conduce la apariția pendulărilor în sistem etc.

### 6.1.1. Tipuri de defecte în rețelele electrice

➤ **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. 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. Astfel, solicitările termice și dinamice care apar în elementele componente ale sistemului sunt cu mult mai mari decât în regimul nominal de funcționare. Totodată, arcul electric care însoțește fenomenele de comutație se va manifesta mult mai intens.

➤ **Punerea la pământ într-un punct** este un defect care apare în rețelele cu neutrul izolat sau în rețelele compensate și constă în crearea unei legături accidentale, printr-o impedanță nulă sau finită, între o fază și pământ. Un asemenea defect nu constituie un pericol iminent și în anumite condiții poate fi chiar tolerat un anumit interval de timp.

Punerea la pământ a unei faze produce o modificare a tensiunilor față de pământ a tuturor fazelor și a punctului neutru ideal al rețelei. Tensiunea fazei defecte devine nulă iar tensiunile fazelor sănătoase față de pământ devin egale cu tensiunea între faze. Astfel, izolația față de pământ a fazelor sănătoase este solicitată suplimentar față de condițiile normale de funcționare.

În cazul unei puneri la pământ pe o fază, prin capacitățile față de pământ ale fazelor sănătoase vor circula curenți determinați de tensiunile față de pământ ale acestora. Suma vectorială a acestor curenți va da un curent rezultat, numit *curent de punere la pământ*, care va circula prin pământ și se va închide prin faza defectă,.

Punerea la pământ poate conduce la perturbații în liniile electrice din apropierea fazei defecte, în special în cele de comunicații. Totodată curentul de punere la pământ poate duce la o încărcare nesimetrică a generatoarelor.

De cele mai multe ori acest defect este începutul unui defect mai grav - scurtcircuitul.

➤ **Dubla punere la pământ** se întâlnește numai în rețelele cu curent mic de punere la pământ și constă în punerea la pământ, prin arc electric sau netă, a două faze diferite în două puncte diferite ale rețelei. Este echivalentă cu un scurtcircuit bifazat prin rezistență dar se deosebește de acesta prin deplasarea punctului neutru și diagrama de tensiuni.

➤ **Înteruperea fazelor** poate să apară în următoarele situații:

- ruperea unui conductor, fără apariția unei puneri la pământ sau a unui scurtcircuit;
- ruperea unui conductor, însoțită de un scurtcircuit monofazat;
- întrerupere programată pentru repararea conductorului defect;
- după deconectarea, prin dispozitivul de reanclanșare automată rapidă, a unei singure faze defecte, în cazul unui scurtcircuit monofazat sau bifazat.

Funcționarea unei instalații cu o fază întreruptă poate fi admisă numai dacă sunt rezolvate o serie de probleme care apar în funcționare cum ar fi:

- solicitarea generatoarelor de către componenta negativă;
- comportarea transformatoarelor și a liniilor în regim nesimetric;
- comportarea consumatorilor;
- perturbațiile cauzate liniilor de comunicații de către componenta zero.

### 6.1.2. Regimuri anormale de funcționare

➤ **Suprasarcina** reprezintă creșterea curentului într-o instalație peste valoarea nominală și poate fi cauzată de:

- apariția unui defect în instalație (punerea la pământ a unei faze, scurtcircuit între faze prin rezistență mare, întreruperea unei faze);
- subdimensionarea unei instalații față de sarcina cerută;
- creșterea consumului într-o instalație peste valoarea nominală.

Suprasarcina are următoarele efecte:

- încălzirea echipamentului prin care circulă curentul de suprasarcină la o temperatură mai mare de cât cea nominală. Dacă încălzirea excesivă durează un timp mai îndelungat, se produce îmbătrânirea izolației, ceea ce favorizează apariția unor defecte de natura scurtcircuitului sau a punerii la masă;

- creșterea căderilor de tensiune, mai ales în rețelele încărcate inductiv.

Aceste creșteri ale căderilor de tensiune pot provoca o creștere a suprasarcinii, care să ducă la o cădere suplimentară de tensiune și așa mai departe. Se poate ajunge la așa numita avalanșă de tensiune, care poate conduce la deconectarea pe rând a generatoarelor.

➤ **Pendulările mașinilor sincrone** apar cu ocazia încărcării bruște a acestora, a schimbărilor rapide ale configurației sistemului sau a eliminării cu întârziere a scurtcircuitelor.

Pendulările se caracterizează prin variații importante ale curenților, tensiunilor și puterilor debitate de generatoare și pot conduce la ieșirea generatoarelor din sincronism.

### 6.1.3. Tipuri de scurtcircuit. Factorii care afectează severitatea scurtcircuitului

După numărul de faze scurtcircuitate se deosebesc: scurtcircuitate trifazate cu sau fără punere la pământ, scurtcircuitate bifazate cu sau fără punere la pământ și scurtcircuitate monofazate, ultimul tip 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.

În tabelul 6.1 sunt prezentate principalele tipuri de scurtcircuit din instalațiile electrice, ținând cont de situația neutrului transformatorului și



simbolizarea curenților de scurtcircuit corespunzători defectului.

Tabelul 6.1. Tipuri de scurtcircuit

Situația neutrului transformatorului	Tipuri de scurtcircuit	Simbol
Transformator cu neutrul legat la pământ sau tratat prin rezistență:	Trifazat	$I_k^{(3)}$
	Bifazat	$I_k^{(2)}$
	Bifazat cu punere la pământ	$I_k^{(2p)}$
	Monofazat	$I_k^{(1)}$
Transformator cu neutrul izolat sau tratat prin bobină de stingere:	Trifazat	$I_k^{(3)}$
	Bifazat	$I_k^{(2)}$

În cazul scurtcircuitului trifazat toate fazele rețelei se află în condiții identice, deci se păstrează simetria rețelei, fapt pentru care acest defect se consideră simetric. Celelalte tipuri de scurtcircuite sunt nesimetrice deoarece conduc la apariția unor nesimetrii transversale în rețea.

Frecvența de apariție a diferitelor tipuri de scurtcircuit în rețelele electrice este prezentată în tabelul 6.2.

Tabelul 6.2. Frecvența de apariție a diferitelor tipuri de scurtcircuit

Tipul de scurtcircuit	Frecvența de apariție în rețea
Scurtcircuit trifazat	5 %
Scurtcircuit bifazat	15 %
Scurtcircuit bifazat cu pământare	10 %
Scurtcircuit monofazat	70 %

Dacă scurtcircuitele monofazate nu sunt eliminate rapid, ele pot evolua în scurtcircuite bifazate sau trifazate.

Principalele efecte ale scurtcircuitelor sunt:

- întreruperea alimentării cu energie electrică;
- solicitări mecanice și termice inacceptabile ale echipamentelor electrice;
- distrugerea unor componente.

Practica exploatarea rețelelor electrice a stabilit că majoritatea avariilor, în special cele apărute la liniile aeriene, au un caracter trecător, adică avaria se autolichidează după deconectarea sectorului avariat și nu reapare după reconectarea acestuia. De exemplu, în cazul unei conturnări obișnuite pe suprafața izolatoarelor unei linii, provocată de descărcări atmosferice, după deconectarea liniei, rigiditatea dielectrică a intervalului în aer se reface într-un timp scurt, necesar pentru deionizarea aerului la locul conturnării, defectul autolichidându-se.

În legătură cu aceasta și-a găsit o largă utilizare reanclanșarea automată rapidă (RAR) a circuitelor, în special a liniilor aeriene, o automată de rețea

care, în urma declanșării prin protecție a unei linii, după un timp de pauză de ordinul a 0,5 s, comandă reanclanșarea liniei electrice. Dacă în acest interval de timp avaria care a cauzat declanșarea s-a autolichidat, linia rămâne sub tensiune, iar RAR-ul se consideră reușit. În caz contrar se produce o nouă deconectare a liniei, care rămâne definitivă, RAR-ul fiind nereușit. S-a constatat că numărul de RAR-uri reușite este de peste 60 % din numărul total al avariilor la liniile de medie tensiune, procentul fiind și mai mare la liniile de înaltă tensiune.

Regimul de scurtcircuit se caracterizează prin apariția unor curenți cu intensități foarte mari, care depășesc 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.

## 6.2. MODELAREA PROCESULUI DE SCURTCIRCUIT

### 6.2.1. Definiții și notații

Se definesc principalii termenii, aferenți instalațiilor electrice, utilizați în analiza regimurilor de scurtcircuit [4, 5]:

- **Defect** - modificarea locală a unui circuit electric;
- **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 de scurtcircuit prezumat** - curentul care ar circula dacă scurtcircuitul ar fi înlocuit cu unul ideal printr-o impedanță nulă, fără nici o modifi-

care a alimentării;

➤ **Curentul de scurtcircuit simetric** - valoarea efectivă a componentei simetrice a curentului de scurtcircuit;

➤ **Curentul inițial de scurtcircuit**  $I_k''$  - valoarea efectivă a componentei simetrice a curentului alternativ de scurtcircuit în momentul producerii scurtcircuitului, dacă impedanța rămâne constantă (Fig. 6. 2, b);

➤ **Puterea de scurtcircuit inițială**  $S_k''$  - valoarea fictivă definită prin:

$$S_k'' = \sqrt{3}U_n \cdot I_k'', \quad (6.1)$$

unde  $U_n$  este tensiunea nominală a rețelei;

➤ **Curentul de trecere**  $I_D$  - valoarea maximă instantanee a curentului care parcurge o siguranță fuzibilă sau bobina de declanșare a unui aparat de deconectare rapidă în timpul funcționării acesteia;

➤ **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. 6. 2, b). Această valoare depinde de caracteristicile rețelei și de caracteristicile reglajului de tensiune a generatoarelor;

➤ **Curentul de pornire a motorului asincron**  $I_p$  - cea mai mare valoare efectivă a curentului unui motor asincron alimentat la tensiunea nominală  $U_n$  și la frecvența nominală  $f_n$ .

➤ **Circuit electric echivalent** - un model de descriere a funcționării unui circuit printr-o rețea de elemente ideale.

➤ **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;

➤ **Factorul de tensiune**  $c$  - raportul dintre tensiunea sursei echivalente de tensiune și tensiunea  $U_n / \sqrt{3}$ . Introducerea factorului  $c$  este necesară, deoarece, pe de o parte, tensiunea variază în timp și spațiu, datorită schimbării ploturilor la transformatoare, iar 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 6.3;

Tabelul 6.3. Valorile factorului de tensiune c [5]

Tensiuni nominale $U_n$	Factorul de tensiune c, pentru	
	Calculul curentului de scurtcircuit maxim	Calculul curentului de scurtcircuit minim
100÷1000 V (joasă tensiune)	1,05	0,95
1÷20 kV (medie tensiune)	1,1	1
20÷220 kV (înalță tensiune)	1,1	1
400 kV	1	1

➤ **Tensiunea supratranzitorie  $E''$  a mașinii sincrone** - valoarea efectivă a tensiunii interne simetrice a unei mașini sincrone, aplicată în spatele reactanței supratranzitorii  $X''$ , în momentul producerii scurtcircuitului. Ea este dependentă de sarcina rețelei în momentul anterior defectului;

➤ **Tensiunea tranzitorie  $E'$  a mașinii sincrone** - valoarea efectivă a tensiunii interne simetrice a unei mașini sincrone, aplicată real în spatele reactanței tranzitorii  $X'$ , în momentul producerii scurtcircuitului;

➤ **Scurtcircuit departe de generator** - un scurtcircuit în timpul căruia valoarea componentei simetrice de curent alternativ rămâne practic constantă;

➤ **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;

➤ 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.

Calculul de dimensionare a echipamentului și a elementelor de construcție din instalațiile electrice, a prizelor de pământ, a protecției liniilor de telecomunicații, trebuie să se efectueze pentru „regimul maxim” de

funcționare și - la proiectare - pentru o etapă de perspectivă suficient de îndepărtată;

➤ 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, ca și pentru verificarea condițiilor de siguranță a protecției prin releee ș.a., este necesar să se considere „regimul minim” de funcționare.

### 6.2.2. Modelarea scurtcircuitului departe de generator (sursă de putere finită)

În acest paragraf se analizează scurtcircuitul departe de generator, adică situat la o distanță electrică suficient de mare față de sursa generatoare, ceea ce înseamnă că impedanța generatorului este mult mai mică decât impedanța de legătură dintre generator și locul defectului. În acest caz, tensiunea la barele sistemului rămâne practic constantă și după apariția defectului, generatorul fiind considerat o sursă de *putere infinită*. 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. 6. 1, a), alimentată de la o sursă generatoare de putere infinită, în care se presupune că apare un scurtcircuit trifazat metallic în punctul K.

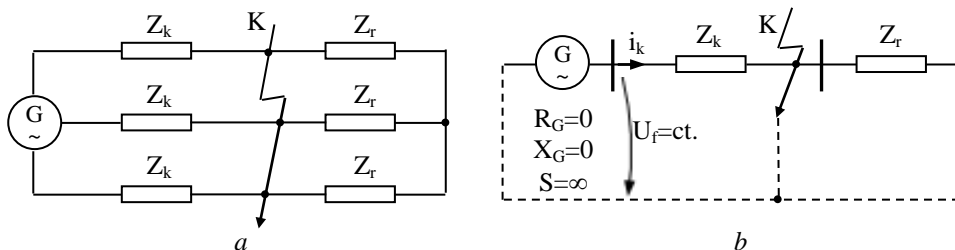


Fig. 6. 1. Modelarea procesului de scurtcircuit:

a-schema simplificată a circuitului trifazat scurtcircuitat; b-schema simplificată monofilară a circuitului trifazat scurtcircuitat [2].

Apariția scurtcircuitului nu schimbă condițiile de simetrie a rețelei și, în

consecință, variația curentului se poate studia folosind schema electrică monofazată (Fig. 6. 1, b), căreia i se aplică tensiunea de fază a sursei generatoare:

$$u_f = U_f \sqrt{2} \sin(\omega t + \alpha) . \quad (6.2)$$

În momentul apariției scurtcircuitului, rețeaua din figura 6.1 se descompune în două circuite independente: unul rămâne conectat la sursă, iar celălalt constituie un circuit închis fără surse, în care curentul se menține până când energia înmagazinată în câmpul electromagnetic se transformă în căldură, care se disipă pe rezistența acestui circuit.

La apariția scurtcircuitului impedanța pe care debitează sursa generatoare se micșorează. În consecință, curentul de scurtcircuit 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 6.1, b:

$$u_f = R_k i_k + L_k \frac{di_k}{dt} , \quad (6.3)$$

Soluția generală a acestei ecuații este:

$$i_k = \sqrt{2} I_p \sin(\omega t + \alpha - \varphi_k) + C e^{-t/T_a} = i_p + i_a \quad (6.4)$$

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;
- $\alpha$  - 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;
- $C$  - constantă de integrare, care se va determina din condițiile inițiale ale scurtcircuitului;
- $T_a = L_k/R_k = X_k/\omega R_k$  - constanta de timp a amortizării componentei aperiodice a curentului de scurtcircuit.

Valoarea constantei de integrare  $C$ , egală cu valoarea inițială a componentei aperiodice ( $C=i_{a0}$ ), se va determina aplicând una din teoremele comu-

tației, conform căreia într-un circuit care conține inductanțe, curentul nu se poate modifica brusc deoarece ar rezulta o tensiune indusă ( $u_L = L(di/dt)$ ) infinită, ceea ce fizic este imposibil.

Înainte de apariția scurtcircuitului, curentul de sarcină are expresia:

$$i = \sqrt{2} I \sin(\omega t + \alpha - \varphi), \quad (6.5)$$

în care  $I$  este valoarea efectivă a curentului de sarcină, iar  $\varphi$  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 (6.4), se obține:

$$C = \sqrt{2} I \sin(\alpha - \varphi) - \sqrt{2} I_p \sin(\alpha - \varphi_k). \quad (6.6)$$

Expresia curentului de scurtcircuit trifazat (6.4) devine:

$$i_k = \sqrt{2} I_p \sin(\omega t + \alpha - \varphi_k) + \left[ \sqrt{2} I \sin(\alpha - \varphi) - \sqrt{2} I_p \sin(\alpha - \varphi_k) \right] e^{-t/T_a} \quad (6.7)$$

Pentru situația în care curentul de sarcină anterior defectului este nul sau poate fi neglijat ( $i(0)=0$ ), pentru  $i_k$  se obține relația:

$$i_k = \sqrt{2} I_p \sin(\omega t + \alpha - \varphi_k) - \sqrt{2} I_p \sin(\alpha - \varphi_k) e^{-t/T_a} \quad (6.8)$$

sau

$$i_k = \sqrt{2} I_p \left[ \sin(\omega t - \beta) + \sin \beta \cdot e^{-t/T_a} \right], \quad (6.9)$$

în care  $\beta = \varphi_k - \alpha$  reprezintă unghiul de conectare.

Analiza relației (6.9) conduce la următoarele situații particulare:

➤  $\beta=0$  ( $\varphi_k=\alpha$ ), când curentul total de scurtcircuit are numai componentă periodică,  $i_p$ , iar curentul de scurtcircuit se numește simetric și are expresia:

$$i_p = \sqrt{2} I_p \sin \omega t; \quad (6.10)$$

➤  $\beta=\pi/2$ , când curentul de scurtcircuit are asimetrie maximă și are valoarea:

$$i_k = \sqrt{2} I_p \left[ e^{-t/T_a} - \cos \omega t \right]. \quad (6.11)$$

Variație în timp a acestui curent este prezentată în figura 6.2. 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.

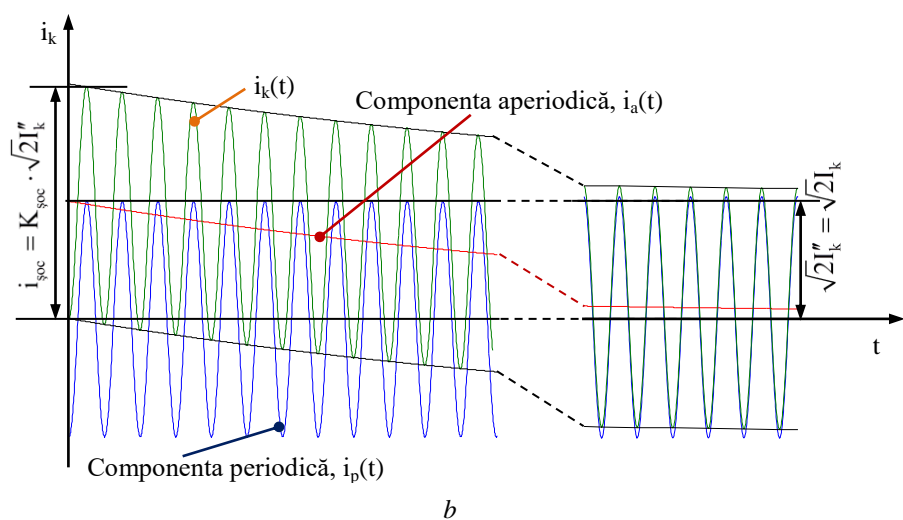
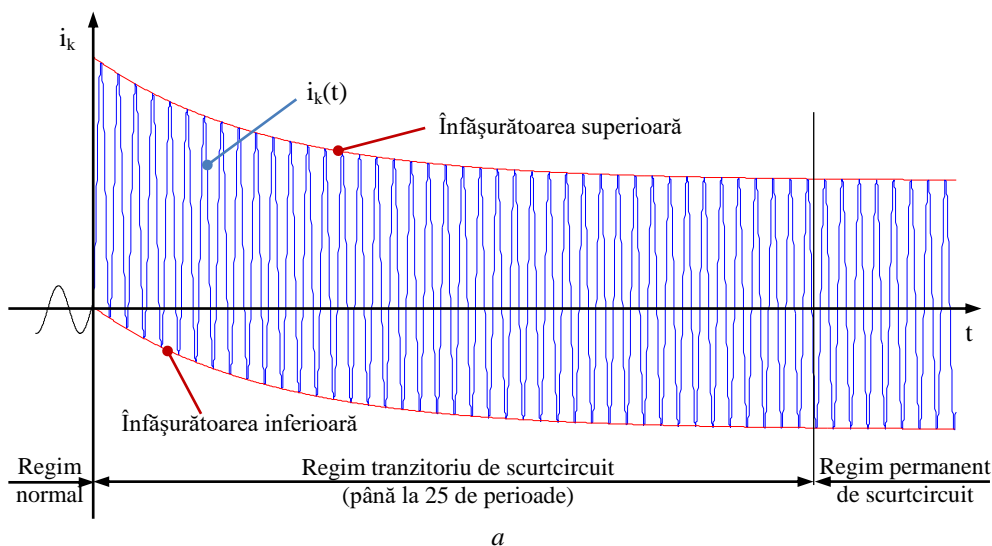


Fig. 6. 2. Variația curentului de scurtcircuit trifazat în cazul unui defect departe de generator: a-curentul total de scurtcircuit; b-componentele curentului de scurtcircuit.

Curentul inițial de scurtcircuit ( $I_k''$ ) reprezintă valoarea efectivă a componentei periodice (simetrice) a curentului de scurtcircuit în momentul producerii scurtcircuitului, dacă impedanța rămâne constantă.

Curentul permanent de scurtcircuit ( $I_k$ ) reprezintă valoarea efectivă a curentului de scurtcircuit stabilizat.

În cazul scurtcircuitului departe de generator, componenta periodică a curentului de scurtcircuit are o amplitudine constantă pe întreaga perioadă a scurtcircuitului, deci:



$$I_k'' = I_k = I_p. \quad (6.12)$$

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 (6.11), în care se înlocuiește  $\omega t = \pi$ :

$$i_{\text{șoc}} = \sqrt{2} I_p \left( 1 + e^{-\frac{\pi}{\omega T_a}} \right) = \sqrt{2} I_p \left( 1 + e^{-\pi \frac{R_k}{X_k}} \right) = \sqrt{2} K_{\text{șoc}} I_p, \quad (6.13)$$

unde:

$$K_{\text{șoc}} = 1 + e^{-\pi \frac{R_k}{X_k}} \quad (6.14)$$

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 6.3.

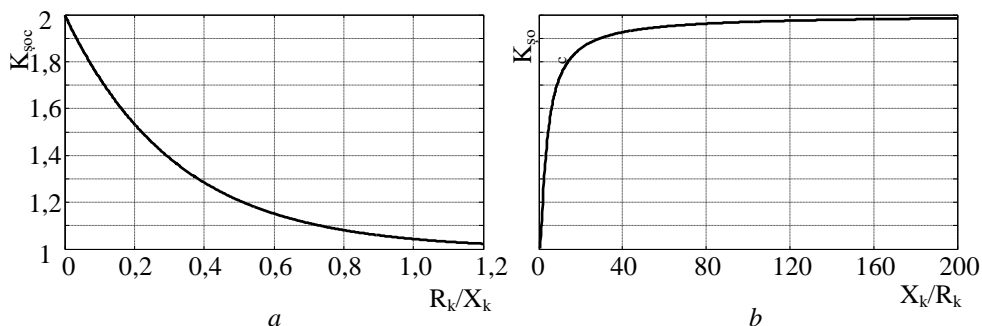


Fig. 6. 3. Variația coeficientului de șoc pentru circuite serie în funcție de: a-raporul  $R_k/X_k$ ; b-raporul  $X_k/R_k$ .

Valorile extreme ale coeficientului de șoc (6.14) sunt:

- $K_{\text{șoc}}=1$ , 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.

Din cele două cazuri limită, rezultă:

$$1 < K_{\text{șoc}} < 2. \quad (6.15)$$

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 scurtcircuit 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 din faze. Prin urmare, definierea 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 (6.8) 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  $t$ .

Valoarea efectivă a curentului total de scurtcircuit, la momentul  $t$ , se calculează cu relația:

$$I(t) = \sqrt{I_p^2 + I_{at}^2} \quad (6.16)$$

sau

$$I(t) = I_p \sqrt{1 + 2e^{-\frac{2t}{T_a}}} \quad (6.17)$$

Dacă timpul se exprimă prin numărul  $\tau$  de cicli (număr de perioade  $T$  complete), respectiv:

$$t = \tau T = \frac{\tau}{f}, \quad (6.18)$$

$f$  fiind frecvența rețelei și se are în vedere că  $T_a = X_k / (2\pi f R_k)$ , relația (6.17) se poate scrie sub forma:

$$I(\tau) = I_p \sqrt{1 + 2e^{-4\pi\tau \frac{R_k}{X_k}}} = K(\tau) \cdot I_p, \quad (6.19)$$

în care:

$$K(\tau) = \sqrt{1 + 2e^{-4\pi\tau \frac{R_k}{X_k}}} \quad (6.20)$$

se numește *factor de asimetrie*, sau *coeficient de asimetrie temporal*.

Relația (6.19) permite calculul valorii efective a curentului de scurtcircuit la diferite momente de timp exprimate în număr de cicli. La frecvența de 50 Hz un ciclu are o durată de 20 ms.

### 6.2.3. Modelarea scurtcircuitului aproape de generator (sursă de putere finită)

În cazul scurtcircuitului aproape de generator, ponderea reactanței generatorului este preponderentă în valoarea impedanței totale de scurtcircuit.

Impedanța generatorului este variabilă în timp și depinde de momentul apariției scurtcircuitului.

Pe parcursul desfășurării scurtcircuitului, generatorul sincron va interveni printr-o reactanță crescătoare în trei etape, corespunzătoare regimurilor succesive ale procesului de scurtcircuit și anume [8]:

➤ regimul supratranzitoriu, cu o durată de  $(\frac{1}{2} \div 1)$  perioadă, respectiv  $(10 \div 20)$  ms, la frecvența de 50 Hz. În acest regim, generatorul intervine prin reactanța supratranzitorie  $X_d''$ ;

➤ regimul tranzitoriu, cu o durată de până la 25 de perioade, respectiv până la 500 ms, la frecvența de 50 Hz. În acest regim, generatorul intervine prin reactanța tranzitorie  $X_d'$ ;

➤ regimul permanent, în care generatorul intervine prin reactanța sincronă.

Reactanța supratranzitorie are valoarea cea mai mică, iar reactanța sincronă are valoarea cea mai mare.

Pe parcursul desfășurării scurtcircuitului și tensiunea electromotoare a generatorului este o mărime variabilă în raport cu timpul. Pentru simplitate, vom considera tensiunea electromotoare constantă, având valoarea efectivă pe fază E.

Din cauza creșterii reactanței generatorului pe perioada regimului tranzitoriu al scurtcircuitului, amplitudinea componentei periodice a curentului de scurtcircuit va fi descrescătoare în timp (regim de scurtcircuit cu componentă alternativă descrescătoare - with AC decay period) [1].

Neglijarea acestui fenomen conduce la o supraevaluare a curentului de scurtcircuit care este acceptată.

Pe perioada regimului tranzitoriu, curenții induși în barele de amortizare ale generatorului și în înfășurarea rotorică au un caracter tranzitoriu. În prima etapă se anulează curenții din înfășurarea de amortizare, care are o constantă de timp mai mică, iar după aceea se anulează curenții din înfășurarea rotorică, care are o constantă de timp mai mare. În consecință, componenta periodică a curentului de scurtcircuit se amortizeze în două etape, cu două constante de timp diferite,  $T_1$  și  $T_2$ , corespunzătoare regimului supra-

tranzitoriu și tranzitoriu. Componenta aperiodică se amortizează cu constanta de timp  $T_0$ .

Dacă scurtcircuitul apare chiar la bornele generatorului, expresia curentului total de scurtcircuit [1] este :

$$i(t) = \sqrt{2} \left[ (I_k'' - I_k') \sin(\omega t - \beta) e^{-\frac{t}{T_1}} + (I_k' - I_k) \sin(\omega t - \beta) e^{-\frac{t}{T_2}} + I_k \sin(\omega t - \beta) + I_k'' \sin \beta e^{-\frac{t}{T_0}} \right], \quad (6.21)$$

în care :

- $I_k'' = \frac{E}{X_d''}$  reprezintă valoarea efectivă a curentului de scurtcircuit supra-tranzitoriu;
- $I_k' = \frac{E}{X_d'}$  - valoarea efectivă a curentului de scurtcircuit tranzitoriu;
- $I_k = \frac{E}{X_d}$  - valoarea efectivă a curentului de scurtcircuit permanent.

Curentul de scurtcircuit cu asimetrie maximă se obține pentru  $\beta = \pi / 2$ .

În aceasta situație relația (6.21) devine:

$$i(t) = \sqrt{2} \left\{ I_k'' e^{-\frac{t}{T_0}} - \left[ (I_k'' - I_k') e^{-\frac{t}{T_1}} + (I_k' - I_k) e^{-\frac{t}{T_2}} + I_k \right] \cos \omega t \right\}. \quad (6.22)$$

În figura 6.4 este reprezentată, conform (6.22), variația curentului total de scurtcircuit (e), care este suma a patru componente, primele trei fiind periodice (componenta supratranzitorie (a), tranzitorie (b) și permanentă (c)), iar a patra este componenta aperiodică (d).

În figura 6.5 se indică modul de definire a componentelor supratranzitorie, tranzitorie și permanente ale curentului de scurtcircuit ca valori efective ale componentei periodice a curentului de scurtcircuit în aceste regimuri, în cazul în care impedanța, corespunzătoare regimului respectiv, nu se modifică.

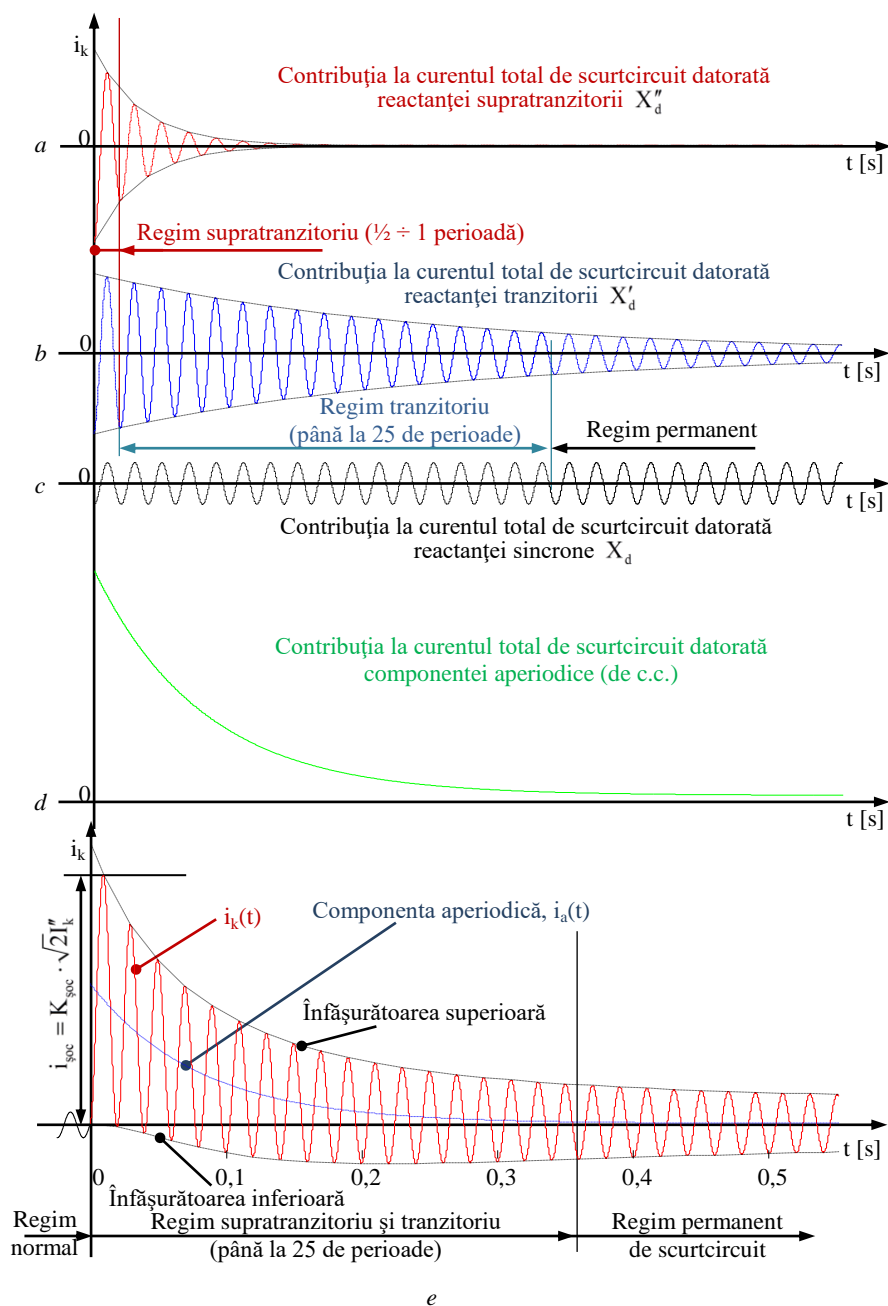


Fig. 6. 4. Variația curentului total de scurtcircuit (e) și acomponentelor sale în cazul unui scurtcircuit aproape de generator. Contribuția la curentul total de scurtcircuit datorată: a-reactanței supratranzitorii  $X_d''$  ; b-reactanței tranzitorii  $X_d'$  ; c-reactanței sincrone  $X_d$  ; d-componentei aperiodice a curentului de acurtcircuit [8].

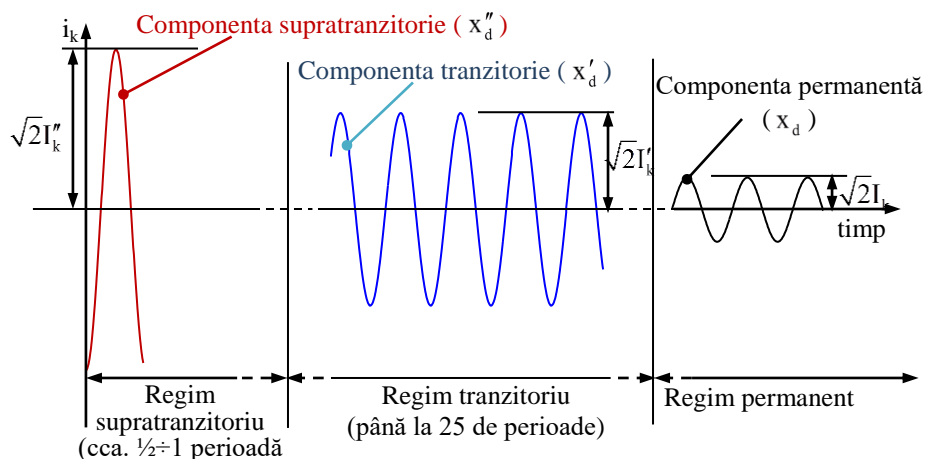


Fig. 6. 5. Explicativă pentru definirea curentului de scurtcircuit inițial (supratranzitoriu), tranzitoriu și permanent.

Curenții de scurtcircuit sunt detectați prin relee de protecție care inițiază întreruperea acestora de către întreruptoare. În figura 6.6 este reprezentat un curent de scurtcircuit asimetric și notațiile necesare pentru terminologia utilizată în descrierea întreruperii curentului de scurtcircuit:

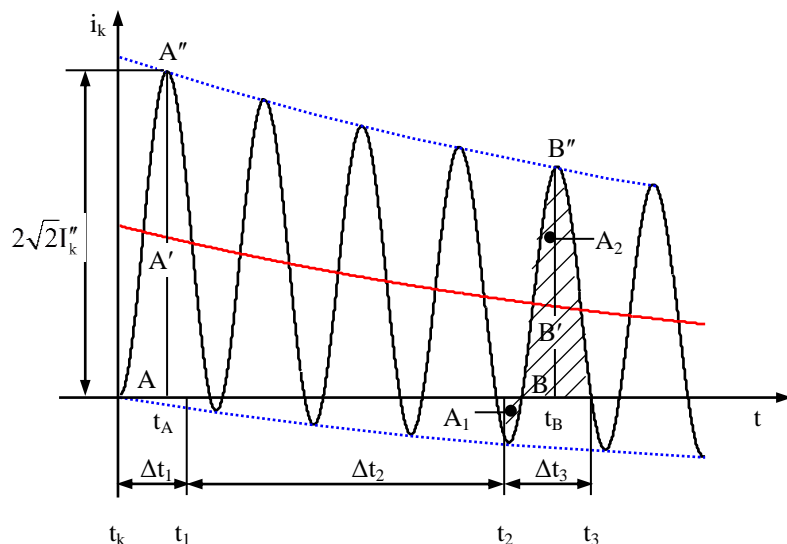


Fig. 6. 6. Explicativă pentru întreruperea curentului de scurtcircuit.

- $t_k$  - momentul apariției scurtcircuitului;
- $\Delta t_1$  - timpul de acțiune a protecției;
- $t_A$  - momentul atingerii valorii de șoc (de vârf) a curentului de scurtcircuit;

- $t_1$  - momentul activării circuitului de declanșare;
- $\Delta t_2$  - durată proprie de deschidere a întrerupătorului;
- $t_2$  - momentul separării contactelor întrerupătorului – momentul apariției arcului electric;
- $\Delta t_3$  - durată arcului electric;
- $t_3$  - momentul întreruperii curentului;
- $t_B$  - momentul atingerii valorii instantanee de vârf înainte de întreruperea curentului;
- $AA''$  - curentul de șoc,  $i_{\text{șoc}}$ , numit și curent de vârf, la „ $1/2$  ciclu”;
- $AA'' = AA' + A'A''$ ;
- $AA'$  - magnitudinea componentei de curent continuu la  $t=t_A$ ;
- $A'A''$  - valoarea de vârf a componentei alternative a curentului la  $t=t_A$ , egală cu  $\sqrt{2}I_k(t=t_A)$ ;
- $BB''$  - valoarea de vârf a curentului de scurtcircuit la  $t=t_B$ ; se notează cu  $I_b$ ;
- $BB'' = BB' + B'B''$ ;
- $BB'$  - magnitudinea componentei de curent continuu la  $t=t_B$ ;
- $B'B''$  - valoarea de vârf a componentei alternative a curentului la  $t=t_B$ , egală cu  $\sqrt{2}I_k(t=t_B)$ ;
- procentul componentei continue a curentului de scurtcircuit la  $t=t_B$  este dat de  $(BB' \times 100) / B'B''$ ;
- $A_1 + A_2$  - aria care corespunde energiei arcului electric măsurată de la separarea contactelor (inițierea arcului la momentul  $t_2$ ) până la stingerea arcului electric (întreruperea curentului la momentul  $t_3$ ).

### 6.3. CALCULUL CURENȚILOR DE SCURTCIRCUIT

#### 6.3.1. Domenii de aplicare [5]

Calculul curenților de scurtcircuit este necesar pentru:

- 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 rele 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 nesimetrice (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 (spre exemplu scheme echivalente REI-DIMO);
- evaluarea tensiunilor post defect.

Calculul de scurtcircuit se întocmește cu o perspectivă diferită, în funcție de scopul lor, și anume [5]:

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

### 6.3.2. Ipoteze în calculul curenților de scurtcircuit [5]

➤ 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 pe scheme simple și cu ajutorul unor programe adecvate, utilizând calculatoare personale sau stații de lucru.

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



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

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

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

- pentru verificarea la solicitări termice în caz de scurtcircuit a elementelor liniilor electrice aeriene se consideră la locul de defect o rezistență de  $5 \Omega$ ;

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

- $15 \Omega$  pentru defecte pe linii aeriene cu conductoare de protecție;
- $50 \Omega$  pentru defecte pe linii aeriene fără conductoare de protecție.

➤ Valorile curenților de scurtcircuit se pot determina și din probe pe viu sau măsurători pe un analizor de rețea.

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

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

➤ În calculele de scurtcircuit, generatoarele vor fi reprezentate prin:

- *reactanța supratranzitorie*, pentru calculul solicitărilor dinamice și termice;

- *reactanța tranzitorie*, pentru determinarea valorii curentului de scurtcircuit la  $t=0,1$  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*, 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  $3 \div 10\%$ .

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

### 6.3.3. 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). Această metodă permite extinderea analizei pe fază în cazul sistemelor cu sarcini dezechilibrate dar lineare. Conform acestei metode, orice sistem nesimetric de fazori (curenți sau tensiuni) se poate descompune, în mod unic, în trei sisteme trifazate simetrice independente [3]:

➤ un sistem de secvență (succesiune) pozitivă (sau directă), notat cu „+” (Fig. 6. 7, a). Este format dintr-un sistem de trei fazori egali în mărime, defazați la  $120^\circ$  în sensul negativ trigonometric (sensul orar);

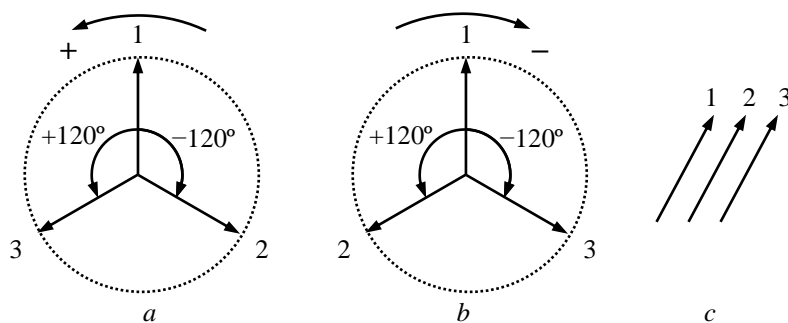


Fig. 6. 7. Sistemul de componente simetrice: a-sistemul de secvență pozitivă; b-sistemul de secvență negativă; c-sistemul de secvență zero.

➤ un sistem de secvență (succesiune) negativă (sau inversă), notat cu „-” (Fig. 6. 7, b). Este format dintr-un sistem de trei fazori egali în mărime, defazați la  $120^\circ$  în sensul pozitiv trigonometric (sensul antiorar);

➤ un sistem de secvență (succesiune) zero (sau homopolară), notat cu „0” (Fig. 6. 7, c). Este format dintr-un sistem de trei fazori egali în mărime și în fază.

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:

$$\begin{aligned}\underline{V}_1 &= \underline{V}_1^0 + \underline{V}_1^+ + \underline{V}_1^-; \\ \underline{V}_2 &= \underline{V}_2^0 + \underline{V}_2^+ + \underline{V}_2^-; \\ \underline{V}_3 &= \underline{V}_3^0 + \underline{V}_3^+ + \underline{V}_3^-.\end{aligned}\quad (6.23)$$

Pentru studiul sistemelor trifazate folosind componentele simetrice de secvență pozitivă, negativă și zero, este convenabil să se introducă un fazor operator, care să defazeze cu  $120^\circ$  unghiul unui fazor dat, fără a-i modifica modulul. Fazorul operator se notează cu  $a$  și este definit de relația:

$$a = e^{j120^\circ} = -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2}; \quad |a| = 1, \quad (6.24)$$

Principalele proprietăți ale operatorului  $a$  sunt:

$$\begin{aligned}a &= e^{j120^\circ} = e^{-j240^\circ}; \quad a^2 = e^{j240^\circ} = e^{-j120^\circ} = -\frac{1}{2} - j\frac{\sqrt{3}}{2}; \\ a^3 &= 1; \quad a^4 = a; \quad 1 + a + a^2 = 0; \\ 1 - a &= \sqrt{3} e^{-j30^\circ} = \frac{3}{2} - j\frac{\sqrt{3}}{2}; \quad 1 - a^2 = \sqrt{3} e^{j30^\circ} = \frac{3}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2}; \\ a - a^2 &= \sqrt{3} e^{j90^\circ} = j\sqrt{3}.\end{aligned}\quad (6.25)$$

Diagrama fazorială a operatorului  $a$  este dată în figura 6.8.

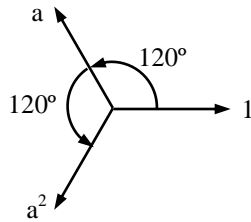


Fig. 6. 8. Diagrama fazorială a operatorului  $a$ .

Operatorii  $1, a, a^2$ , formează un sistem de fazori simetric, echilibrat, de secvență negativă, iar operatorii  $1, a^2, a$  formează un sistem de fazori simetric, echilibrat, de secvență pozitivă.

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 fazorului operator  $a$ , astfel:

➤ pentru sistemul de secvență pozitivă:

$$\underline{V}_1^+ = \underline{V}^+; \quad \underline{V}_2^+ = a^2 \underline{V}^+; \quad \underline{V}_3^+ = a \underline{V}^+; \quad (6.26)$$

➤ pentru sistemul de secvență negativă:

$$\underline{V}_1^- = \underline{V}^-; \quad \underline{V}_2^- = a\underline{V}^-; \quad \underline{V}_3^- = a^2\underline{V}^-; \quad (6.27)$$

➤ pentru sistemul de secvență zero:

$$\underline{V}_1^0 = \underline{V}_2^0 = \underline{V}_3^0 = \underline{V}^0. \quad (6.28)$$

Înlocuind expresiile fazorilor sistemelor simetrice (6.26, 6.27 și 6.28) în relația (6.23), se obține sistemul de ecuații:

$$\begin{aligned} \underline{V}_1 &= \underline{V}^0 + \underline{V}^+ + \underline{V}^-; \\ \underline{V}_2 &= \underline{V}^0 + a^2\underline{V}^+ + a\underline{V}^-; \\ \underline{V}_3 &= \underline{V}^0 + a\underline{V}^+ + a^2\underline{V}^- \end{aligned} \quad (6.29)$$

sau în formă matricială

$$[\underline{V}] = [\underline{T}][\underline{V}]_s, \quad (6.30)$$

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) [3].

$$[\underline{V}] = \begin{bmatrix} \underline{V}_1 \\ \underline{V}_2 \\ \underline{V}_3 \end{bmatrix}; \quad [\underline{V}]_s = \begin{bmatrix} \underline{V}^0 \\ \underline{V}^+ \\ \underline{V}^- \end{bmatrix}; \quad [\underline{T}] = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix}. \quad (6.31)$$

Rezolvând sistemul de ecuații (6.29) în raport cu componentele simetrice ( $\underline{V}^0, \underline{V}^+, \underline{V}^-$ ) se obțin expresiile acestor componente în funcție de mărimile sistemului trifazat nesimetric ( $\underline{V}_1, \underline{V}_2, \underline{V}_3$ ):

$$\begin{aligned} \underline{V}^0 &= \frac{1}{3}(\underline{V}_1 + \underline{V}_2 + \underline{V}_3); \\ \underline{V}^+ &= \frac{1}{3}(\underline{V}_1 + a\underline{V}_2 + a^2\underline{V}_3); \\ \underline{V}^- &= \frac{1}{3}(\underline{V}_1 + a^2\underline{V}_2 + a\underline{V}_3) \end{aligned} \quad (6.32)$$

sau în formă matricială

$$[\underline{V}]_s = [\underline{T}]^{-1}[\underline{V}], \quad (6.33)$$

în care  $[\underline{T}]^{-1}$  este inversa matricei  $[\underline{T}]$ ,

$$[\underline{T}]^{-1} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix}. \quad (6.34)$$

Aplicarea metodei componentelor simetrice necesită introducerea conceptului de rețea de diferite secvențe. 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.

Curenții de o anumită secvență, determină căderi de tensiune numai de secvența respectivă, dacă rețeaua este echilibrată. Nu vor exista interacțiuni între rețelele de diferite secvențe, deoarece ele sunt independente. În consecință, pentru un element echilibrat, componentele simetrice ale curenților sunt legate, prin legea lui Ohm, numai de componentele de tensiune de aceeași secvență. Cu alte cuvinte, dacă un element oarecare al rețelei este echilibrat și prezintă în raport cu curenții  $\underline{I}^+$ ,  $\underline{I}^-$  și  $\underline{I}^0$ , impedanțele proprii  $\underline{Z}^+$ ,  $\underline{Z}^-$  și  $\underline{Z}^0$ , atunci componentele simetrice ale căderilor de tensiune pe aceste elemente sunt:

$$\Delta \underline{U}^+ = \underline{Z}^+ \underline{I}^+; \Delta \underline{U}^- = \underline{Z}^- \underline{I}^-; \Delta \underline{U}^0 = \underline{Z}^0 \underline{I}^0. \quad (6.35)$$

Relația de legătură dintre tensiune și curent la bornele rețelelor de secvență se poate stabili utilizând teorema generatorului echivalent de tensiune.

Pentru exemplificare, se consideră o rețea trifazată activă simetrică și echilibrată, care alimentează un scurtcircuit nesimetric în punctul K, caracterizat prin legături nesimetrice pasive între faze (Fig. 6. 9, a).

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. 6. 9, b, c și d) și având în vedere faptul menționat anterior că, în cazul rețelelor echilibrate, componentele simetrice de secvențe diferite sunt independente.

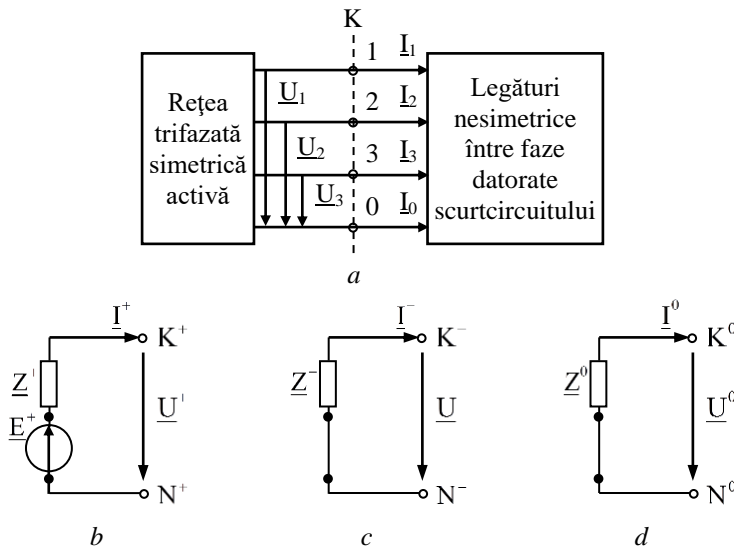


Fig. 6. 9. Reprezentarea schemelor echivalente pentru rețele de diferite secvențe: a-rețea trifazată simetrică activă; b-rețea de secvență pozitivă; c- rețea de secvență negativă; d- rețea de secvență zero.

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 curentilor respectivi va fi același (Fig. 6. 9).

Pentru stabilirea relațiilor dintre curent și tensiune la bornele schemelor de secvență se poate aplica teorema generatorului echivalent de tensiune, respectiv:

$$\underline{U}^+ = \underline{E}^+ - \underline{Z}^+ \underline{I}^+; \quad \underline{U}^- = \underline{E}^- - \underline{Z}^- \underline{I}^-; \quad \underline{U}^0 = \underline{E}^0 - \underline{Z}^0 \underline{I}^0, \quad (6.36)$$

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.

Deoarece generatorul echivalent de tensiune, ca și 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 (6.32):  $\underline{E}^+ = \underline{E}$ ;  $\underline{E}^- = 0$ ;  $\underline{E}^0 = 0$ .

Cu aceste precizări, relațiile (6.36) capătă forma următoare:

$$\underline{U}^+ = \underline{E}^+ - \underline{Z}^+ \underline{I}^+; \quad \underline{U}^- = -\underline{Z}^- \underline{I}^-; \quad \underline{U}^0 = -\underline{Z}^0 \underline{I}^0. \quad (6.37)$$

Tensiunile care apar în rețelele de secvență negativă și zero sunt generate de dezechilibru și apar ca tensiuni aplicate rețelelor în punctul de defect.

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 (6.29) se calculează tensiunile și curenții la locul de defect.

### 6.3.4. Impedanțe de secvență

Pentru determinarea componentelor simetrice ale curenților și tensiunilor la locul de defect trebuie să se cunoască impedanțele echivalente rezultante de secvență pozitivă  $\underline{Z}^+$ , negativă  $\underline{Z}^-$  și zero  $\underline{Z}^0$ . Ele se calculează plecând de la impedanțele de secvență pozitivă, negativă și zero ale fiecărui element component al rețelei - generator, transformator, linie etc.

Impedanțele pot fi exprimate în unități fizice [ $\Omega$ ] sau în unități relative.

➤ **Impedanța de secvență pozitivă/directă  $\underline{Z}^+$  ( $\mathbf{R}^+$ ,  $\mathbf{X}^+$ )** 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. 6. 10, a).

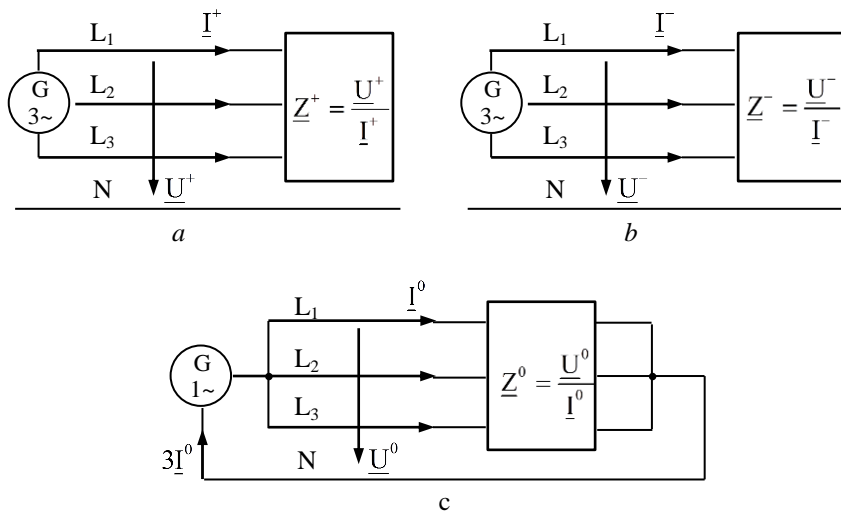


Fig. 6. 10. Impedanțele de secvență ale echipamentelor:  
a-impedanța pozitivă; b-impedanța negativă; c-impedanța zero.

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 pozitivă reprezintă:

- impedanța generatorului;
- impedanța liniilor;
- impedanța de scurtcircuit a transformatorului sau a reactorului;

➤ **Impedanța de secvență negativă/inversă  $\underline{Z}^-$  ( $\mathbf{R}^-$ ,  $\mathbf{X}^-$ )** 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. 6. 10, b).

**Observații:**

▪ Impedanțele negative, corespunzătoare elementelor ale căror circuite cuplate magnetic sunt imobile unul față de altul (linii, transformatoare, reactoare), sunt identice cu impedanțele pozitive, deoarece inducția mutuală între faze nu se modifică prin schimbarea ordinei de succesiune a fazelor unui sistem trifazat simetric și echilibrat de curenți, deci pentru aceste elemente:

$$\underline{Z}^- = \underline{Z}^+; \quad \mathbf{R}^- = \mathbf{R}^+; \quad \mathbf{X}^- = \mathbf{X}^+; \quad (6.38)$$

▪ Pentru generatoarele electrice, ca de altfel și pentru orice mașină electrică, impedanța negativă este diferită față de cea pozitivă, deoarece atunci când se aplică un sistem de tensiuni de secvență negativă, fluxul magnetic creat de curenții de secvență negativă se rotește în sens contrar sensului de rotație a mașinii cu o viteză dublă de rotație față de rotor. În calculele practice de scurtcircuit se recomandă:

- pentru turbogeneratoare,  $\mathbf{X}^+ = \mathbf{X}^-$ ;
- pentru generatoarele cu poli aparenti, cu sau fără bobine de amortizare, impedanța negativă este mai mare decât impedanța pozitivă;
- la mașinile asincrone, impedanța negativă este aproximativ egală cu reactanța de scurtcircuit a acesteia.

➤ **Impedanța de secvență zero/homopolară  $\underline{Z}^0$  ( $\mathbf{R}^0$ ,  $\mathbf{X}^0$ )** a unui element component de sistem se definește ca fiind raportul dintre tensiunea de fază și curentul de linie, atunci când elementul respectiv este alimentat de la un sistem de tensiuni de secvență zero (Fig. 6. 10, c). Se menționează că impedanța de secvență zero se referă întotdeauna la un element cu conexiunea în stea. O impedanță de secvență zero nu poate fi atribuită unui element cu o conexiune în triunghi.

Prezența curenților de secvență zero, care sunt sinfazici, este condiționată de existența unei căi de întoarcere a curentului, reprezentată de pământ și circuite legate la pământ, dispuse paralel cu linia electrică (conductoarele de protecție legate la pământ, șinele de cale ferată dispuse de-a lungul liniei, mantalele metalice, legate la pământ, ale cablurilor etc.).



**Observații:**

- Pentru mașinile sincrone, impedanța de secvență zero este, în general, mult mai mică decât impedanța sincronă supratranzitorie;

- La liniile electrice, impedanța de secvență zero depinde de tipul constructiv al liniei (aeriană sau în cablu) și de calea de întoarcere a curentului.

În normativele de proiectare se indică valorile rezistențelor și reactanțelor de secvență zero pentru diferite tipuri de linii aeriene și în cablu, prin multiplii ai rezistenței, respectiv reactanței pozitive ale acelei linii;

- Pentru transformatoarele trifazate, impedanța de secvență zero depinde de puterea transformatorului, iar la aceeași putere este funcție de tipul constructiv și de conexiunile înfășurărilor transformatorului.

Valorile acestor impedanțe sunt puse la dispoziție de firmele constructoare sau se dau în tabele.

- Impedanța de secvență zero a unei legături la pământ este egală cu de trei ori valoarea impedanței de legare la pământ (Fig. 6. 11).

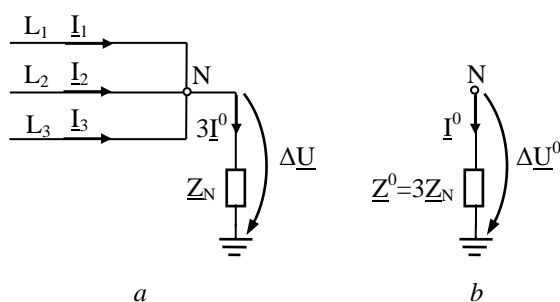


Fig. 6. 11. Impedanța de secvență zero a unei impedanțe de legare la pământ.

În figura 6.11, a, impedanța de legare la pământ  $\underline{Z}_N$  este parcursă de suma curenților de linie, egală cu triplul componentei 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:

$$\Delta \underline{U} = \underline{Z}_N (3\underline{I}^0) = (3\underline{Z}_N) \underline{I}^0. \quad (6.39)$$

În schema de secvență zero din figura 6.11, 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:

$$\Delta \underline{U}^0 = \underline{Z}^0 \underline{I}^0. \quad (6.40)$$

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  $\underline{Z}^0 = 3\underline{Z}_N$ .

### 6.3.4.1. Impedanțele de secvență ale echipamentelor electrice, exprimate în unități fizice (ohmi)

Impedanțele de secvență pozitivă ale echipamentelor sunt puse la dispoziție de către firmele constructoare sau se pot calcula în funcție de mărimile caracteristice ale acestora.

➤ **Reactanța generatorului**, exprimată în procente din impedanța nominală a mașinii, este pusă la dispoziție de către firmele constructoare. Dacă parametri nominali ai generatorului sunt  $I_n$  sau  $S_n$  și  $U_n$ , impedanța nominală se definește prin relația:

$$Z_n = \frac{U_n}{\sqrt{3} I_n} = \frac{U_n^2}{S_n}, \quad (6.41)$$

în care:

- $U_n$  este tensiunea nominală a generatorului, în kV;
- $S_n$  - puterea nominală a generatorului, în MVA.

Din expresia reactanței procentuale (x%) a generatorului:

$$x\% = \frac{X}{Z_n} \cdot 100, \quad (6.42)$$

se poate calcula reactanța  $X$  a generatorului, în  $\Omega$ :

$$X = \frac{x\%}{100} \cdot Z_n = \frac{x\%}{100} \cdot \frac{U_n^2}{S_n} [\Omega]. \quad (6.43)$$

Această relație se aplică pentru fiecare din cele trei reactanțe ale generatorului: supratranzitorie, tranzitorie și sincronă.

➤ Rezistența și reactanța liniilor electrice se calculează cu relațiile:

$$R_L = R_{0L} L; \quad X_L = X_{0L} L, \quad (6.44)$$

în care:

- $R_{0L}$  este rezistența specifică a liniei, în  $\Omega/\text{km}$ ;
- $X_{0L}$  - reactanța specifică a liniei, în  $\Omega/\text{km}$ ;
- $L$  - lungimea liniei, în km.

➤ **Impedanța de scurtcircuit  $Z_T$  a transformatorului cu două înfășurări** este compusă din rezistența echivalentă  $R_T$  și reactanța echivalentă  $X_T$  ale transformatorului. Se calculează cu relațiile:

$$R_T = \frac{\Delta P_{\text{Cun}} U_n^2}{S_n^2} 10^{-3} [\Omega]; \quad Z_T = \frac{u_k\%}{100} \frac{U_n^2}{S_n}; \quad X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2}, \quad (6.45)$$

în care:

- $U_n$  este tensiunea nominală a înfășurării la care se face raportarea

parametrilor transformatorului, în kV;

- $S_n$  - puterea nominală a transformatorului, în MVA;
- $\Delta P_{Cu n}$  - pierderile de putere în scurtcircuit sau în cupru la sarcină nominală, în kW;

▪  $u_k\%$  - tensiunea de scurtcircuit a transformatorului, exprimată în procente din tensiunea nominală.

La transformatoarele de puteri mari (transformatoarele din stațiile de transformare)  $X_T \gg R_T$  și, în consecință, se poate considera  $X_T \approx Z_T$ .

➤ **Impedanțele transformatorului cu trei înfășurări** reprezintă impedanțele înfășurărilor primară, secundară și terțiară.

**Rezistențele înfășurărilor** se determină având în vedere tipul transformatorului, astfel [3]:

▪ pentru *primul tip* de transformatoare, având raportul puterilor înfășurărilor de 100/100/100%, rezistențele raportate la aceeași tensiune sunt egale între ele ( $R_1=R_2=R_3=R$ ) și se calculează cu relația:

$$R = \Delta P_{Cu n} \frac{U_n^2}{2S_n^2} \cdot 10^{-3} [\Omega], \quad (6.46)$$

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

▪ pentru *al doilea tip* de transformatoare, având raportul puterilor înfășurărilor de 100/100/66,66% sau 100/66,66/100%, rezistențele înfășurărilor se calculează cu relațiile:

$$R_1 = R_2 = R, \quad R_3 = 1,5R, \quad (6.47)$$

pentru tipul 100/100/66,66%;

$$R_1 = R_3 = R, \quad R_2 = 1,5R, \quad (6.48)$$

pentru tipul 100/66,66/100%. În ambele cazuri, rezistența  $R$  se calculează cu relația (6.46);

▪ pentru *al treilea tip* de transformatoare, având raportul puterilor înfășurărilor de (100/66,66/66,66%), rezistențele înfășurărilor se calculează cu relațiile:

$$R_1 = R, \quad R_2 = R_3 = 1,5R, \quad (6.49)$$

în care:

$$R = \frac{6}{11} \Delta P_{Cu n} \frac{U_n^2}{S_n^2} \cdot 10^{-3} [\Omega]. \quad (6.50)$$

**Reactanțele înfășurărilor**, raportate la aceeași tensiune, se determină astfel:

$$X_1 = \frac{X_{12} + X_{13} - X_{23}}{2}; \quad X_2 = \frac{X_{23} + X_{12} - X_{13}}{2}; \quad X_3 = \frac{X_{13} + X_{23} - X_{12}}{2}, \quad (6.51)$$

în care:

$$X_{12} = \frac{u_{k12}\%}{100} \frac{U_n^2}{S_n}; \quad X_{23} = \frac{u_{k23}\%}{100} \frac{U_n^2}{S_n}; \quad X_{13} = \frac{u_{k13}\%}{100} \frac{U_n^2}{S_n}, \quad (6.52)$$

iar  $u_{k12}\%$ ,  $u_{k23}\%$  și  $u_{k13}\%$  sunt tensiunile de scurtcircuit, pentru fiecare pereche de înfășurări, cea de a treia fiind întotdeauna în gol, puse la dispoziție de către firmele constructoare.

➤ **Reactanța bobinei de reactanță (reactorului)** este dată de către firma constructoare în procente din reactanța sa nominală prin relația:

$$X_R \% = \frac{X_R}{X_n} 100 = \frac{X_R}{U_{Rn} / (\sqrt{3} I_{Rn})} 100 = X_R \frac{\sqrt{3} I_{Rn}}{U_{Rn}} 100, \quad (6.53)$$

în care:

- $U_{Rn}$  este tensiunea nominală a reactorului, în V;
- $I_{Rn}$  - curentul nominal al reactorului, în A.

Din relația (6.53) se determină valoarea reactanței  $X_R$  a reactorului în ohmi:

$$X_R = \frac{X_R \%}{100} \frac{U_{Rn}}{\sqrt{3} I_{Rn}} [\Omega]. \quad (6.54)$$

**Impedanțele de secvență negativă și zero** sunt puse la dispoziție de firmele constructoare sau se dau în tabele, valorile lor fiind, de obicei, corelate cu cele de secvență pozitivă.

#### 6.3.4.2. Impedanțele de secvență ale echipamentelor electrice, exprimate în unități relative

##### Sistemul unităților relative [2, 3, 5]

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.

Mărimile electrice prin care se poate caracteriza un sistem electric sunt: curentul  $\underline{I}$ , tensiunea  $\underline{U}$ , puterea aparentă  $\underline{S}$ , impedanțele 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 impedanța de bază  $Z_b$  se pot exprima în funcție de mărimile de bază alese:

$$I_b = \frac{S_b}{\sqrt{3}U_b}; \quad (6.55)$$

$$Z_b = \frac{U_b}{\sqrt{3}I_b} = \frac{U_b^2}{S_b}. \quad (6.56)$$

În consecință, dintre cele patru mărimi de bază doar două pot fi alese arbitrar, celelalte două rezultând din relațiile precedente. 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 alege, în mod uzual, egale cu tensiunile nominale ale transformatoarelor de putere.

După alegerea mărimilor de bază, curentul, tensiunea, puterea și impedanța în mărimi relative (notate cu asterix) se determină cu relațiile:

$$\underline{I}^* = \frac{I}{I_b} = \underline{I} \frac{\sqrt{3}U_b}{S_b}; \quad \underline{U}^* = \frac{U}{U_b}; \quad \underline{S}^* = \frac{S}{S_b}; \quad \underline{Z}^* = \frac{Z}{Z_b} = \underline{Z} \frac{S_b}{U_b^2}. \quad (6.57)$$

Deoarece alegerea lui  $S_b$  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:

$$\underline{U}^* = \frac{U}{U_b} = \frac{ZI}{Z_b I_b} = \underline{Z}^* \underline{I}^*. \quad (6.58)$$

Între tensiunea de linie și cea de fază, exprimate în unități relative, există o relație de egalitate:

$$\underline{U}^* = \frac{U}{U_b} = \frac{\sqrt{3}U_f}{\sqrt{3}U_{fb}} = \frac{U_f}{U_{fb}} = \underline{U}_f^*, \quad (6.59)$$

iar puterile trifazată și monofazată, în unități relative, sunt numeric egale:

$$S^{*3f} = \frac{S^{3f}}{S_b^{3f}} = \frac{3 \cdot S^{1f}}{3 \cdot S_b^{1f}} = \frac{S^{1f}}{S_b^{1f}} = S^{*1f}. \quad (6.60)$$

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:

$$\frac{U_{b1}}{U_{b2}} = \frac{U_1}{U_2} = \frac{N_1}{N_2} = K_T, \quad (6.61)$$

unde  $U_1$  și  $U_2$  sunt tensiunile înfășurărilor de înaltă tensiune (IT), respectiv de 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.

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 rămân nemodificate, deci:

$$Z = Z_{\text{vechi}}^* \cdot Z_{b,\text{vechi}} = Z_{\text{nou}}^* \cdot Z_{b,\text{nou}} \Rightarrow Z_{\text{nou}}^* = Z_{\text{vechi}}^* \left( \frac{U_{b,\text{vechi}}}{U_{b,\text{nou}}} \right)^2 \frac{S_{b,\text{nou}}}{S_{b,\text{vechi}}}. \quad (6.62)$$

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 ultima relație (6.57), în care unitățile de bază se înlocuiesc cu unitățile corespunzătoare nominale, adică:

$$Z_n^* = \frac{Z}{Z_n} = \frac{\sqrt{3} Z I_n}{U_n} = Z \frac{S_n}{U_n^2}. \quad (6.63)$$

Transformarea impedanțelor relative nominale în impedanțe raportate la unitățile de bază ( $S_b$  și  $U_b$ ), se face pe baza relației (6.62), obținându-se:

$$Z^* = Z_n^* \frac{S_b}{S_n} \frac{U_n^2}{U_b^2}. \quad (6.64)$$

**Impedanțele de secvență, în unități relative,** se determină cu relația:

$$\underline{Z}^* = \frac{\underline{Z}}{Z_b} = \underline{Z} \frac{S_b}{U_b^2}. \quad (6.65)$$

În cazul schemelor cu mai multe trepte de tensiune, cuplate prin transformatoare, determinarea valorilor relative ale impedanțelor se face prin raportarea la impedența de bază a treptei de transformare la care se găsesc impedențele respective.

➤ **Impedanța generatorului în unități relative.** Producătorii de echipamente electrice dau, de obicei, impedențele generatoarelor în procente din impedența nominală a mașinii. Dacă se aleg mărimile de bază egale cu mărimile nominale ale generatorului (cele înscrise pe plăcuță):

$$S_b = S_{nG}; \quad U_b = U_{nG}, \quad (6.66)$$

expresia impedenței de bază este:

$$Z_b = \frac{U_b^2}{S_b} = \frac{U_{nG}^2}{S_{nG}}. \quad (6.67)$$

Reactanța generatorului în unități relative  $x_G^*$  (sincronă, tranzitorie, supratranzitorie), dată de producător, se determină cu o relație de forma:

$$x_G^* = \frac{X_G}{Z_b} = X_G \frac{S_{nG}}{U_{nG}^2}. \quad (6.68)$$

➤ **Impedanța de scurtcircuit a transformatorului în unități relative.**

Se aleg mărimile de bază egale cu mărimile nominale ale transformatorului (cele înscrise pe plăcuță):

$$S_b = S_{nT}; \quad U_{b1} = U_{n1}; \quad U_{b2} = U_{n2}. \quad (6.69)$$

Se calculează impedențele de bază (6.67):

$$Z_{b1} = \frac{U_{b1}^2}{S_b} = \frac{U_{n1}^2}{S_{nT}}; \quad Z_{b2} = \frac{U_{b2}^2}{S_b} = \frac{U_{n2}^2}{S_{nT}}. \quad (6.70)$$

Se determină parametrii transformatorului în unități relative:

▪ **Rezistența transformatorului în unități relative** se determină cu relația (6.65) Calculele se fac atât pentru  $U_{b1}$  cât și pentru  $U_{b2}$ .

Rezistența în valori absolute a transformatorului este dată de relația (6.45):

$$R_T = \frac{\Delta P_{Cun} U_n^2}{S_n^2} 10^{-3} \quad [\Omega] \quad (6.71)$$

în care:

- $U_n$  este tensiunea nominală a înfășurării la care se face raportarea rezistenței transformatorului, în kV;
- $S_n$  - puterea nominală a transformatorului, în MVA;
- $\Delta P_{Cun}$  - pierderile de putere în scurtcircuit sau în cupru la sarcină nominală, în kW.

$$\begin{aligned} R_{T1}^* &= \frac{R_{T1}}{Z_{b1}} = \left( \frac{\Delta P_{Cun} \cdot U_{n1}^2}{S_{nT}^2} 10^{-3} \right) \frac{1}{Z_{b1}} = \\ &= \left( \frac{\Delta P_{Cun} \cdot U_{n1}^2}{S_{nT}^2} 10^{-3} \right) \frac{S_{nT}}{U_{n1}^2} = \frac{\Delta P_{Cun}}{S_n} 10^{-3}; \end{aligned} \quad (6.72)$$

$$\begin{aligned} R_{T2}^* &= \frac{R_{T2}}{Z_{b2}} = \left( \frac{\Delta P_{Cun} \cdot U_{n2}^2}{S_{nT}^2} 10^{-3} \right) \frac{1}{Z_{b2}} = \\ &= \left( \frac{\Delta P_{Cun} \cdot U_{n2}^2}{S_{nT}^2} 10^{-3} \right) \frac{S_{nT}}{U_{n2}^2} = \frac{\Delta P_{Cun}}{S_n} 10^{-3}. \end{aligned} \quad (6.73)$$

Din ultimele două relații rezultă că rezistențele în unități relative sunt egale,  $R_T^* = R_{T1}^* = R_{T2}^*$ , indiferent de înfășurarea la care se face raportarea.

Această constatare este valabilă și pentru ceilalți parametri ai transformatorului, dacă se respectă condițiile (6.69).

▪ *Impedanța transformatorului în unități relative se determină cu relația (6.65), ținând seama de expresia impedanței transformatorului în valori absolute,*

$$Z_T = \frac{u_k \%}{100} \frac{U_n^2}{S_{nT}} [\Omega], \quad (6.74)$$

în care  $U_n$  se ia în kV, iar  $S_{nT}$  în MVA.

$$Z_T^* = Z_{T1}^* = Z_{T2}^* = \left( \frac{u_k \%}{100} \frac{U_{n1}^2}{S_{nT}} \right) \frac{1}{Z_{b1}} = \left( \frac{u_k \%}{100} \frac{U_{n1}^2}{S_{nT}} \right) \frac{S_{nT}}{U_{n1}^2} = \frac{u_k \%}{100}. \quad (6.75)$$

▪ *Reactanța transformatorului în unități relative:*

$$X_T^* = X_{T1}^* = X_{T2}^* = \sqrt{(Z_T^*)^2 - (R_T^*)^2}. \quad (6.76)$$

La transformatoarele de puteri mari (transformatoarele din stațiile de transformare)  $X_T^* \gg R_T^*$  și, în consecință, se poate considera  $X_T^* \approx Z_T^*$ .



**Aplicația 6.1.** Să se calculeze impedanța relativă a unei linii electrice aeriene de 110 kV cu lungimea  $L=50$  km, având rezistența specifică  $R_{0L}=0,157$   $\Omega/\text{km}$  și reactanța specifică  $X_{0L}=0,41$   $\Omega/\text{km}$ . Se consideră ca mărimi de bază:  $S_b=100$  MVA,  $U_b=110$  kV.

*Soluție:*

Impedanța liniei în unități fizice este:

$$\underline{Z}_L = R_{0L}L + jX_{0L}L = 0,157 \cdot 50 + j \cdot 0,41 \cdot 50 = (7,85 + j \cdot 20,5) \Omega$$

Se calculează impedanța de bază:

$$Z_b = \frac{U_b^2}{S_b} = \frac{110^2}{100} = 121 \Omega$$

Impedanța liniei în unități relative este:

$$\underline{Z}_L^* = \frac{\underline{Z}_L}{Z_b} = \frac{7,85 + j \cdot 20,5}{121} = 0,06487 + j \cdot 0,16942 = 0,1814 / \underline{69}^\circ$$

**Aplicația 6.2.** Pentru linia din aplicația anterioară, se cere să se recalculeze impedanța în unități relative în noua bază  $S_{b, \text{nou}}=100$  MVA și  $U_{b, \text{nou}}=20$  kV.

*Soluție:*

Pe baza relației (6.62), se obține:

$$\begin{aligned} Z_{L, \text{nou}}^* &= Z_{L, \text{vechi}}^* \left( \frac{U_{b, \text{vechi}}}{U_{b, \text{nou}}} \right)^2 \frac{S_{b, \text{nou}}}{S_{b, \text{vechi}}} = (0,06487 + j \cdot 0,16942) \cdot \left( \frac{110}{20} \right)^2 \cdot \frac{100}{100} = \\ &= 1,9623 + j \cdot 5,1249 = 5,4877 / \underline{69}^\circ \end{aligned}$$

**Aplicația 6.3.** Se consideră un transformator de putere cu următoarele date de catalog:

- puterea nominală:  $S_{nT}=25$  MVA;
- raportul de transformare:  $K_T=U_{1T}/U_{2T}=110/6,6$  kV;
- schema de conexiuni:  $Y_0d-11$ ;
- pierderile de putere activă în cupru, la sarcină nominală:  $\Delta P_{Cun}=130$  kW;
- tensiunea de scurtcircuit procentuală:  $u_k=11$  %;

Se cere să se calculeze:

- a. impedanța de scurtcircuit a transformatorului raportată la înfășurarea de înaltă tensiune și la înfășurarea de joasă tensiune;
- b. impedanța de scurtcircuit a transformatorului, în unități relative.

*Soluție:*

- a. Se determină:

➤ parametrii longitudinali ai transformatorului raportați la înfășurarea de 110 kV:

▪ rezistența  $R_{T1}$ ,

$$R_{T1} = \frac{\Delta P_{\text{Cun}} U_{1T}^2}{S_{nT}^2} 10^{-3} = \frac{130 \cdot 110^2}{25^2} 10^{-3} = 2,5168 \text{ } [\Omega];$$

▪ impedanța  $Z_{T1}$ ,

$$Z_{T1} = \frac{u_k \%}{100} \frac{U_{1T}^2}{S_{nT}} = \frac{11}{100} \frac{110^2}{25} = 53,24 \text{ } [\Omega];$$

▪ reactanța  $X_{T1}$ ,

$$X_{T1} = \sqrt{Z_{T1}^2 - R_{T1}^2} = \sqrt{53,24^2 - 2,5168^2} = 53,1805 \text{ } [\Omega].$$

Se constată că  $X_{T1} \cong Z_{T1}$ , deoarece transformatorul fiind de putere mare  $X_{T1} \gg R_{T1}$  ( $X_{T1}/R_{T1} = 53,1805/2,5168 \approx 21,13$ ).

➤ parametrii longitudinali ai transformatorului raportați la înfășurarea de 6,6 kV:

▪ rezistența  $R_{T2}$ ,

$$R_{T2} = \frac{\Delta P_{\text{Cun}} U_{2T}^2}{S_{nT}^2} 10^{-3} = \frac{130 \cdot 6,6^2}{25^2} 10^{-3} = 9,0605 \cdot 10^{-3} \text{ } [\Omega];$$

▪ impedanța  $Z_{T2}$ ,

$$Z_{T2} = \frac{u_k \%}{100} \frac{U_{2T}^2}{S_{nT}} = \frac{11}{100} \frac{6,6^2}{25} = 0,1917 \text{ } [\Omega];$$

▪ reactanța  $X_{T2}$ ,

$$X_{T2} = \sqrt{Z_{T2}^2 - R_{T2}^2} = \sqrt{0,1917^2 - (9,0605 \cdot 10^{-3})^2} = 0,1915 \text{ } [\Omega].$$

b. Se aleg mărimile de bază egale cu mărimile nominale ale transformatorului:  $S_b = S_{nT} = 25 \text{ MVA}$ ;  $U_{b1} = U_{1T} = 110 \text{ kV}$ ;  $U_{b2} = U_{2T} = 6,6 \text{ kV}$ .

Se calculează impedanțele de bază:

$$Z_{b1} = \frac{U_{b1}^2}{S_b} = \frac{U_{1T}^2}{S_{nT}} = \frac{(110)^2}{25} = 484 \text{ } \Omega; \quad Z_{b2} = \frac{U_{b2}^2}{S_b} = \frac{U_{2T}^2}{S_{nT}} = \frac{(6,6)^2}{25} = 1,7424 \text{ } \Omega.$$

Se calculează parametrii longitudinali ai transformatorului în unități relative:

➤ rezistența relativă raportată la înaltă tensiune  $R_{T1}^*$ ,

$$R_{T1}^* = \frac{R_{T1}}{Z_{b1}} = \frac{2,5168}{484} = 0,0052;$$

➤ rezistența relativă raportată la joasă tensiune  $R_{T2}^*$ ,

$$R_{T2}^* = \frac{R_{T2}}{Z_{b2}} = \frac{9,0605 \cdot 10^{-3}}{1,7424} = 0,0052.$$

Se constată că rezistența transformatorului în unități relative este aceeași fie că este raportată la înaltă tensiune sau la joasa tensiune:

$$R_{T1}^* = R_{T2}^* = R_T^* = 0,0052.$$

La calculul rezistenței în unități relative se poate folosi relația (6.72):

$$R_T^* = \frac{\Delta P_{Cun}}{S_{nT}} \cdot 10^{-3} = \frac{130}{25} \cdot 10^{-3} = 0,0052;$$

➤ reactanța relativă raportată la înaltă tensiune  $X_{T1}^*$ ,

$$X_{T1}^* = \frac{X_{T1}}{Z_{b1}} = \frac{53,1805}{484} = 0,1099;$$

➤ reactanța relativă raportată la joasă tensiune  $X_{T2}^*$ ,

$$X_{T2}^* = \frac{X_{T2}}{Z_{b2}} = \frac{0,1915}{1,7424} = 0,109.$$

Se constată că reactanța transformatorului în unități relative este aceeași fie că este raportată la înalta tensiune sau la joasa tensiune:

$$X_{T1}^* = X_{T2}^* = X_T^* = 0,109.$$

La calculul reactanței în unități relative se poate folosi relația (6.75):

$$Z_T^* = \frac{u_k \%}{100} = \frac{11}{100} = 0,11;$$

$$X_T^* = \sqrt{Z_T^{*2} - R_T^{*2}} = \sqrt{0,11^2 - 0,0052^2} = 0,1099.$$

### 6.3.5. 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 6.12 este prezentat un exemplu de întocmire a rețelelor de secvență, impedanțele elementelor componente fiind exprimate în mărimi fizice.

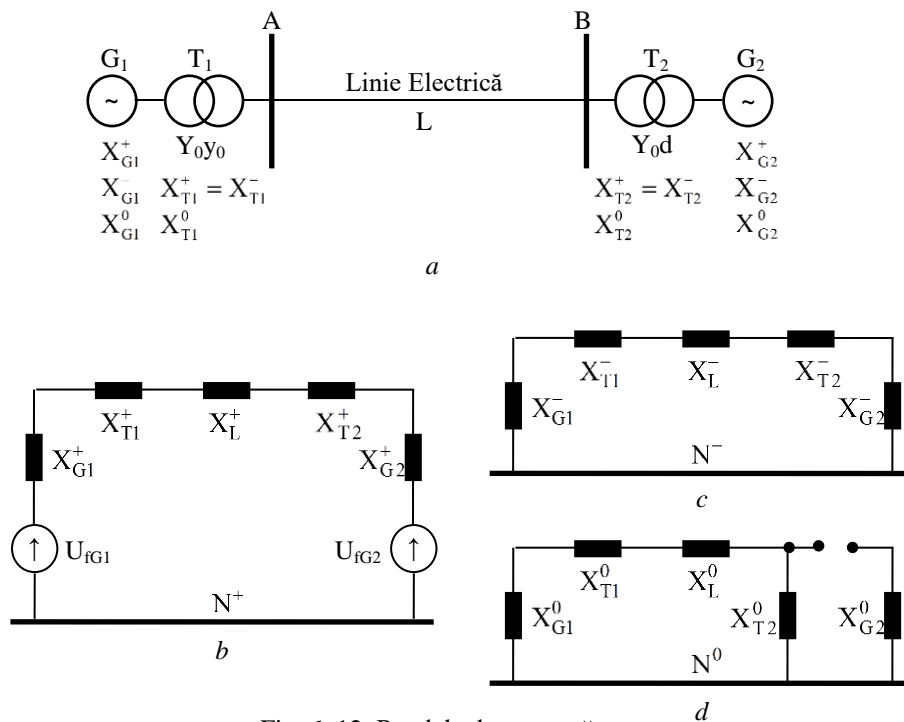


Fig. 6. 12. Rețelele de secvență:

a-schema monofilară de conexiuni; b-rețea echivalentă de secvență pozitivă ;  
c-rețea echivalentă de secvență negativă; d-rețea echivalentă de secvență zero.

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.

Dacă impedanțele echipamentelor au fost calculate la nivelul de tensiune  $U_1$ , iar la locul defectului tensiunea este  $U_2$ , raportarea constă în multiplicarea impedanțelor 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 impedanței generatorului la tensiunea înaltă a

transformatorului (ridicător) se va face prin multiplicarea acesteia cu pătratul raportului de transformare, definit anterior.

În cazul exprimării impedanțelor în unități relative, toate impedanțele trebuie raportate la o aceeași impedanță de bază sau, ceea ce este echivalent, la o aceeași putere de bază ( $S_b$ ) și tensiune de bază ( $U_b$ ).

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

➤ **Rețeaua de secvență pozitivă** (Fig. 6. 12, b) se obține din schema monofilară (Fig. 6. 12, a), în care se înlocuiește fiecare element prin impedanța sa pozitivă.

Parametrii necesari întocmirii rețelelor de secvență pozitivă sunt:

- parametrii transformatorului;
- impedanța generatorului;
- impedanțele liniilor electrice;
- impedanța echivalentă a sarcinii electrice.

Deoarece generatoarele din sistem produce, în permanență, un sistem trifazat de tensiuni electromotoare de secvență pozitivă, ele vor apărea ca surse de tensiune numai în rețelele de secvență pozitivă.

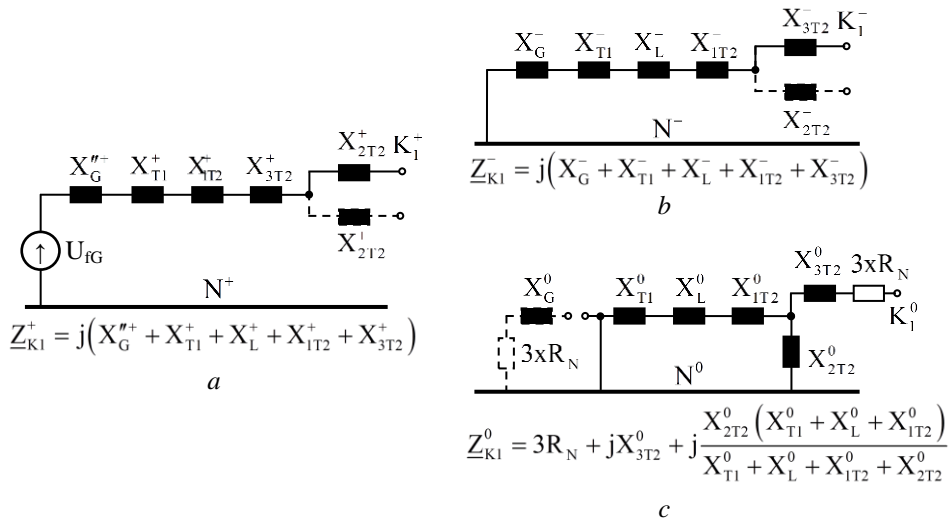
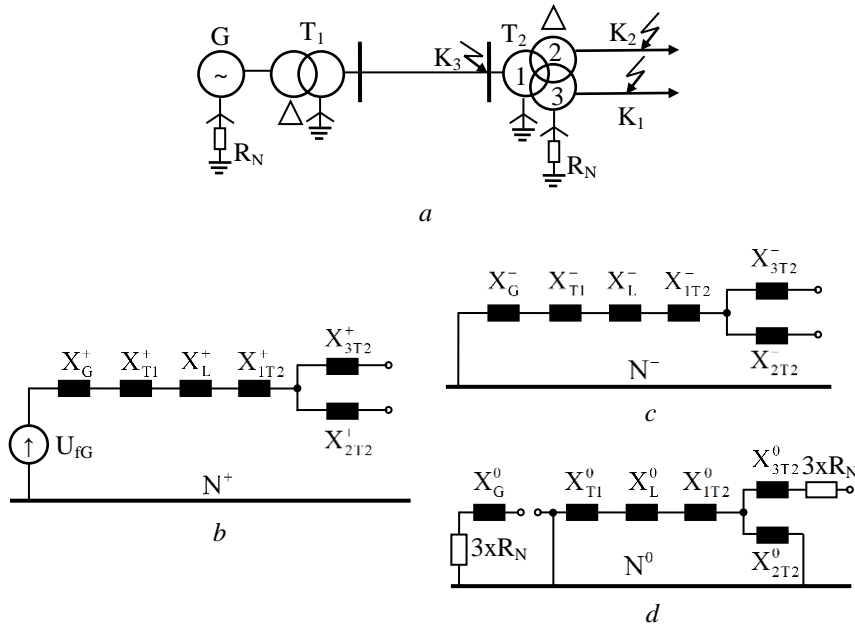
➤ **Rețeaua de secvență negativă** (Fig. 6. 12, c) are aceeași structură ca rețeaua de secvență pozitivă dar nu are surse de tensiune. În calculele se consideră  $Z=Z^+$ .

➤ **Rețeaua de secvență zero** (Fig. 6. 12, d) este complet diferită față de cele de secvență pozitivă și negativă. Ea reprezintă calea curentului de secvență zero și are următoarele particularități:

- nu are surse de tensiune - este o rețea pasivă;
- structura rețelei este determinată de caracteristicile constructive ale liniilor electrice și de situația neutrlui 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 rețelelor de secvență se introduc numai elementele care ar fi parcurse de curenții de secvență respectivi.

Pentru exemplificare se consideră rețeaua din figura 6.13, a și se întocmesc rețelele corespunzătoare de secvență pozitivă (Fig. 6. 13, b), negativă (Fig. 6. 13, c) și zero (Fig. 6. 13, d). Pe baza acestor rețele de secvență, s-au întocmit schemele rețelelor de secvență pentru cazul scurtcircuitelor în punctele  $K_1$  (Fig. 6. 14),  $K_2$  (Fig. 6. 15) și  $K_3$  (Fig. 6. 16).



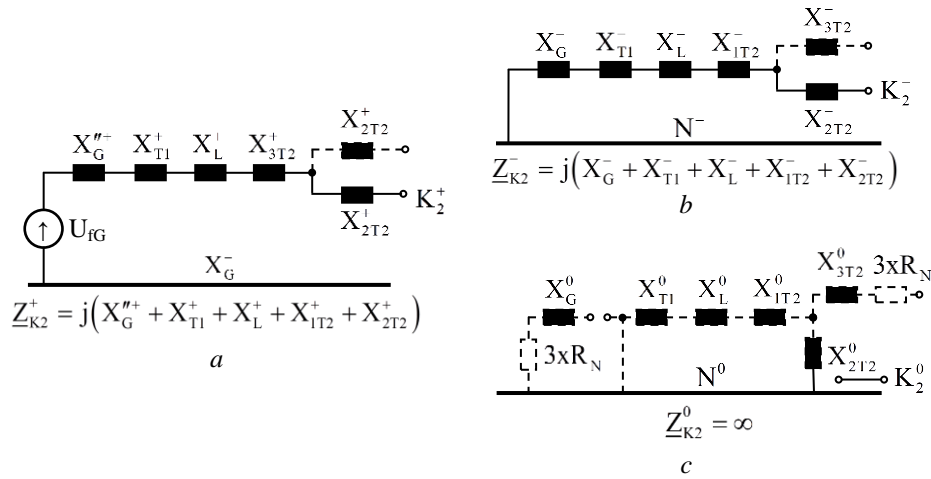


Fig. 6.15. Rețelele de secvență în cazul scurtcircuitului în  $K_2$  (numai scurtcircuit trifazat sau bifazat fără pământ):  
a-rețea de secvență pozitivă; b-rețea de secvență negativă; c-rețea de secvență zero.

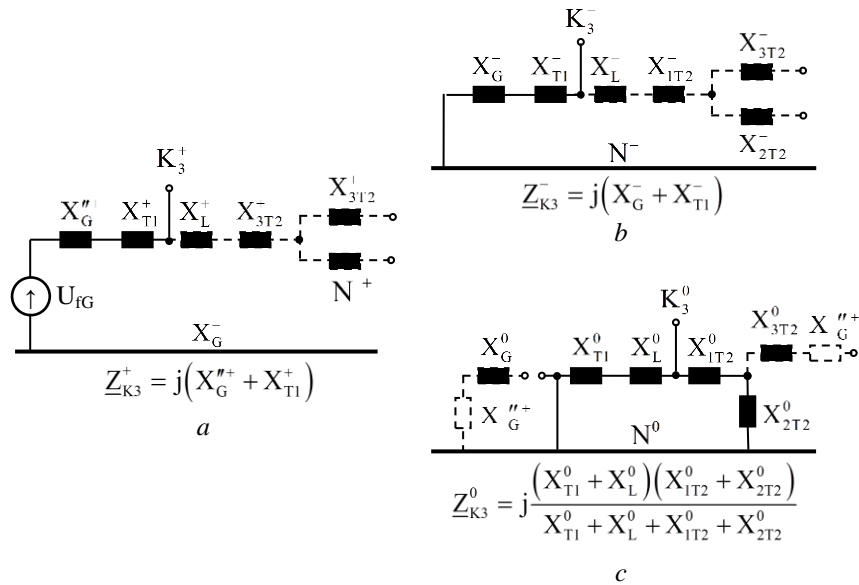


Fig. 6.16. Rețelele de secvență în cazul scurtcircuitului în  $K_3$  (scurtcircuit trifazat, monofazat, bifazat fără/cu pământul):  
a-rețea de secvență pozitivă; b-rețea de secvență negativă; c-rețea de secvență zero.

### 6.3.6. 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. Tensiunile interne ale tuturor mașinilor sincrone și asincrone se vor considera egale cu zero.

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  $cU_n / \sqrt{3}$ . Factorul c (Tabelul 6.3) depinde de tensiunea rețelei și diferă după cum se efectuează calculul pentru curentul de scurtcircuit minim sau maxim.

Se neglijează toate capacitățile liniilor și toate admitanțele paralele ale celorlalte elemente pasive cu excepția celor de secvență zero (scurtcircuite nesimetrice în rețelele de IT). Pozițiile reale ale comutatorului de ploturi în cazul scurtcircuitelor departe de generator nu sunt importante, eroarea introdusă fiind neglijabilă.

În figura 6.17 se prezintă un exemplu de utilizare a sursei echivalente de tensiune, singura sursă activă din sistem, pentru determinarea curentului simetric inițial de scurtcircuit  $I_k''$  în punctul K.

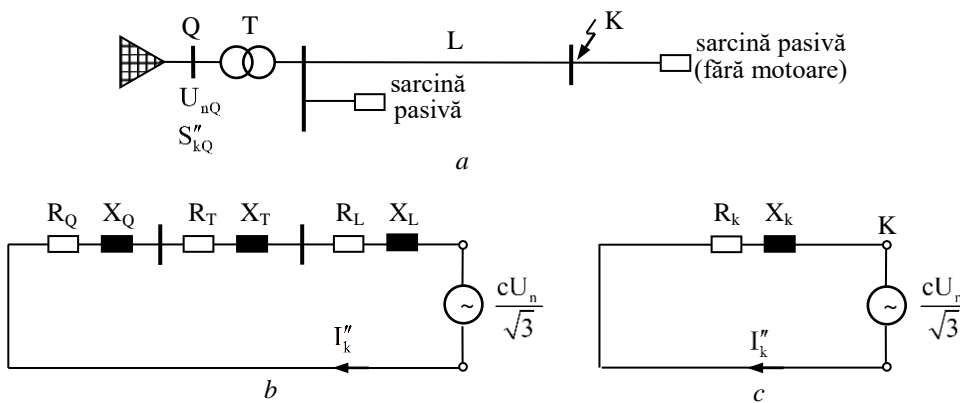


Fig. 6. 17. Explicativă pentru calculul curentului de scurtcircuit simetric inițial  $I_k''$ , utilizând metoda sursei echivalente de tensiune:

- a-schema monofilară a sistemului; b-schema rețelei echivalente de secvență pozitivă;
- c-schema echivalentă de calcul, cu impedența  $Z_k$  de scurtcircuit.

Toate celelalte tensiuni active din sistem sunt considerate egale cu zero. Astfel alimentarea din sistem este reprezentată numai prin impedența de scurtcircuit  $Z_Q$  a sistemului (Fig. 6. 17, 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:

$$S''_{kQ} = \sqrt{3}U_{nQ}I''_{kQ}, \quad (6.77)$$

$I''_{kQ}$  fiind curentul de scurtcircuit simetric inițial la nivelul barelor de alimentare.

Impedanța de scurtcircuit a sistemului se determină astfel:

$$Z_Q = \frac{cU_{nQ}}{\sqrt{3}I''_{kQ}} = \frac{cU_{nQ}^2}{S''_{kQ}}. \quad (6.78)$$

Dacă nu se cunosc rezistența  $R_Q$  și reactanța  $X_Q$  ale sistemului, se poate considera că [4]:

$$\begin{aligned} R_Q &= 0,1 \cdot X_Q; \\ X_Q &= 0,995 \cdot Z_Q. \end{aligned} \quad (6.79)$$

Dacă se cunoaște raportul  $R_Q/X_Q$  și impedanța de scurtcircuit  $Z_Q$  a sistemului, se poate calcula reactanța sistemului cu relația [4]:

$$X_Q = \frac{Z_Q}{\sqrt{1 + \frac{R_Q}{X_Q}}}. \quad (6.80)$$

Pentru calculul curentului de scurtcircuit, este necesară reducerea schemei rețelei de secvența pozitivă (Fig. 6. 17, 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. 6. 17, c), iar curentul simetric inițial de scurtcircuit  $I''_k$  se calculează cu relația:

$$I''_k = \frac{cU_n}{\sqrt{3}Z_k}. \quad (6.81)$$

### 6.3.7. Aplicarea metodei componentelor simetrice la calculul curenților de scurtcircuit

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.

Tensiunile interne sunt scurtcircuitate, iar rețeaua de secvență pozitivă se consideră alimentată prin sursa echivalentă de tensiune, sursă ideală a cărei tensiune electromotoare,  $cU_n / \sqrt{3}$ , este egală cu tensiunea reală la locul de defect 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 funcție de tipul scurtcircuitului, schemele finale de secvență se pot conecta într-un mod specific defectului, ceea ce permit determinarea directă a componentelor simetrice ale curenților și tensiunilor la locul defectului.

#### 6.3.7.1. Scurtcircuitul trifazat

Condițiile la locul de defect K (Fig. 6. 18, a) sunt:

$$\underline{I}_1 + \underline{I}_2 + \underline{I}_3 = 0; \quad (6.82)$$

$$\underline{U}_1 = \underline{U}_2 = \underline{U}_3. \quad (6.83)$$

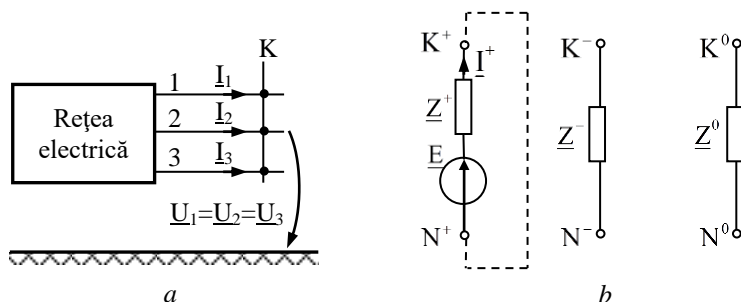


Fig. 6. 18. Scurtcircuit trifazat:  
a-condiții la locul de defect; b-conectarea schemelor de secvență.

Dacă în relația (6.82), se exprimă curenții  $\underline{I}_1$ ,  $\underline{I}_2$  și  $\underline{I}_3$  în funcție de componentele simetrice  $\underline{I}^+$ ,  $\underline{I}^-$  și  $\underline{I}^0$ , conform (6.29), se obține:

$$\left(\underline{I}^0 + \underline{I}^+ + \underline{I}^-\right) + \left(\underline{I}^0 + a^2 \underline{I}^+ + a \underline{I}^-\right) + \left(\underline{I}^0 + a \underline{I}^+ + a^2 \underline{I}^-\right) = 0, \quad (6.84)$$

din care rezultă:

$$\underline{I}^0 = 0. \quad (6.85)$$

Tensiunile fază - pământ la locul de defect se pot exprima în funcție de componentele lor simetrice, conform relației (6.29):

$$\begin{aligned} \underline{U}_1 &= \underline{U}^+ + \underline{U}^- + \underline{U}^0; \\ \underline{U}_2 &= a^2 \underline{U}^+ + a \underline{U}^- + \underline{U}^0; \\ \underline{U}_3 &= a \underline{U}^+ + a^2 \underline{U}^- + \underline{U}^0. \end{aligned} \quad (6.86)$$

Dacă ținem seama de relațiile (6.37), se obține:

$$\begin{aligned} \underline{U}_1 &= \underline{E} - \underline{Z}^+ \underline{I}^+ - \underline{Z}^- \underline{I}^- - \underline{Z}^0 \underline{I}^0; \\ \underline{U}_2 &= a^2 \underline{E} - a^2 \underline{Z}^+ \underline{I}^+ - a \underline{Z}^- \underline{I}^- - \underline{Z}^0 \underline{I}^0; \\ \underline{U}_3 &= a \underline{E} - a \underline{Z}^+ \underline{I}^+ - a^2 \underline{Z}^- \underline{I}^- - \underline{Z}^0 \underline{I}^0. \end{aligned} \quad (6.87)$$

Prin adunarea celor trei ecuații și ținând seama de condiția (6.83), rezultă:

$$\underline{U}_1 + \underline{U}_2 + \underline{U}_3 = 3\underline{U}_1 = 0, \quad (6.88)$$

deci:

$$\underline{U}_1 = \underline{U}_2 = \underline{U}_3 = 0. \quad (6.89)$$

Dacă din prima ecuație a sistemului (6.87) se scade cea de-a doua ecuație, multiplicată cu  $a$ , se obține:

$$\underline{U}_1 - a \underline{U}_2 = (a^2 - 1) \underline{Z}^- \underline{I}^- = (1 - a) \underline{U}_1 = 0, \quad (6.90)$$

din care rezultă că:

$$\underline{I}^- = 0. \quad (6.91)$$

În final, relațiile de calcul pentru componentele simetrice ale curenților, în cazul scurtcircuitului trifazic, sunt următoarele:

$$\underline{I}^+ = \frac{\underline{E}}{\underline{Z}^+}; \quad \underline{I}^- = 0; \quad \underline{I}^0 = 0. \quad (6.92)$$

Din relațiile (6.92) se observă că în cazul scurtcircuitului trifazat schemele de secvență negativă și zero sunt în gol (Fig. 6. 18, b).

Curenții de scurtcircuit din cele trei faze se calculează astfel:

$$\begin{aligned} \underline{I}_{1k}^{(3)} = \underline{I}_1 &= (\underline{I}^+ + \underline{I}^- + \underline{I}^0) = \underline{I}^+ = \frac{\underline{E}}{\underline{Z}^+}; \\ \underline{I}_{2k}^{(3)} = \underline{I}_2 &= (a^2 \underline{I}^+ + a \underline{I}^- + \underline{I}^0) = a^2 \underline{I}^+ = e^{-j120^\circ} \underline{I}^+; \\ \underline{I}_{3k}^{(3)} = \underline{I}_3 &= (a \underline{I}^+ + a^2 \underline{I}^- + \underline{I}^0) = a \underline{I}^+ = e^{j120^\circ} \underline{I}^+. \end{aligned} \quad (6.93)$$

Curenții de scurtcircuit trifazat din cele trei faze formează un sistem simetric de secvență pozitivă, având valoarea efectivă:

$$I_{1k}^{(3)} = I_{2k}^{(3)} = I_{3k}^{(3)} = I_k^{(3)} = \frac{E}{Z^+}. \quad (6.94)$$

După pasivizarea rețelei de secvență pozitivă și introducerea sursei echivalente de tensiune, relația (6.94) devine:

$$I_k^{(3)} = \frac{cU_n}{\sqrt{3}Z^+}. \quad (6.95)$$

Dacă impedanțele sunt exprimate în unități relative, valoarea relativă a curentului de scurtcircuit trifazat se determină astfel:

$$I_k^{(3)*} = \frac{I_k^{(3)}}{I_b} = \frac{cU_n}{\sqrt{3}Z^+} \cdot \frac{\sqrt{3}U_b}{S_b} = \frac{c \frac{U_n}{U_b}}{Z^+ \cdot \frac{S_b}{U_b^2}} = \frac{cU^*}{(Z^+)^*}. \quad (6.96)$$

Curentul de scurtcircuit, exprimat în unități fizice, se calculează cu relația:

$$I_k^{(3)} = I_k^{(3)*} I_b = I_k^{(3)*} \frac{S_b}{\sqrt{3}U_b}. \quad (6.97)$$

Dacă tensiunea de bază se alege egală cu tensiunea nominală a locului de defect pentru care se calculează curentul de scurtcircuit, atunci  $U^* = U_n/U_b = 1$ , iar relația (6.96) devine:

$$I_k^{(3)*} = \frac{c}{(Z^+)^*}. \quad (6.98)$$

Evoluția în timp a tensiunilor și curenților, în regim normal și de scurtcircuit trifazat, este prezentată în figura 6.19.

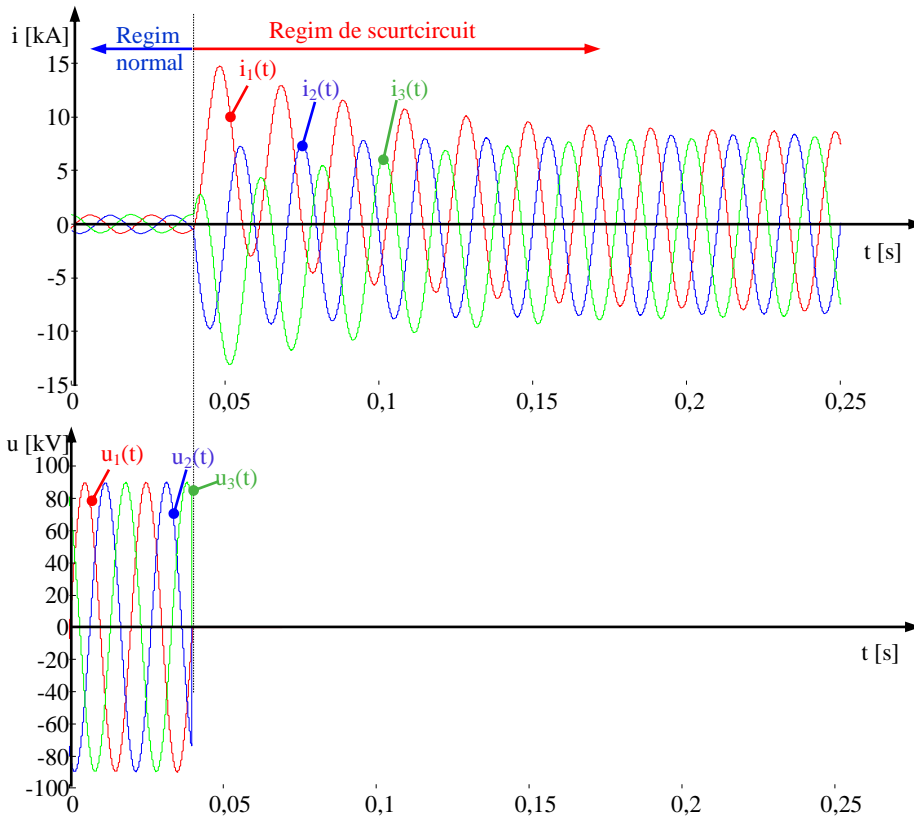


Fig. 6. 19. Evoluția în timp a fenomenului de scurtcircuit trifazat simetric pe cele trei faze în cazul sursei de putere infinită (sau al defectului departe de generator):  
a-curenții de scurtcircuit; b-tensiunile fază pământ la locul de defect.

### 6.3.7.2. Scurtcircuitul monofazat

Condițiile la locul de defect K (Fig. 6. 20, a) sunt:

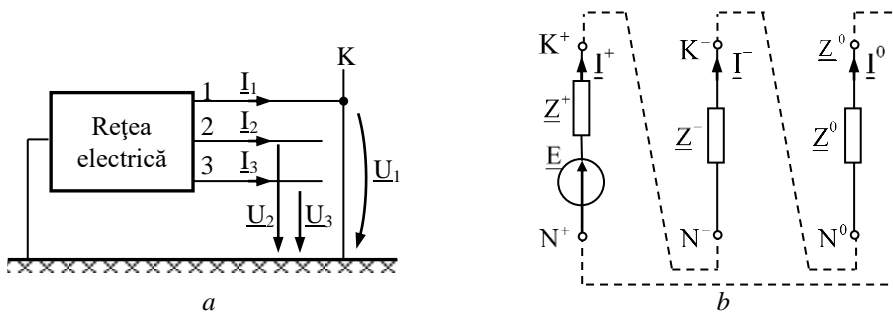


Fig. 6. 20. Scurtcircuitul monofazat:  
a-condiții la locul de defect; b-conectarea schemelor de secvență

$$\underline{I}_2 = \underline{I}_3 = 0 ; \tag{6.99}$$

$$\underline{U}_1 = 0. \quad (6.100)$$

Curenții de secvență se determină cu relațiile (6.32), ținând seama de condiția la locul de defect (6.99), astfel:

$$\begin{aligned} \underline{I}^0 &= \frac{1}{3}(\underline{I}_1 + \underline{I}_2 + \underline{I}_3) = \frac{1}{3}\underline{I}_1; \\ \underline{I}^+ &= \frac{1}{3}(\underline{I}_1 + a\underline{I}_2 + a^2\underline{I}_3) = \frac{1}{3}\underline{I}_1; \\ \underline{I}^- &= \frac{1}{3}(\underline{I}_1 + a^2\underline{I}_2 + a\underline{I}_3) = \frac{1}{3}\underline{I}_1, \end{aligned} \quad (6.101)$$

din care rezultă:

$$\underline{I}^0 = \underline{I}^+ = \underline{I}^- = \frac{1}{3}\underline{I}_1. \quad (6.102)$$

Tensiunea față de pământ a fazei scurtcircuitate, nulă conform relației (6.100), poate fi exprimată în funcție de componentele simetrice ale tensiunilor fază - pământ la locul de defect și anume:

$$\underline{U}_1 = \underline{U}^0 + \underline{U}^+ + \underline{U}^- = 0 \quad (6.103)$$

sau, ținând seama de relațiile (6.37) și (6.102), se obține:

$$\underline{E} - (\underline{Z}^+ + \underline{Z}^- + \underline{Z}^0)\underline{I}^+ = 0, \quad (6.104)$$

din care rezultă:

$$\underline{I}^+ = \underline{I}^- = \underline{I}^0 = \frac{\underline{E}}{\underline{Z}^+ + \underline{Z}^- + \underline{Z}^0}. \quad (6.105)$$

Din relația (6.105) rezultă că în cazul scurtcircuitului monofazat scheme-le de secvență pozitivă, negativă și zero pot fi conectate în serie, alcătuind o schemă echivalentă pentru acest tip de defect nesimetric (Fig. 6. 20, b). Se menționează că această schemă corespunde fazei de referință (faza 1 în cazul analizat).

Din relațiile (6.102) și (6.105) se determină intensitatea curentului  $\underline{I}_1$ , care reprezintă curentul de scurtcircuit monofazat:

$$\underline{I}_k^{(1)} = \underline{I}_1 = 3\underline{I}^+ = \frac{3\underline{E}}{\underline{Z}^+ + \underline{Z}^- + \underline{Z}^0} = \frac{\sqrt{3}cU_n}{\underline{Z}^+ + \underline{Z}^- + \underline{Z}^0}. \quad (6.106)$$

Dacă impedanțele sunt exprimate în unități relative, valoarea relativă a curentului de scurtcircuit monofazat se determină cu relația:

$$\underline{I}_k^{(1)*} = \frac{3cU^*}{(\underline{Z}^+ + \underline{Z}^- + \underline{Z}^0)^*}. \quad (6.107)$$

Componentele simetrice ale tensiunilor la locul de defect se calculează cu relațiile (6.37), ținând seama de (6.102):

$$\underline{U}^+ = \underline{E} - \underline{Z}^+ \underline{I}^+ = (\underline{Z}^- + \underline{Z}^0) \underline{I}^+; \quad \underline{U}^- = -\underline{Z}^- \underline{I}^+; \quad \underline{U}^0 = -\underline{Z}^0 \underline{I}^+. \quad (6.108)$$

Expresiile tensiunilor fazelor sănătoase la locul de defect se determină cu relațiile (6.29), astfel:

$$\begin{aligned} \underline{U}_2 &= \underline{U}^0 + a^2 \underline{U}^+ + a \underline{U}^- = \underline{I}^+ [(a^2 - a) \underline{Z}^- + (a^2 - 1) \underline{Z}^0] = \\ &= \frac{\underline{E} [(a^2 - a) \underline{Z}^- + (a^2 - 1) \underline{Z}^0]}{\underline{Z}^+ + \underline{Z}^- + \underline{Z}^0}; \\ \underline{U}_3 &= \underline{U}^0 + a \underline{U}^+ + a^2 \underline{U}^- = \underline{I}^+ [(a - a^2) \underline{Z}^- + (a - 1) \underline{Z}^0] = \\ &= \frac{\underline{E} [(a - a^2) \underline{Z}^- + (a - 1) \underline{Z}^0]}{\underline{Z}^+ + \underline{Z}^- + \underline{Z}^0}. \end{aligned} \quad (6.109)$$

Dacă ținem seama de relațiile (6.25), expresiile tensiunii devin:

$$\begin{aligned} \underline{U}_2 &= \frac{-\sqrt{3} \underline{E}}{2} \cdot \frac{[\sqrt{3} \underline{Z}^0 + j(2\underline{Z}^- + \underline{Z}^0)]}{\underline{Z}^+ + \underline{Z}^- + \underline{Z}^0}; \\ \underline{U}_3 &= \frac{-\sqrt{3} \underline{E}}{2} \cdot \frac{[\sqrt{3} \underline{Z}^0 - j(2\underline{Z}^- + \underline{Z}^0)]}{\underline{Z}^+ + \underline{Z}^- + \underline{Z}^0}. \end{aligned} \quad (6.110)$$

Din relațiile precedente rezultă că valorile efective ale tensiunilor fazelor sănătoase față de pământ sunt egale, deci  $U_2 = U_3$ .

Dacă impedanțele sunt exprimate în unități relative, valoarea relativă a curentului de scurtcircuit monofazat se determină astfel:

$$\begin{aligned} \underline{I}_k^{(1)*} &= \frac{\underline{I}_k^{(1)}}{I_b} = \frac{\sqrt{3} c U_n}{\underline{Z}^+ + \underline{Z}^- + \underline{Z}^0} \cdot \frac{\sqrt{3} U_b}{S_b} = \\ &= \frac{3c \frac{U_n}{U_b}}{(\underline{Z}^+ + \underline{Z}^- + \underline{Z}^0) \frac{S_b}{U_b^2}} = \frac{3c U^*}{(\underline{Z}^+ + \underline{Z}^- + \underline{Z}^0)^*}. \end{aligned} \quad (6.111)$$

Curentul de scurtcircuit, exprimat în unități fizice, se calculează cu relația:

$$I_k^{(1)} = I_k^{(1)*} I_b = I_k^{(1)*} \frac{S_b}{\sqrt{3}U_b} \quad (6.112)$$

Dacă tensiunea de bază se alege egală cu tensiunea nominală a locului de defect pentru care se calculează curentul de scurtcircuit, atunci  $U^* = U_n/U_b = 1$ , iar relația (6.111) devine:

$$I_k^{(1)*} = \frac{3c}{(\underline{Z}^+ + \underline{Z}^- + \underline{Z}^0)^*} \quad (6.113)$$

Evoluția în timp a tensiunilor și curenților, în regim normal și de scurtcircuit monofazat, este prezentată în figura 6.21.

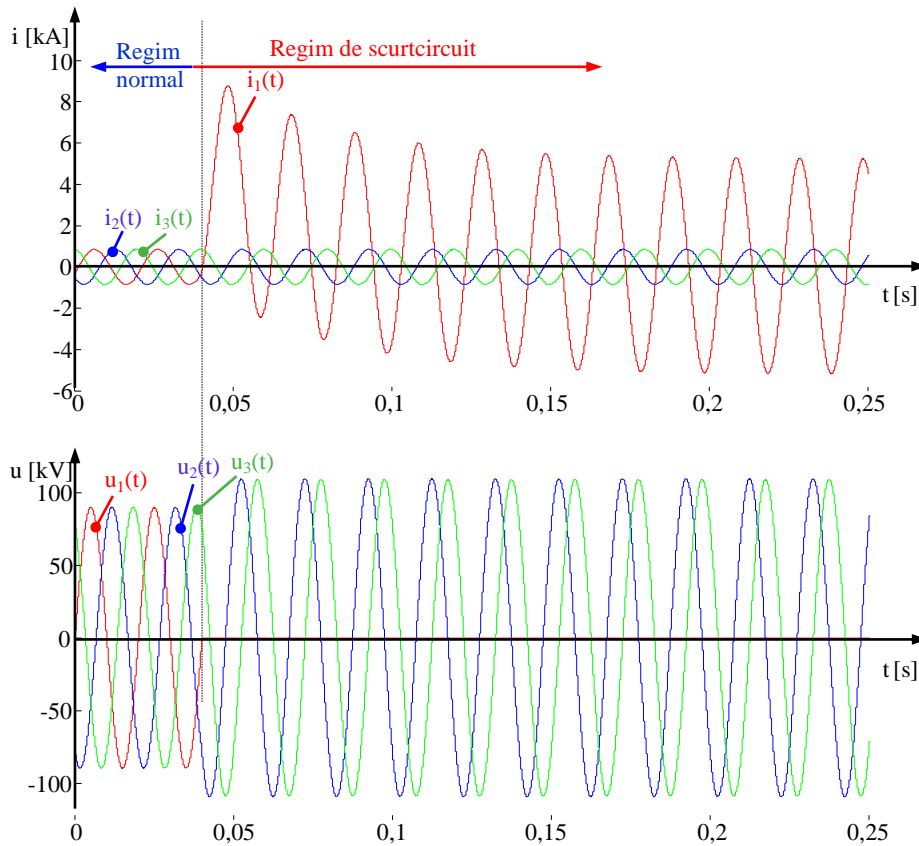


Fig. 6. 21. Evoluția în timp a fenomenului de scurtcircuit monofazat (pe faza 1), în cazul defectului departe de generator (sau al sursei de putere infinită):  
 a-curenții de scurtcircuit; b-tensiunile fază pământ la locul de defect.



### 6.3.7.3. Scurtcircuitul bifazat

Condițiile în locul de defect în cazul unui scurtcircuit între fazele 2 și 3 (Fig. 6. 22, a) sunt:

$$\underline{I}_1 = 0; \quad \underline{I}_2 + \underline{I}_3 = 0; \quad (6.114)$$

$$\underline{U}_2 = \underline{U}_3. \quad (6.115)$$

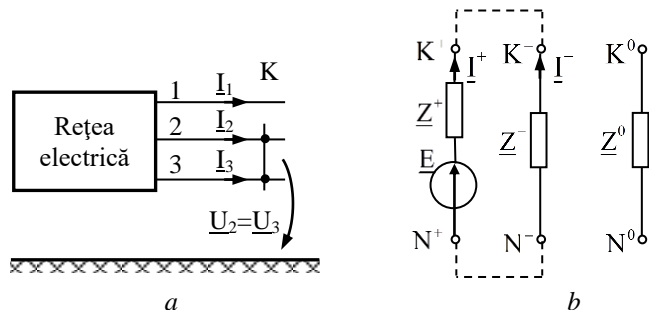


Fig. 6. 22. Scurtcircuit bifazat:

a-condiții la locul de defect; b-conectarea schemelor de secvență.

Componentele simetrice ale curentului la locul de defect sunt:

$$\begin{aligned} \underline{I}^0 &= \frac{1}{3}(\underline{I}_1 + \underline{I}_2 + \underline{I}_3) = 0; \\ \underline{I}^+ &= \frac{1}{3}(\underline{I}_1 + a\underline{I}_2 + a^2\underline{I}_3) = \frac{1}{3}(a - a^2)\underline{I}_2; \\ \underline{I}^- &= \frac{1}{3}(\underline{I}_1 + a^2\underline{I}_2 + a\underline{I}_3) = \frac{1}{3}(a^2 - a)\underline{I}_2, \end{aligned} \quad (6.116)$$

din care rezultă că nu există componentă zero de curent, iar componentele pozitivă și negativă ale curentului sunt egale și de sensuri opuse, deci:

$$\underline{I}^0 = 0; \quad \underline{I}^+ = -\underline{I}^-. \quad (6.117)$$

Din relațiile generale (6.37) rezultă că și tensiunea de secvență zero este nulă, deci  $\underline{U}^0 = 0$ .

Componentele simetrice  $\underline{U}^+$  și  $\underline{U}^-$  ale tensiunii au expresiile:

$$\begin{aligned} \underline{U}^+ &= \frac{1}{3}(\underline{U}_1 + a\underline{U}_2 + a^2\underline{U}_3) = \frac{1}{3}[\underline{U}_1 + (a + a^2)\underline{U}_2]; \\ \underline{U}^- &= \frac{1}{3}(\underline{U}_1 + a^2\underline{U}_2 + a\underline{U}_3) = \frac{1}{3}[\underline{U}_1 + (a + a^2)\underline{U}_2], \end{aligned} \quad (6.118)$$

din care rezultă că ele sunt egale. În concluzie:

$$\underline{U}^0 = 0; \quad \underline{U}^+ = \underline{U}^- . \quad (6.119)$$

Pe baza relațiilor (6.37), (6.117) și (6.119) se obține:

$$\underline{E} - \underline{Z}^+ \underline{I}^+ = -\underline{Z}^- \underline{I}^- = \underline{Z}^- \underline{I}^+ , \quad (6.120)$$

din care rezultă:

$$\underline{I}^+ = -\underline{I}^- = \frac{\underline{E}}{\underline{Z}^+ + \underline{Z}^-} . \quad (6.121)$$

Expresia curentului de secvență pozitivă  $\underline{I}^+$  se poate determina direct din schema echivalentă aferentă acestui tip de defect, care rezultă în baza relațiilor deduse anterior:  $\underline{U}^+ = \underline{U}^-$ ;  $\underline{I}^+ = -\underline{I}^-$ ;  $\underline{U}^0 = 0$  și  $\underline{I}^0 = 0$ . Astfel, schema de secvență zero este în gol, iar schemele de secvență pozitivă și negativă sunt în paralel (Fig. 6. 22, b).

Curenții de scurtcircuit bifazat se pot calcula ținând seama că  $\underline{I}^0 = 0$  și  $\underline{I}^+ = -\underline{I}^-$ ; se obțin:

$$\underline{I}_{2k}^{(2)} = \underline{I}_2 = a^2 \underline{I}^+ + a \underline{I}^- = (a^2 - a) \underline{I}^+ = -\frac{j\sqrt{3}\underline{E}}{\underline{Z}^+ + \underline{Z}^-} = -\frac{jcU_n}{\underline{Z}^+ + \underline{Z}^-} ; \quad (6.122)$$

$$\underline{I}_{3k}^{(2)} = \underline{I}_3 = -\underline{I}_2 = \frac{j\sqrt{3}\underline{E}}{\underline{Z}^+ + \underline{Z}^-} = \frac{jcU_n}{\underline{Z}^+ + \underline{Z}^-} . \quad (6.123)$$

În unități relative, curentul de scurtcircuit bifazat se calculează cu relația:

$$\underline{I}_{2k}^{(2)*} = -\underline{I}_{3k}^{(2)*} = -\frac{j\sqrt{3}cU^*}{(\underline{Z}^+ + \underline{Z}^-)^*} . \quad (6.124)$$

Pentru calculul tensiunilor la locul de defect, ținând seama că  $\underline{U}^0 = 0$  și  $\underline{U}^+ = \underline{U}^-$ , se obține:

$$\underline{U}_1 = \underline{U}^0 + \underline{U}^+ + \underline{U}^- = 2\underline{U}^+ = 2\underline{U}^- = -2\underline{Z}^- \underline{I}^- = 2\underline{Z}^- \underline{I}^+ = \frac{2\underline{Z}^-}{\underline{Z}^+ + \underline{Z}^-} \underline{E} . \quad (6.125)$$

Dacă se consideră  $\underline{Z}^- = \underline{Z}^+$ , rezultă:

$$\underline{U}_1 = \underline{E} = \frac{cU_n}{\sqrt{3}} , \quad (6.126)$$

deci tensiunea fazei 1 rămâne neschimbată.

$$\begin{aligned} \underline{U}_2 = \underline{U}_3 &= \underline{U}^0 + a^2 \underline{U}^+ + a \underline{U}^- = (a^2 + a) \underline{U}^+ = \\ &= -\underline{U}^+ = -\underline{U}^- = \underline{Z}^- \underline{I}^- = -\underline{Z}^- \underline{I}^+ = -\frac{\underline{U}_1}{2}. \end{aligned} \quad (6.127)$$

Evoluția în timp a tensiunilor și curenților, în regim normal și de scurtcircuit bifazat, este prezentată în figura 6.23.

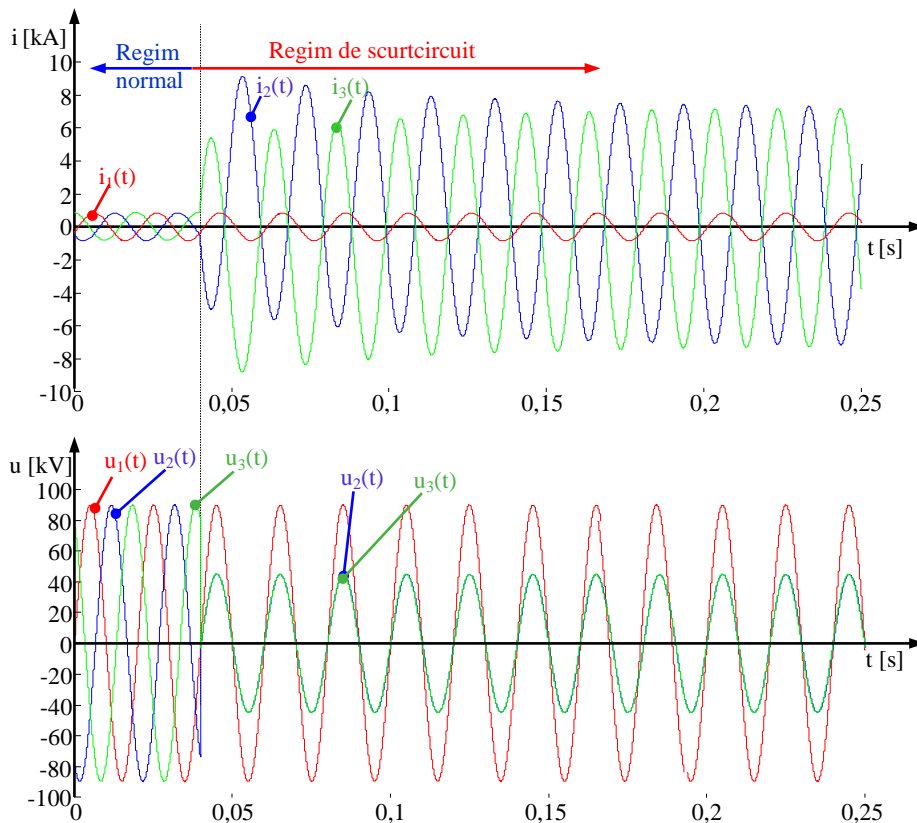


Fig. 6. 23. Evoluția în timp a fenomenului de scurtcircuit bifazat (fazele 2 și 3), în cazul defectului departe de generator (sau al sursei de putere infinită):  
a-curenții de scurtcircuit; b-tensiunile fază pământ la locul de defect.

#### 6.3.7.4. Scurtcircuitul bifazat cu punere la pământ

Condițiile în locul de defect, în cazul unui scurtcircuit între fazele 2, 3 și pământ (Fig. 6. 24, a), sunt:

$$\underline{I}_1 = 0; \quad (6.128)$$

$$\underline{U}_2 = \underline{U}_3 = 0. \quad (6.129)$$

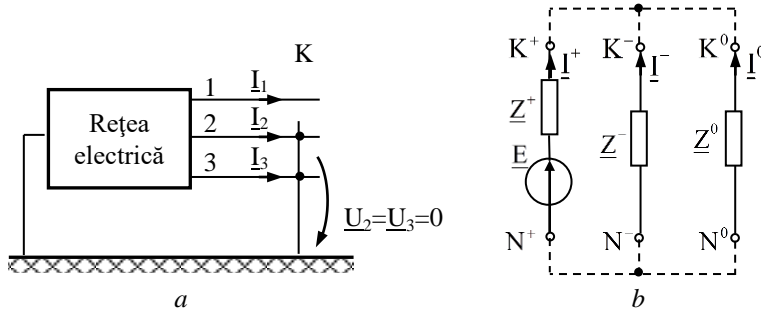


Fig. 6. 24. Scurtcircuit bifazat cu punere la pământ:  
a-condiții la locul de defect; b-conectarea schemelor de secvență.

Componentele simetrice ale tensiunilor la locul de defect, având în vedere condiția (6.129), sunt:

$$\underline{U}^0 = \underline{U}^+ = \underline{U}^- = \frac{1}{3} \underline{U}_1. \quad (6.130)$$

Expresia curentului  $\underline{I}_1$  (nul) în funcție de componentele sale simetrice este:

$$\underline{I}_1 = \underline{I}^0 + \underline{I}^+ + \underline{I}^- = 0. \quad (6.131)$$

Din relațiile (6.130) și (6.131) rezultă că schemele de secvență sunt conectate în paralel (Fig. 6. 24, b).

Expresiile tensiunilor  $\underline{U}_2$  și  $\underline{U}_3$  în funcție de componentele lor simetrice și ținând seama de relațiile generale (6.37) se pot scrie astfel:

$$\begin{aligned} \underline{U}_2 &= \underline{U}^0 + a^2 \underline{U}^+ + a \underline{U}^- = -\underline{Z}^0 \underline{I}^0 + a^2 \underline{E} - a^2 \underline{Z}^+ \underline{I}^+ - a \underline{Z}^- \underline{I}^- = 0; \\ \underline{U}_3 &= \underline{U}^0 + a \underline{U}^+ + a^2 \underline{U}^- = -\underline{Z}^0 \underline{I}^0 + a \underline{E} - a \underline{Z}^+ \underline{I}^+ - a^2 \underline{Z}^- \underline{I}^- = 0. \end{aligned} \quad (6.132)$$

Se calculează:

$$\underline{U}_2 - a \underline{U}_3 = (a-1) \underline{Z}^0 \underline{I}^0 - (a-1) \underline{Z}^- \underline{I}^- = 0, \quad (6.133)$$

din care rezultă:

$$\underline{I}^0 = \frac{\underline{Z}^-}{\underline{Z}^0} \underline{I}^-. \quad (6.134)$$

Din relațiile (6.131) și (6.134) se obține:

$$\underline{I}_1 = \underline{I}^0 + \underline{I}^+ + \underline{I}^- = \frac{\underline{Z}^-}{\underline{Z}^0} \underline{I}^- + \underline{I}^+ + \underline{I}^- = \underline{I}^+ + \frac{\underline{Z}^- + \underline{Z}^0}{\underline{Z}^0} \underline{I}^- = 0. \quad (6.135)$$

Din ultimele două relații, curenții de secvența negativă și zero pot fi exprimați în funcție de curentul de secvența pozitivă:

$$\underline{I}^- = \frac{-\underline{Z}^0}{\underline{Z}^- + \underline{Z}^0} \underline{I}^+; \quad \underline{I}^0 = \frac{-\underline{Z}^-}{\underline{Z}^- + \underline{Z}^0} \underline{I}^+. \quad (6.136)$$

Se calculează:

$$\underline{U}_2 + \underline{U}_3 = -\underline{E} + \underline{Z}^+ \underline{I}^+ + \underline{Z}^- \underline{I}^- - 2\underline{Z}^0 \underline{I}^0 = 0. \quad (6.137)$$

Din relațiile (6.136) și (6.137) se determină componentele simetrice ale curenților:

$$\underline{I}^+ = \frac{(\underline{Z}^- + \underline{Z}^0) \underline{E}}{\underline{Z}^+ \underline{Z}^- + \underline{Z}^+ \underline{Z}^0 + \underline{Z}^- \underline{Z}^0}; \quad \underline{I}^- = \frac{-\underline{Z}^0 \underline{E}}{\underline{Z}^+ \underline{Z}^- + \underline{Z}^+ \underline{Z}^0 + \underline{Z}^- \underline{Z}^0}; \quad (6.138)$$

$$\underline{I}^0 = \frac{-\underline{Z}^- \underline{E}}{\underline{Z}^+ \underline{Z}^- + \underline{Z}^+ \underline{Z}^0 + \underline{Z}^- \underline{Z}^0}.$$

Expresiile curenților de scurtcircuit sunt:

$$\underline{I}_{1k}^{(2P)} = \underline{I}_1 = 0;$$

$$\underline{I}_{2k}^{(2P)} = \underline{I}_2 = \underline{I}^0 + a^2 \underline{I}^+ + a \underline{I}^- = \frac{-\sqrt{3} \underline{E}}{2} \cdot \frac{\sqrt{3} \underline{Z}^- + j(\underline{Z}^- + 2\underline{Z}^0)}{\underline{Z}^+ \underline{Z}^- + \underline{Z}^+ \underline{Z}^0 + \underline{Z}^- \underline{Z}^0}; \quad (6.139)$$

$$\underline{I}_{3k}^{(2P)} = \underline{I}_3 = \underline{I}^0 + a \underline{I}^+ + a^2 \underline{I}^- = \frac{-\sqrt{3} \underline{E}}{2} \cdot \frac{\sqrt{3} \underline{Z}^- - j(\underline{Z}^- + 2\underline{Z}^0)}{\underline{Z}^+ \underline{Z}^- + \underline{Z}^+ \underline{Z}^0 + \underline{Z}^- \underline{Z}^0}.$$

Curentul prin pământ reprezintă de trei ori curentul de secvența zero, deci:

$$\underline{I}_p = 3\underline{I}^0 = \frac{-3\underline{Z}^- \underline{E}}{\underline{Z}^+ \underline{Z}^- + \underline{Z}^+ \underline{Z}^0 + \underline{Z}^- \underline{Z}^0}. \quad (6.140)$$

Tensiunea fazei sănătoase față de pământ se poate calcula din relația (6.130) astfel:

$$\underline{U}_1 = 3\underline{U}^- = -3\underline{Z}^- \underline{I}^- = \frac{3\underline{Z}^- \underline{Z}^0 \underline{E}}{\underline{Z}^+ \underline{Z}^- + \underline{Z}^+ \underline{Z}^0 + \underline{Z}^- \underline{Z}^0}. \quad (6.141)$$

Evoluția în timp a tensiunilor și curenților, în regim normal și de scurtcircuit bifazat cu pământul, este prezentată în figura 6.25.

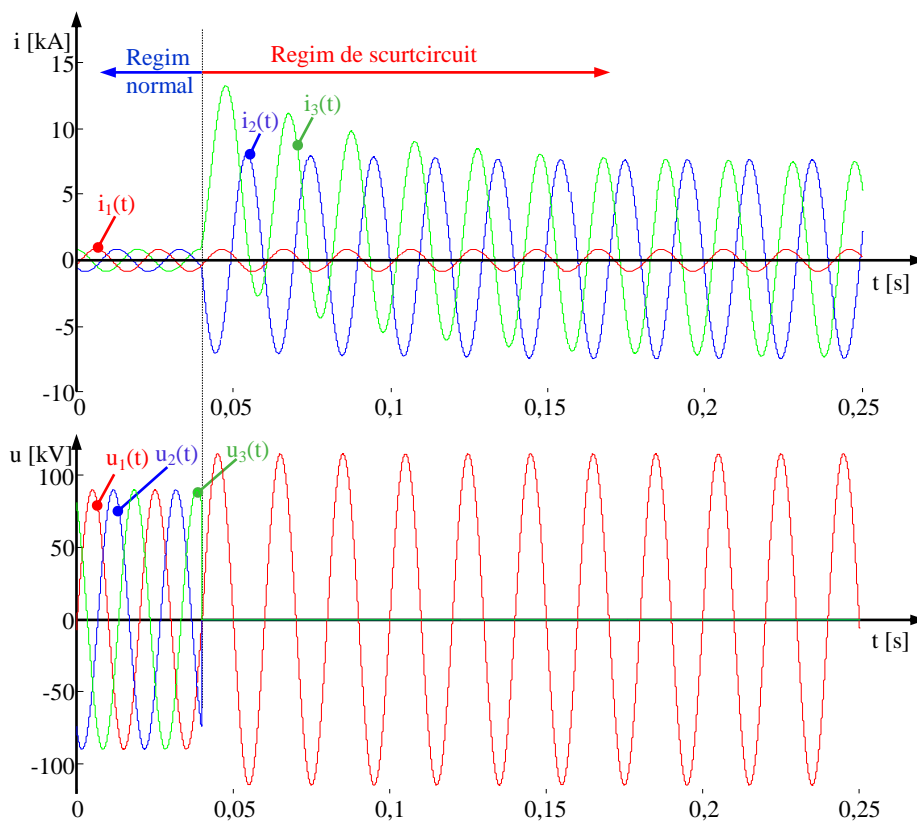


Fig. 6. 25. Evoluția în timp a fenomenului de scurtcircuit bifazat (fazele 2 și 3) cu pământul, în cazul defectului departe de generator (sau al sursei de putere infinită): a-curenții de scurtcircuit; b-tensiunile fază pământ la locul de defect.

### 6.3.8. Calculul curenților de scurtcircuit departe de generator (sursă de putere infinită)

Defectul 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 toată durata procesului de scurtcircuit. În consecință, valorile efective ale curentului inițial de scurtcircuit ( $I_k''$ ), curentului de rupere ( $I_r$ ) și curentului permanent de scurtcircuit ( $I_k$ ) vor fi întotdeauna egale, deci:

$$I_k'' = I_r = I_k . \quad (6.142)$$

**A. Scurtcircuitul 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.

**Cazul a - alimentarea defectului pe o singură cale** (Fig. 6. 26). Alimentația scurtcircuitului se poate realiza direct (a) sau prin transformator: b-scurtcircuit pe barele secundare ale transformatorului, c-scurtcircuit la capătul liniei, d-scurtcircuit pe barele secundare ale transformatorului, alimentat de pe barele sistemului printr-o linie electrică.

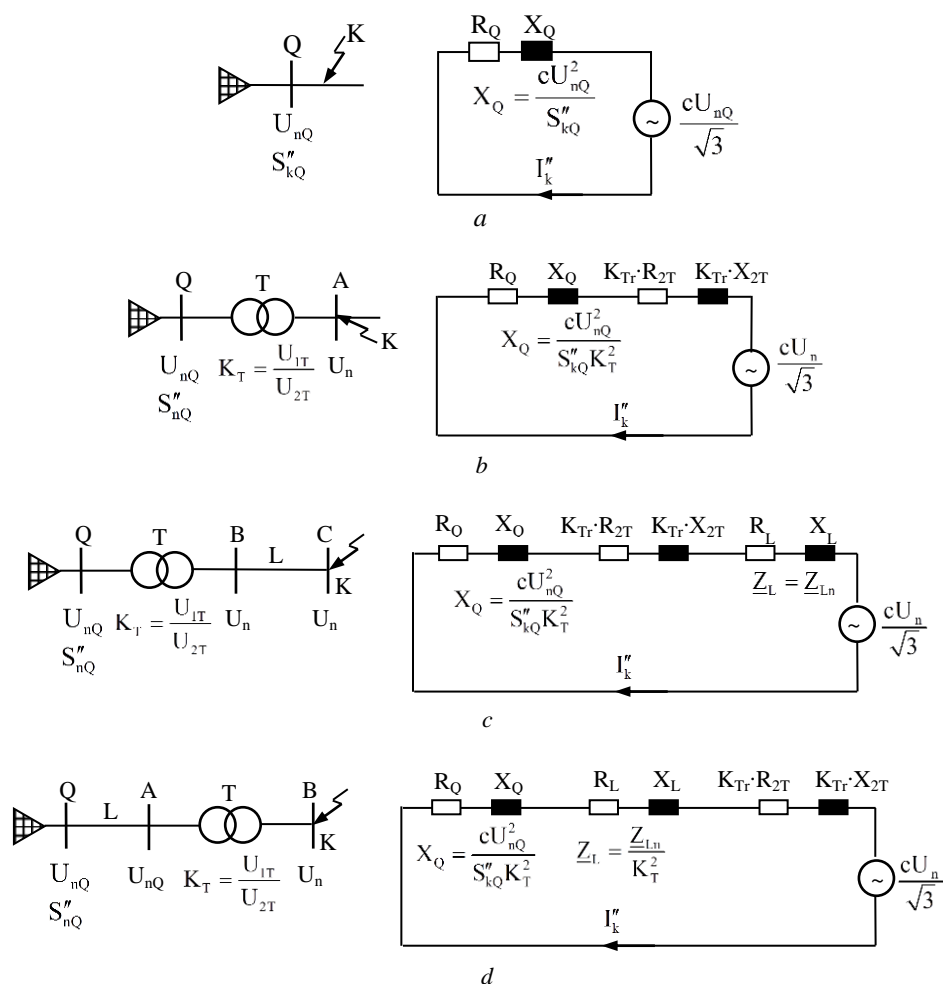


Fig. 6. 26. Scurtcircuit departe de generator, alimentat pe o singură cale: a-direct; b, c, d-prin transformator.

Pentru fiecare caz se prezintă schema monofilară și rețeaua de secvență

pozitivă corespunzătoare defectului. În schemele de secvență se indică impedanțele raportate ale sistemului și elementelor de rețea la tensiunea existentă în punctul de defect, înainte de apariția acestuia (vezi § 6.3.5).

În conformitate cu prevederile CEI 60909, impedanțele de scurtcircuit ale transformatoarelor de distribuție,  $Z_T (R_T, X_T)$ , care se determină cu relațiile (6.45), trebuie corectate cu factorul  $K_{Tr}$ , având expresia aproximativă [6, 8]:

$$K_{Tr} = 0,95 \frac{c_{max}}{1 + 0,6 \cdot X_T^*}, \quad (6.143)$$

în care  $X_T^*$  reprezintă reactanța transformatorului în unități relative, iar  $c_{max}$  este factorul de tensiune (tabelul 6.3), dependent de nivelul tensiunii rețelei conectate pe partea de joasă tensiune a transformatorului.

Factorul de corecție  $K_{Tr}$  trebuie aplicat atât impedanței de secvență pozitivă a transformatorului, cât și impedanțelor de secvență negativă și zero. Impedanța  $Z_N$  dintre neutrul transformatorului și pământ trebuie introdusă în rețeaua de secvență zero prin  $3Z_N$ , fără aplicarea coeficientului de corecție [8].

Valoarea corectată a impedanței de scurtcircuit a transformatoarelor de distribuție se calculează cu relația:

$$\underline{Z}_{TK} = K_{Tr} \cdot \underline{Z}_T. \quad (6.144)$$

Se calculează:

a1. Curentul simetric inițial de scurtcircuit  $I_k''$ :

$$I_k'' = \frac{cU_n}{\sqrt{3}Z_k} = \frac{cU_n}{\sqrt{3}\sqrt{R_k^2 + X_k^2}}, \quad (6.145)$$

în care:

➤  $R_k = \sum_j R_{kj}$  este rezistența echivalentă a circuitului serie echivalent la scurtcircuit, cu valorile raportate la tensiunea nominală din locul de defect, de exemplu  $R_k = R_Q + K_{Tr}R_{2T} + R_L$ ;

➤  $X_k = \sum_j X_{kj}$  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.

Rezistențele  $R_k$  pot fi neglijate dacă  $R_k < 0,3 \cdot X_k$  [5].

a2. Curentul de scurtcircuit de șoc  $i_{\text{șoc}}$ . Deoarece scurtcircuitul este alimentat printr-un circuit serie, curentul de scurtcircuit de șoc are expresia:

$$i_{\text{șoc}} = K_{\text{șoc}} \cdot \sqrt{2}I_k'' \quad (6.146)$$

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. 6. 3), fie prin calcul cu relația (6.14) sau cu aproximația [6]:

$$K_{\text{șoc}} = K_{\text{șoc,IEC}} = 1,02 + 0,98 \cdot e^{-3R_k/X_k} . \quad (6.147)$$

**Cazul b - alimentarea defectului pe mai multe căi nebuclate.** În figura 6.27 se prezintă o schemă de alimentare a defectului pe două căi nebuclate.

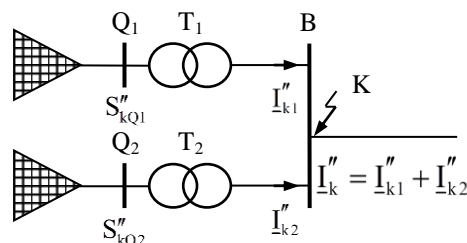


Fig. 6. 27. Scurtcircuit departe de generator alimentat pe două căi nebuclate.

Se calculează:

b1. 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:

$$I_k'' = I_{k1}'' + I_{k2}'' \quad (6.148)$$

în care  $I_{k1}''$  și  $I_{k2}''$  se calculează cu relația (6.145).

În majoritatea cazurilor, fazele curenților fiind apropiate, se poate înlocui suma fazorială a curenților cu cea algebrică.

b2. 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:

$$i_{\text{șoc}} = i_{\text{șoc1}} + i_{\text{șoc2}} . \quad (6.149)$$

**Cazul c - alimentarea defectului dintr-o rețea buclată.** În acest caz rețeaua este o rețea cu mai multe laturi, serie/paralel (rețea buclată), dar cu o singură sursă de alimentare (Fig. 6. 28). Sursa echivalentă de tensiune, singura sursă activă de tensiune din rețea, se aplică la nodul de defect K [5].

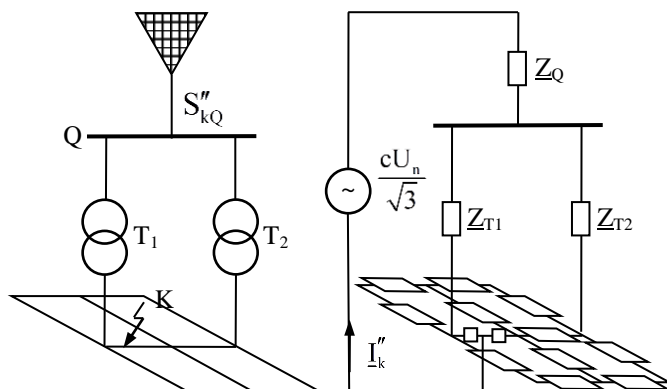


Fig. 6. 28. Scurtcircuit departe de generator alimentat dintr-o rețea buclată.

Se calculează:

c1. Curentul simetric inițial de scurtcircuit  $I''_k$  se determină cu relația (6.145), 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;

c2. Curentul de scurtcircuit de șoc  $i_{\text{șoc}}$ , în rețelele buclate, se determină alegând una din aproximațiile următoare [7]:

➤ Metoda 1. Raportul  $R_k/X_k$  se consideră constant în rețea, iar coeficientul de șoc  $K_{\text{șoca}}$  se determină din diagrame (Fig. 6. 3) sau prin calcul, cu relațiile (6.14) sau (6.147), 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.

➤ 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. Totodată, încadrarea într-un domeniu de erori acceptabil ( $> 5\%$ ), impune necesitatea ca pe toate ramurile să fie respectată condiția  $0,005 \leq R/X \leq 1$  (de obicei astfel de valori se întâlnesc în rețelele cu

tensiunea nominală  $U_n \geq 110$  kV) [7]. Dacă raportul  $R/X \leq 0,3$  nu este necesară utilizarea coeficientului de 1,15, altfel:

$$K_{\text{șoc}} = 1,15 \cdot K_{\text{șocb}}. \quad (6.150)$$

În rețelele de înaltă tensiune,  $1,15 \cdot K_{\text{șocb}}$  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.

► Metoda 3. Coeficientul de șoc se determină prin metoda *frecvenței echivalente*  $f_c$ , care se utilizează atât în cazul rețelelor de joasă tensiune cât și în cazul rețelelor de înaltă tensiune, permițând aproximarea mai precisă a valorii curentului de șoc, atât din punct de vedere al siguranței cât și economic. Coeficientul de șoc  $K_{\text{șoc,c}}$  se determină, prin calcul sau din digrame, utilizând raportul:

$$\frac{R}{X} = \frac{R_c}{X_c} \cdot \frac{f_c}{f} \quad \text{sau} \quad \frac{X}{R} = \frac{X_c}{R_c} \cdot \frac{f}{f_c}, \quad (6.151)$$

unde frecvența echivalentă are valoarea  $f_c = 20$  Hz, în rețele cu frecvența de 50 Hz, respectiv  $f_c = 24$  Hz, în rețele cu frecvența de 60 Hz.

Impedanța  $\underline{Z}_c = R_c + jX_c$  reprezintă impedanța văzută din locul de scurtcircuit, unde se aplică o sursă echivalentă de tensiune (singura tensiune activă din rețea), având frecvența  $f_c$ . Impedanța  $\underline{Z}_c$  se determină similar impedanței echivalente de scurtcircuit  $\underline{Z}_k$ , dar cu valorile reactanțelor laturilor calculate la frecvența  $f_c$ :

$$R_{cj} = R_j; \quad X_{cj} = X_j \cdot \frac{f_c}{f}. \quad (6.152)$$

În final:

$$R_c = \text{Re}(\underline{Z}_c) = R_k \quad (6.153)$$

este rezistența echivalentă la frecvența echivalentă  $f_c$ ;

$$X_c = \text{Im}(\underline{Z}_c) = X_k \quad (6.154)$$

este reactanța echivalentă la frecvența echivalentă  $f_c$ .

În cazul rețelelor la care este îndeplinită condiția  $0,005 \leq R/X \leq 5$ , această aproximare asigură o eroare față de valoarea exactă a factorului de șoc în domeniul  $\pm 5$  % [7].

**Aplicația 6.4.** Se consideră o rețea buclată a cărei schemă echivalentă este prezentată în figura 6.29. Tensiunea nominală a rețelei este  $U_n = 220$  kV, iar impedanțele celor două ramuri conectate în paralel sunt:  $\underline{Z}_I = 0,48 + j0,40 \Omega$  și  $\underline{Z}_{II} = 0,0088 + j0,60 \Omega$ .

Să se calculeze factorul de șoc prin cele trei metode, prezentate anterior.

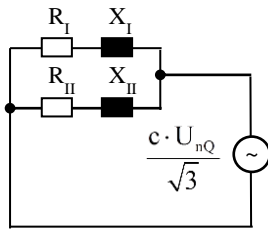


Fig. 6. 29. Scema echivalentă a unei rețele buclate.

Soluție:

Impedanța echivalentă de scurtcircuit este:

$$\begin{aligned} \underline{Z}_k &= \frac{\underline{Z}_I \cdot \underline{Z}_{II}}{\underline{Z}_I + \underline{Z}_{II}} = \frac{(0,48 + j0,40)(0,0088 + j0,60)}{0,48 + j0,40 + 0,0088 + j0,60} = \\ &= \frac{-0,2358 + j0,2915}{0,4888 + j1,0} = 0,1423 + j0,3053 \Omega. \end{aligned}$$

Se calculează factorul de șoc prin cele 3 metode:

➤ Metoda 1:

Se calculează raportul R/X pentru fiecare ramură:

$$\frac{R_I}{X_I} = \frac{0,48}{0,4} = 1,2; \quad \frac{R_{II}}{X_{II}} = \frac{0,0088}{0,6} = 0,0147.$$

Cu valoarea cea mai mică R/X=0,0147 se calculează  $K_{\text{șoc},a}$  cu relația (6.147); se obține  $K_{\text{șoc},a}=1,958$ .

➤ Metoda 2:

Se calculează coeficientul de șoc  $K_{\text{șoc},b}$  pentru raportul valorilor echivalente

$$\frac{R}{X} = \frac{R_k}{X_k} = \frac{0,1423}{0,3053} = 0,466.$$

Se obține  $K_{\text{șoc},b}=1,231$  și în final  $K_{\text{șoc}}=1,15 \cdot 1,231=1,416$ ;

➤ Metoda 3:

Se calculează impedanța  $\underline{Z}_{Ic}$ ,  $\underline{Z}_{IIc}$  și  $\underline{Z}_c$ :

$$\underline{Z}_{Ic} = 0,48 + j0,4 \cdot \frac{20}{50} = 0,48 + j0,16 \Omega;$$

$$\underline{Z}_{IIc} = 0,0088 + j0,6 \cdot \frac{20}{50} = 0,0088 + j0,24 \Omega;$$

$$\begin{aligned} \underline{Z}_c &= \frac{\underline{Z}_{Ic} \cdot \underline{Z}_{IIc}}{\underline{Z}_{Ic} + \underline{Z}_{IIc}} = \frac{(0,48 + j0,16)(0,0088 + j0,24)}{0,48 + j0,16 + 0,0088 + j0,24} = \\ &= \frac{-0,0342 + j0,1166}{0,4888 + j0,40} = 0,075 + j0,1772 \Omega. \end{aligned}$$

Coeficientul de șoc se determină pentru raportul

$$\frac{R}{X} = \frac{R_c}{X_c} \cdot \frac{f_c}{f} = \frac{0,075}{0,1772} \cdot \frac{20}{50} = 0,169 \Rightarrow K_{\text{șoc},c} = 1,588.$$

**B. Scurtcircuitul bifazat.** Curentul de scurtcircuit inițial  $I_k^{(2)}$  se calculează cu metoda componentelor simetrice, respectând ceea ce a fost prezentat la subpunctele a1, b1 și c1. Independent de configurația sistemului, curentul inițial de scurtcircuit bifazat se calculează cu relația (6.122):

$$I_k^{(2)} = \frac{cU_n}{|\underline{Z}^+ + \underline{Z}^-|} = \frac{cU_n}{2Z^+}, \quad (6.155)$$

în care  $Z^+ = Z_k$  se calculează la fel ca la scurtcircuiturile trifazate.

Din relațiile (6.145) și (6.155) rezultă:

$$I_k^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_k'' . \quad (6.156)$$

Curentul de scurtcircuit de șoc,  $i_{șoc}^{(2)}$ , poate fi calculat cu relația [5]:

$$i_{șoc}^{(2)} = K_{șoc} \cdot \sqrt{2} I_k^{(2)} . \quad (6.157)$$

Factorul de șoc,  $K_{șoc}$ , poate fi calculat sau determinat din diagrame așa cum s-a arătat anterior. Pentru simplificare se poate admite aceeași valoare ca și în cazul scurtcircuitului trifazat [5].

**C. 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:

$$I_{kl2}^{(2p)} = \frac{\sqrt{3} \cdot c \cdot U_n \cdot \left| 1 + a^2 + \frac{Z^0}{Z^+} \right|}{|Z^+ + 2 \cdot Z^0|}; \quad I_{kl3}^{(2p)} = \frac{\sqrt{3} \cdot c \cdot U_n \cdot \left| 1 + a^2 + \frac{Z^0}{Z^+} \right|}{|Z^+ + 2 \cdot Z^0|}, \quad (6.158)$$

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 [5]:

$$I_{kp}^{(2p)} = \frac{\sqrt{3} \cdot c \cdot U_n}{|Z^+ + 2 \cdot Z^0|} . \quad (6.159)$$

Nu este necesar să se calculeze  $i_{șoc}^{(2p)}$  deoarece întotdeauna va exista una dintre inegalitățile:

$$i_{șoc}^{(3)} \geq i_{șoc}^{(2p)} \text{ sau } i_{șoc}^{(1)} \geq i_{șoc}^{(2p)} . \quad (6.160)$$

**D. Scurtcircuitul monofazat.** Curentul de scurtcircuit inițial  $I_k''^{(1)}$  se calculează cu metoda componentelor simetrice, respectând ceea ce a fost prezentat în subpunctele a1, b1 și c1. Din relația (6.106) se obține:

$$I_k''^{(1)} = \frac{\sqrt{3}cU_n}{|2\underline{Z}^+ + \underline{Z}^0|}. \quad (6.161)$$

Este necesar calculul curentului de șoc,  $i_{șoc}^{(1)}$ , acesta putând depăși valoarea  $i_{șoc}^{(3)}$ , corespunzătoare scurtcircuitului trifazat. În acest caz curentul de scurtcircuit de șoc,  $i_{șoc}^{(1)}$ , este:

$$i_{șoc}^{(1)} = K_{șoc} \cdot \sqrt{2} \cdot I_k''^{(1)}. \quad (6.162)$$

Factorul de șoc,  $K_{șoc}$ , se calculează în funcție de configurația sistemului. Pentru simplificare se acceptă aceleași valori ca și în cazul scurtcircuitului trifazat.

### 6.3.9. Calculul curenților de scurtcircuit aproape de generator

Scurtcircuitul aproape de generator este definit ca fiind 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 curentul inițial de scurtcircuit,  $I_k''$ , fără aportul motoarelor” [5, 6].

Defectul poate fi alimentat:

- de la un singur generator;
- de la mai multe generatoare, care alimentează radial scurtcircuitul;
- de la mai multe generatoare, care debitează pe o impedanță comună;
- de la mai multe generatoare, care funcționează în paralel.

#### 6.3.9.1. Metode de calcul și factori de corecție

Calculul curenților de scurtcircuit se face introducând sursa echivalentă de tensiune la locul de defect, după o prealabilă corectare a impedanțelor generatoarelor și ale blocurilor generator - transformator cu factorul de corecție corespunzător, care ține seama de înlocuirea tensiunii supratranzitorii  $E''$  a generatoarelor sincrone cu sursa echivalentă de tensiune [5, 6].

Introducerea acestor factori de corecție a impedanței de scurtcircuit, atât pentru generatoare ( $K_G$ ) cât și pentru blocuri generator-transformator cu reglaj al tensiunii în sarcină ( $K_S$ ), sau fără reglaj de tensiune în sarcină ( $K_{S0}$ ), este necesară numai pentru calculul curentului de scurtcircuit la bornele sursei și se impune atunci când reactanța supratranzitorie a generatorului

are valori mari și raportul de transformare al transformatorului diferă față de raportul tensiunilor de serviciu din rețea de o parte și de alta a transformatorului [7].

Utilizarea acestor factori este importantă în determinarea curenților minimi de scurtcircuit, când trebuie cunoscute condițiile limită precise ale diferitelor grupuri generatoare [7]. Trebuie remarcat faptul că, chiar și la vârf de sarcină, un anumit număr de grupuri funcționează cu sarcină parțială sau în zona subexcitată, ceea ce în general se neglijează [5, 6]. În consecință, se poate obține o aproximare a curenților de scurtcircuit cu ajutorul factorilor de corecție, chiar dacă aceștia se determină pentru un anumit regim de funcționare. Factorii de corecție trebuie aplicați pentru calcularea impedanței de secvență pozitivă în regim supratranzitoriu [5, 7].

➤ **Factorul de corecție al impedanței generatorului,  $K_G$ .** Utilizarea factorului  $K_G$  se impune atunci când generatorul este conectat direct la o rețea de joasă tensiune, sau medie tensiune (fără bloc generator-transformator), așa cum este prezentat în figura 6. 30, a.

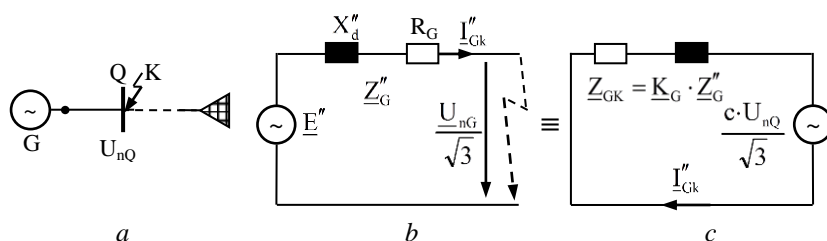


Fig. 6. 30. Generator conectat la o rețea de JT sau MT:  
a-schema monofilară; b-schema echivalentă a generatorului; c-aplicarea metodei sursei echivalente de tensiune.

Tensiunea la bornele generatorului,  $U_G$ , fiind controlată este constantă înainte de apariția scurtcircuitului. În mod normal  $U_G=U_{nG}=1,05 \cdot U_{nQ}$ , unde  $U_{nG}$  este tensiunea nominală la bornele generatorului iar  $U_{nQ}$  este tensiunea nominală a sistemului [7]. În anumite cazuri punctul de funcționare poate varia astfel încât  $U_G=U_{nG} \cdot (1 \pm p_G)$ , de exemplu  $p_G=0,05 \div 0,10$ . În acest caz, curentul maxim de scurtcircuit se obține pentru limita superioară a tensiunii la bornele  $U_G=U_{nG}(1+p_G)$  [7].

În cazul apariției unui scurtcircuit la bornele generatorului, curentul de scurtcircuit, calculat conform schemei echivalente de secvență pozitivă (Fig. 6. 30, b), trebuie să fie echivalent cu cel calculat prin aplicarea metodei sursei echivalente de tensiune (Fig. 6. 30, c), deci [7]:

$$\underline{I}''_{Gk} = \frac{\underline{E}''}{R_G + jX_d''} = \frac{c \cdot U_{nQ}}{\sqrt{3} K_G \cdot (R_G + jX_d'')}, \quad (6.163)$$

din care rezultă:

$$\underline{K}_G = \frac{c \cdot U_{nQ}}{\sqrt{3} \underline{E}''}, \quad (6.164)$$

$\underline{E}''$  fiind tensiunea electromotoare pe fază în regim supratranzitoriu.

Tensiunea electromotoare  $\underline{E}''$  a generatorului poate fi determinată din figura 6.30, b, considerând regimul normal de funcționare, anterior scurtcircuitului, curentul debitat de generator fiind  $\underline{I}_G$ , iar tensiunea la locul de defect fiind constantă, cu valoarea  $\underline{U}_{nG}/\sqrt{3}$  (generator cu tensiunea controlată). Se obține:

$$\begin{aligned} \underline{E}'' &= \frac{\underline{U}_{nG}}{\sqrt{3}} + \underline{I}_G (\underline{R}_G + j\underline{X}_d'') = \frac{\underline{U}_{nG}}{\sqrt{3}} + \underline{I}_G (\cos\varphi_G - j\sin\varphi_G)(\underline{R}_G + j\underline{X}_d'') = \\ &= \frac{\underline{U}_{nG}}{\sqrt{3}} + \underline{I}_G (\underline{R}_G \cos\varphi_G + \underline{X}_d'' \sin\varphi_G) + j\underline{I}_G (\underline{X}_d'' \cos\varphi_G - \underline{R}_G \sin\varphi_G) \end{aligned} \quad (6.165)$$

Din relațiile (6.164) și (6.165) rezultă:

$$\begin{aligned} \underline{K}_G &= \frac{c \cdot U_{nQ}}{\underline{U}_{nG} + \sqrt{3} \underline{I}_G (\underline{R}_G \cos\varphi_G + \underline{X}_d'' \sin\varphi_G) + j\sqrt{3} \underline{I}_G (\underline{X}_d'' \cos\varphi_G - \underline{R}_G \sin\varphi_G)} = \\ &= \frac{\underline{U}_{nQ}}{\underline{U}_{nG}} \frac{c}{1 + \sqrt{3} \frac{\underline{I}_G}{\underline{U}_{nG}} (\underline{R}_G \cos\varphi_G + \underline{X}_d'' \sin\varphi_G) + j\sqrt{3} \frac{\underline{I}_G}{\underline{U}_{nG}} (\underline{X}_d'' \cos\varphi_G - \underline{R}_G \sin\varphi_G)} \end{aligned} \quad (6.166)$$

în care:

- $c$  este factorul de tensiune;
- $\underline{I}_G$  - curentul generatorului;
- $\underline{I}_{nG}$  - curentul nominal al generatorului;
- $\underline{Z}_G$  - impedanța generatorului ( $\underline{Z}_G = \underline{R}_G + j\underline{X}_d''$ );
- $x_d''$  - reactanța supratranzitorie a generatorului, raportată la impedanța sa ( $x_d'' = \underline{X}_d''/\underline{Z}_{nG}$ );
- $\varphi_{nG}$  - defazajul dintre valorile nominale  $\underline{U}_{nG}$  și  $\underline{I}_{nG}$ ;
- $\varphi_G$  - defazajul dintre  $\underline{U}_G$  și  $\underline{I}_G$ , la funcționarea în sarcină.

În cazul generatoarelor de puteri mari, rezistența fiind mult mai mică decât reactanța ( $\underline{R}_G \ll \underline{X}_d''$  și  $\cos\varphi_G \approx 0$ ), relația de calcul a lui  $\underline{K}_G$  (6.166) poate fi redusă la forma aproximativă:



$$K_G = \frac{U_{nQ}}{U_{nG}} \frac{c}{1 + \sqrt{3} \frac{I_G}{U_{nG}} \cdot X_d'' \cdot \sin\varphi_G} = \frac{U_{nQ}}{U_{nG}} \frac{c}{1 + \frac{I_G}{I_{nG}} \frac{\sqrt{3} I_{nG}}{U_{nG}} \cdot X_d'' \cdot \sin\varphi_G} =$$

$$= \frac{U_{nQ}}{U_{nG}} \frac{c}{1 + \frac{I_G}{I_{nG}} x_d'' \cdot \sin\varphi_G}, \quad (6.167)$$

în care  $x_d'' = \frac{X_d''}{Z_{nG}} = \frac{X_d''}{U_{nG} / (\sqrt{3} I_{nG})} = \frac{\sqrt{3} I_{nG}}{U_{nG}} X_d''$  reprezintă reactanța supratran-

zitorie a generatorului, în unități relative.

Impedanța corectată a generatorului  $Z_{Gk}$  va fi:

$$Z_{Gk} = K_G \cdot Z_G = K_G (R_G + jX_d''). \quad (6.168)$$

Valoarea maximă a curentului de scurtcircuit rezultă pentru valoarea minimă a factorului de corecție, care corespunde cazului în care generatorul funcționează la parametri nominali înainte de producerea scurtcircuitului, deci:

$$K_G = \frac{U_{nQ}}{U_{nG}} \frac{c_{\max}}{1 + x_d'' \cdot \sin\varphi_G}. \quad (6.169)$$

**Aplicația 6.5.** Se cere să se determine coeficienții de corecție pentru generatoarele din tabelul 6.4. Tensiunea nominală a rețelei este  $U_{nQ}=6$  kV, iar regimul de funcționare este un regim maxim cu  $c_{\max}=1,1$  (tabelul 6.3).

Tabelul 6.4. Parametri nominali ai generatoarelor

Tip	$S_{nG}$ [MVA]	$U_{nG}$ [kV]	$I_{nG}$ [kA]	$\cos\varphi_n$	Rezistența înfașurării la 15°C [ $10^{-3} \Omega$ ]		Reactanțele în unități relative		
					Stator	Rotor	$x_d''$	$x_d'$	$x_d$
Turbogenerator	9,0	6,3	0,825	0,8	11,6	341	0,142	0,2	1,877
Hidrogenerator	4,3	6,3		0,9	10,1	-	0,22	0,31	1,02

*Soluție:*

a. Pentru turbogenerator,

$$K_G = \frac{U_{nQ}}{U_{nG}} \frac{c_{\max}}{1 + x_d'' \cdot \sin\varphi_{nG}} = \frac{6}{6,3} \cdot \frac{1,1}{1 + 0,142 \cdot 0,6} = 0,965;$$

b. Pentru hidrogenerator,

$$K_G = \frac{U_{nQ}}{U_{nG}} \frac{c_{\max}}{1 + x_d'' \cdot \sin\varphi_{nG}} = \frac{6}{6,3} \cdot \frac{1,1}{1 + 0,22 \cdot 0,436} = 0,956.$$

➤ **Factori de corecție pentru impedanța blocurilor generator - transformator.** Acești factori de corecție sunt utilizați pentru calculul curentului de scurtcircuit atunci când defectul are loc înafara blocului (înafara stației de evacuare). Se disting două cazuri:

**a. bloc generator - transformator cu comutator de prize sub sarcină.** Determinarea factorului de corecție, în acest caz, se bazează pe reprezentarea schematică din figura 6.31.

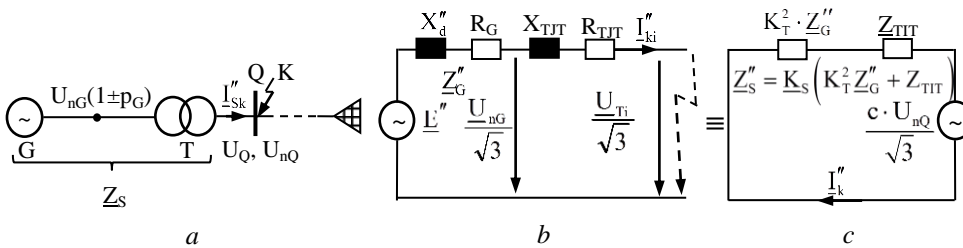


Fig. 6.31. Bloc generator-transformator cu comutator de prize sub sarcină:  
a-schema monofilară; b- schema echivalentă a blocului; c-aplicarea metodei sursei echivalente de tensiune.

Raportul nominal de transformare al transformatorului blocului,  $K_{nT} = U_{nTJT} / U_{nTIT}$  ( $U_{nTIT}$  este tensiunea nominală a înfășurării de IT a transformatorului, iar  $U_{nTJT}$  este tensiunea nominală a înfășurării de JT a transformatorului), poate lua valori mai mari decât raportul  $U_{nQ} / U_{nG}$ .

Curenții de scurtcircuit, calculați în conformitate cu reprezentările din figurile 6.31, b și c (scheme echivalente de secvență pozitivă), trebuie să fie echivalenți și egali cu curentul inițial de scurtcircuit la bornele blocului, deci:

$$I''_{sk} = \frac{1}{K_T} I''_{ki} = I''_k, \quad (6.170)$$

unde:

- $I''_{sk}$  (Fig. 6.31, a) reprezintă curentul inițial de scurtcircuit la bornele blocului;
- $I''_{ki}$  (Fig. 6.31, b) – curentul de scurtcircuit la bornele blocului, raportat la înfășurarea de joasă tensiune;
- $I''_k$  (Fig. 6.31, c) - curentul de scurtcircuit, determinat prin metoda sursei echivalente de tensiune;

- $K_T = U_Q / U_{Ti} \neq K_{nT}$  - raportul de transformare al transformatorului;
- $U_{Ti}$  - tensiunea la locul de defect raportată la înfășurarea de joasă tensiune.

$$\begin{aligned} \underline{I}_{Sk}'' &= \frac{1}{K_T} \frac{\underline{E}''}{R_G + jX_d'' + R_{TJT} + jX_{TJT}} = \\ &= \frac{1}{K_T} \frac{K_{nT}^2 \cdot \underline{E}''}{K_{nT}^2 (R_G + jX_d'' + R_{TJT} + jX_{TJT})} = \frac{1}{K_T} \frac{K_{nT}^2 \cdot \underline{E}''}{K_{nT}^2 \cdot \underline{Z}_G + \underline{Z}_{TJT}} = (6.171) \\ &= \frac{c \cdot U_{nQ}}{\sqrt{3} K_S \cdot (K_{nT}^2 \cdot \underline{Z}_G + \underline{Z}_{TJT})}, \end{aligned}$$

de unde rezultă că:

$$\underline{K}_S = K_T \frac{c \cdot U_{nQ}}{\sqrt{3} K_{nT}^2 \cdot \underline{E}''}. \quad (6.172)$$

Tensiunea electromotoare  $\underline{E}''$  a generatorului poate fi determinată din figura 6.31, b, considerând regimul normal de funcționare, anterior scurtcircuitului, curentul debitat de generator fiind  $\underline{I}_G$ , iar tensiunea la bornele generatorului  $\underline{U}_G$ . Se obține:

$$\underline{E}'' = \frac{U_G}{\sqrt{3}} + I_G \left[ (R_G \cos \varphi_G + X_d'' \sin \varphi_G) + j(X_d'' \cos \varphi_G - R_G \sin \varphi_G) \right]; (6.173)$$

$$\begin{aligned} \underline{K}_T &= \frac{U_Q}{\sqrt{3}} / \frac{U_{Ti}}{\sqrt{3}} = \frac{U_Q}{\sqrt{3}} / \left[ \frac{U_G}{\sqrt{3}} - I_G (R_{TJT} \cos \varphi_G + X_{TJT} \sin \varphi_G) - \right. \\ &\quad \left. - jI_G (X_{TJT} \cos \varphi_G - R_{TJT} \sin \varphi_G) \right]. \end{aligned} \quad (6.174)$$

Ținând seama de relațiile (6.173) și (6.174) coeficientul de corecție al blocului devine:

$$\begin{aligned} \underline{K}_S &= \frac{U_Q}{\underline{U}_G - \sqrt{3} I_G (R_{TJT} \cos \varphi_G + X_{TJT} \sin \varphi_G) - jI_G (X_{TJT} \cos \varphi_G - R_{TJT} \sin \varphi_G)} \cdot \\ &\cdot \frac{1}{c} = \\ &= \frac{1}{\sqrt{3} \left( \frac{U_{nTJT}}{U_{nTJT}} \right)^2 \frac{U_G}{\sqrt{3}} + I_G \left[ (R_G \cos \varphi_G + X_d'' \sin \varphi_G) + j(X_d'' \cos \varphi_G - R_G \sin \varphi_G) \right]} \end{aligned}$$

$$= \frac{U_{nQ} U_Q}{U_G^2} \frac{U_{nTJT}^2}{U_{nTJT}^2} \cdot \frac{c}{1 + \frac{\sqrt{3}I_G}{U_G} (R_G \cos\varphi_G + X_d'' \sin\varphi_G) + j \frac{\sqrt{3}I_G}{U_G} (X_d'' \cos\varphi_G - R_G \sin\varphi_G)} \cdot \frac{1}{1 - \frac{\sqrt{3}I_G}{U_G} (R_{TJT} \cos\varphi_G + X_{TJT} \sin\varphi_G) - j \frac{\sqrt{3}I_G}{U_G} (X_{TJT} \cos\varphi_G - R_{TJT} \sin\varphi_G)} \quad (6.175)$$

Presupunând că  $R_G \ll X_G$  și  $R_{TJT} \ll X_{TJT}$ , iar  $U_G \approx U_{nG}$ , relația (6.175) devine:

$$\begin{aligned} K_S &= \frac{U_{nQ} \cdot U_Q}{U_{nG}^2} \frac{U_{nTJT}^2}{U_{nTJT}^2} \frac{c}{1 + \frac{\sqrt{3}I_G}{U_{nG}} \cdot X_d'' \cdot \sin\varphi_G} \cdot \frac{1}{1 - \frac{\sqrt{3}I_G}{U_{nG}} \cdot X_{TJT} \cdot \sin\varphi_G} = \\ &= \frac{U_{nQ} \cdot U_Q}{U_{nG}^2} \frac{U_{nTJT}^2}{U_{nTJT}^2} \frac{c}{1 + \frac{I_G}{I_{nG}} \cdot x_d'' \cdot \sin\varphi_G} \cdot \frac{1}{1 - \frac{I_G}{I_{nG}} \cdot x_T \cdot \sin\varphi_G} \approx \\ &\approx \frac{U_{nQ} \cdot U_Q}{U_{nG}^2} \frac{U_{nTJT}^2}{U_{nTJT}^2} \frac{c}{1 + \frac{I_G}{I_{nG}} \cdot |x_d'' - x_T| \cdot \sin\varphi_G}, \end{aligned} \quad (6.176)$$

unde:

- $x_d'' = X_d''/Z_{nG}$ , cu  $Z_{nG} = U_{nG}/(\sqrt{3}I_{nG})$ ;
- $x_T = X_T/Z_{nT}$ , cu  $Z_{nG} = U_{nG}/(\sqrt{3}I_{nG})$ , considerând că  $U_{nT}=U_{nG}$  și  $S_{nT}=S_{nG}$ .

Dacă, înainte de producerea scurtcircuitului, se admite funcționarea la parametrii nominali, atunci:

$$K_S = \left( \frac{U_{nQ}}{U_{nG}} \cdot \frac{1}{K_{nT}} \right)^2 \cdot \frac{c_{\max}}{1 + (x_d'' - x_T) \cdot \sin\varphi_{nG}} \quad (6.177)$$

Impedanța corectată a blocului  $Z_{SK}$ , raportată la înfășurarea secundară (de înaltă tensiune, transformatorul fiind transformator ridicător), va fi:

$$\underline{Z}_{SK} = K_S (K_T^2 \cdot \underline{Z}_G + \underline{Z}_{TJT}) \quad (6.178)$$

Dacă tensiunea generatorului este permanent diferită de  $U_{nG}$ , atunci se poate introduce în locul acesteia  $U_G = U_{nG}(1+p_G)$  [5].

**b. bloc generator – transformator, cu transformator fără reglaj sub sarcină.** Calculul factorului de corecție a impedanței,  $K_{SO}$ , în acest caz diferă față de determinarea factorului de corecție  $K_S$  deoarece raportul de transformare  $K_T$  este constant pe durata funcționării [7].

Curentul maxim de scurtcircuit se obține atunci când tensiunea înainte de scurtcircuit  $U_Q$  este maximă. În această situație, de obicei  $U_{nTT}$  este mai mare decât  $U_{nQ}$ . Curentul de scurtcircuit inițial se determină cu relația [7]:

$$I''_{SOK} = \frac{1}{K_T} \frac{E''}{X_d'' + X_{TJT}} = \frac{1}{K_T} \frac{U_G}{\sqrt{3}(X_d'' + X_{TJT})} \sqrt{1 + 2x_d'' \left( \frac{U_{nG}}{U_G} \frac{I_G}{I_{nG}} \right) \sin\varphi_{nG} + x_d''^2 \left( \frac{U_{nG}}{U_G} \frac{I_G}{I_{nG}} \right)^2} \quad (6.179)$$

unde:  $U_G = U_{nG} (1 \pm p_G)$ ,  $I_G$  și  $\varphi_G$  sunt variabile pentru un transformator cu ploturi ( $\pm p_T$ ) fără reglaj în sarcină. În acest caz,  $K_T = K_{nT} (1 \pm p_T)$  trebuie introdus în locul lui  $K_{nT}$  [7]. Se obține:

$$K_{SO} = \frac{U_{nQ}}{U_{nG} \cdot (1 + p_G)} \cdot \frac{U_{nTJT}}{U_{nTT}} \cdot (1 \pm p_T) \cdot \frac{c_{max}}{1 + x_d'' \cdot \sin\varphi_{nG}} \quad (6.180)$$

Impedanța corectată a blocului, raportată la înaltă tensiune va fi:

$$\underline{Z}_{SOK} = K_{SO} \cdot (K_T^2 \underline{Z}_G'' + \underline{Z}_{TJT}) \quad (6.181)$$

➤ Factori de corecție pentru impedanța generatoarelor și a transformatoarelor din blocurile generator - transformator

Acești factori de corecție sunt utilizați pentru calculul curentului de scurtcircuit atunci când defectul are loc între generator și transformator (în stația de evacuare) [8].

Pentru stațiile cu transformator, cu *comutator de prize sub sarcină*, factorii de corecție pentru generator,  $K_{G,S}$ , respectiv transformator,  $K_{T,S}$  se determină cu relațiile [8]:

$$K_{G,S} = \frac{c_{max}}{1 + x_d'' \cdot \sin\varphi_{nG}}; \quad K_{T,S} = \frac{c_{max}}{1 - x_T \cdot \sin\varphi_{nG}} \quad (6.182)$$

Pentru stațiile cu transformator fără reglaj sub sarcină, factorii de corecție pentru generator,  $K_{G,SO}$ , respectiv transformator,  $K_{G,TO}$  se determină cu relațiile [8]:

$$K_{G,SO} = \frac{1}{1 + p_G} \frac{c_{max}}{1 + x_d'' \cdot \sin\varphi_{nG}}; \quad K_{T,SO} = \frac{1}{1 + p_G} \frac{c_{max}}{1 - x_T \cdot \sin\varphi_{nG}} \quad (6.183)$$

### 6.3.9.2. Scurtcircuit aproape de generator, alimentat de la un generator

Alimentarea defectului de la un generator (Fig. 6. 32) se poate realiza direct (a) sau prin bloc generator-transformator (b). Pentru fiecare caz se prezintă schema monofilară și rețeaua de secvență pozitivă corespunzătoare defectului.

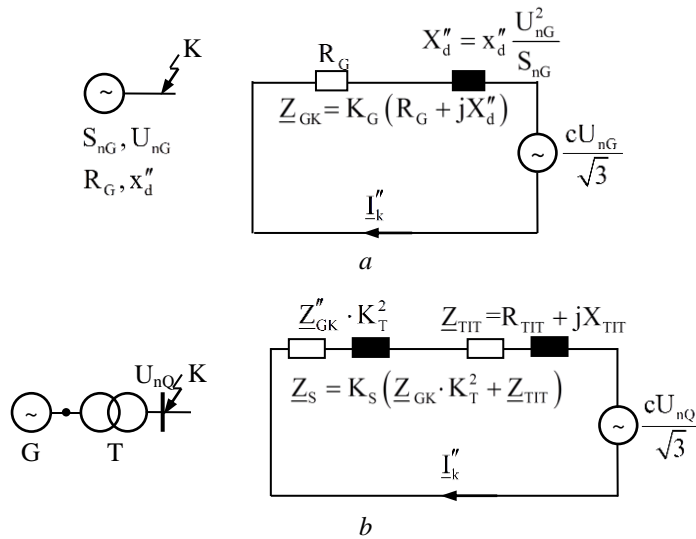


Fig. 6. 32. Scurtcircuit aproape de generator, alimentat de la un generator:  
a-direct; b-prin transformator.

Pentru scurtcircuitul alimentat direct de la un generator, se calculează:

➤ *Curentul de scurtcircuit simetric inițial*  $I_k''$  (Fig. 6. 32, a), cu sursa echivalentă de tensiune la locul de defect și impedanța de scurtcircuit  $Z_k = R_k + jX_k$ :

$$I_k'' = \frac{cU_{nG}}{\sqrt{3}Z_k} \quad (6.184)$$

În calculul lui  $Z_k$ , pentru generator (Fig. 6. 32, a) se consideră valorile corectate ale rezistenței și reactanței, respectiv  $K_G R_G$  și  $K_G X_d''$ .

În mod normal se poate presupune că tensiunea nominală  $U_{nG}$  a generatorului este cu 5% mai mare decât tensiunea nominală a sistemului  $U_{nQ}$ .

➤ *Curentul de scurtcircuit de șoc* se determină ca în cazul scurtcircuitului departe de generator. Pentru generator se consideră valorile corectate ale rezistenței și reactanței, respectiv  $K_G R_G$  și  $K_G X_d''$ .

➤ *Curentul simetric de rupere*  $I_r$  se poate determina fie pe cale analitică, cu relația:

$$I_r = \mu I_k'' , \quad (6.185)$$

în care  $\mu$  reprezintă factorul de decrement, dependent de timpul minim  $t_{\min}$  de deconectare și de raportul  $I_k''/I_{nG}$ , fie pe cale grafică, utilizând curbe de decrement pentru diferite tipuri de generatoare.

Valorile lui  $\mu$  în cazul turbogeneratoarelor cuplate la medie tensiune, a generatoarelor cu poli aparenti și a compensatoarelor sincrone având excitație rotativă sau statică se pot aproxima cu următoarele relații [5]:

$$\begin{aligned} \mu &= 0,84 + 0,26 \cdot e^{-0,26 \cdot I_k''/I_{nG}}, & t_{\min} &= 0,02 \text{ s}; \\ \mu &= 0,71 + 0,51 \cdot e^{-0,30 \cdot I_k''/I_{nG}}, & t_{\min} &= 0,05 \text{ s}; \\ \mu &= 0,62 + 0,72 \cdot e^{-0,32 \cdot I_k''/I_{nG}}, & t_{\min} &= 0,10 \text{ s}; \\ \mu &= 0,56 + 0,94 \cdot e^{-0,38 \cdot I_k''/I_{nG}}, & t_{\min} &> 0,25 \text{ s}. \end{aligned} \quad (6.186)$$

Dacă  $I_k''/I_{nG} \leq 2$  se ia  $\mu=1$  pentru orice valoare a lui  $t_{\min}$ .

În toate celelalte cazuri în care nu se cunoaște valoarea lui  $\mu$ , se ia  $\mu=1$ .

➤ *Curentul permanent de scurtcircuit*  $I_k$ . Deoarece mărimea curentului permanent de scurtcircuit  $I_k$  depinde de influențele saturației și a condițiilor de conectare, calculul acestuia este mai puțin precis decât calculul lui  $I_k''$ .

▪ *Curentul maxim permanent de scurtcircuit*  $I_{k\max}$  se obține dacă mașina sincronă este la excitația maximă și se determină cu relația:

$$I_{k\max} = \lambda_{\max} I_{nG} , \quad (6.187)$$

în care coeficientul  $\lambda_{\max}$  poate fi obținut din diagrame (Fig. 6. 33 și Fig. 6. 34), în funcție de plafonul de excitație și de reactanța sincronă  $x_{dsat}$  în regim saturat [5].

▪ *Curentul minim permanent de scurtcircuit*  $I_{k\min}$  corespunde lipsei de excitație și se calculează cu relația:

$$I_{k\min} = \lambda_{\min} I_k'' , \quad (6.188)$$

în care  $\lambda_{\min}$  se obține tot din diagrame (Fig. 6. 33 și Fig. 6. 34) [5].

În cazul scurtcircuitului alimentat de la un bloc generator-transformator (Fig. 6. 32, b), calculul se face în același mod ca în situația alimentării directe de la un generator, cu observația că impedanța de scurtcircuit se raportează la înfășurarea de înaltă tensiune a transformatorului și se corectează cu factorul de corecție  $K_S$  (6.178).

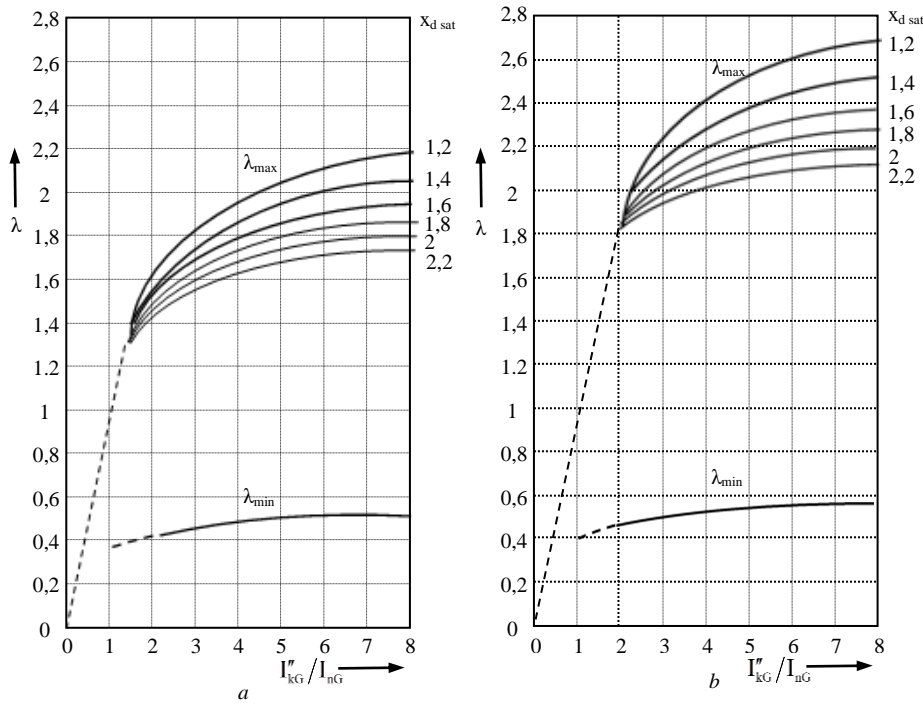


Fig. 6. 33. Factorii  $\lambda_{max}$  și  $\lambda_{min}$  pentru turbogeneratoare [5, 6]:  
a-plafon de excitație 1,3; b-plafon de excitație 1,6.

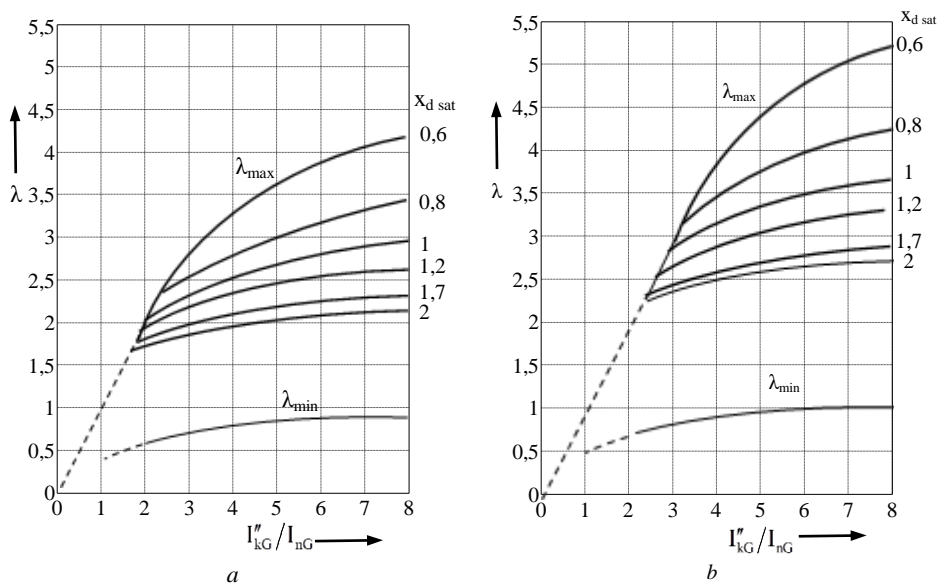


Fig. 6. 34. Factorii  $\lambda_{max}$  și  $\lambda_{min}$  pentru generatoare cu poli aparenti [5, 6]:  
a-plafon de excitație 1,6; b-plafon de excitație 2.



**6.3.9.3. Scurtcircuit aproape de generator, alimentat radial din mai multe surse**

Toate sursele alimentează scurtcircuitul radial (Fig. 6. 35), în mod direct (a) sau printr-o impedanță (b1), dacă  $Z < 0,05 U_{nA} / \sqrt{3} I''_{kA}$ .

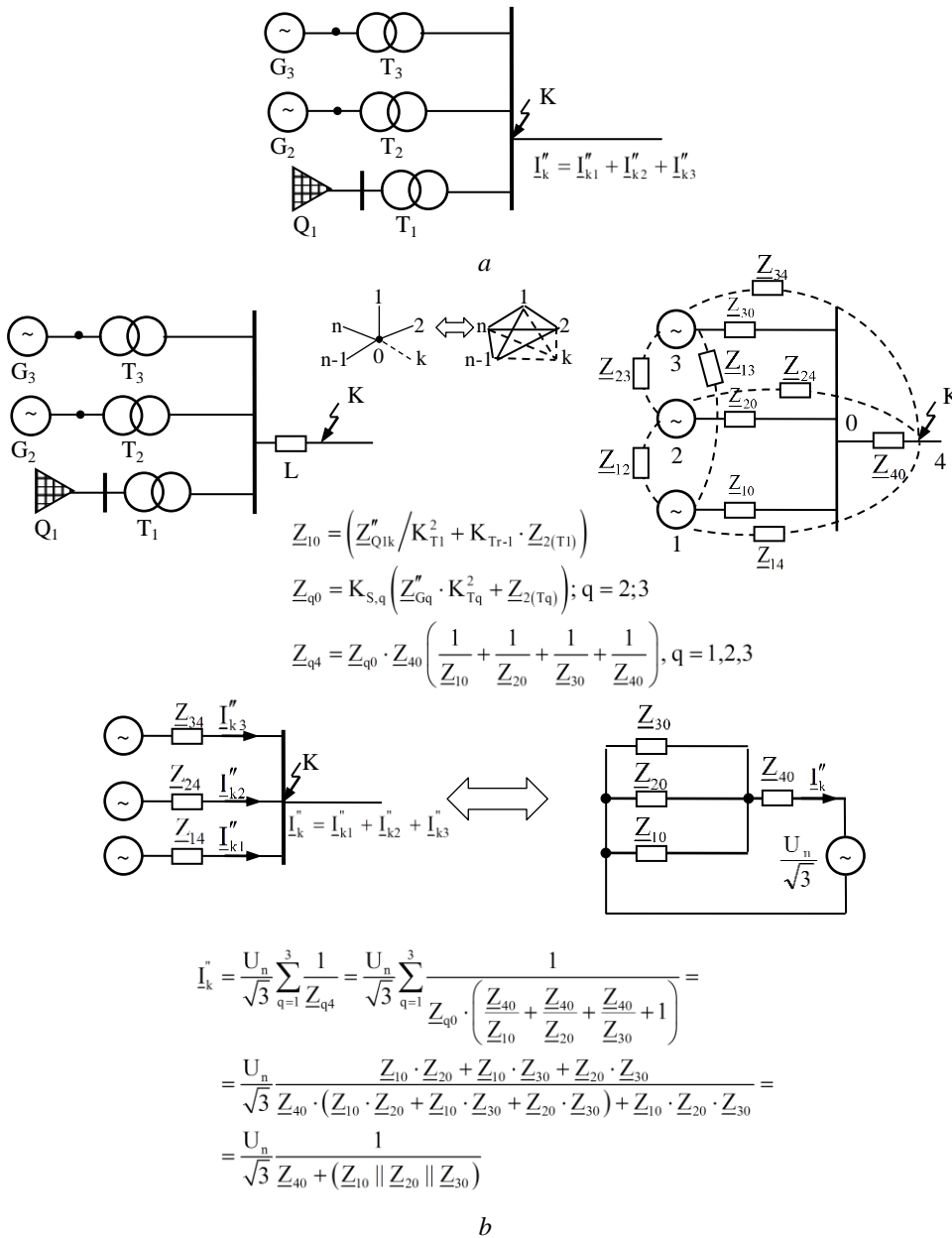


Fig. 6. 35. Scurtcircuit aproape de generator, alimentat din mai multe surse nebuclate: a-direct; b-printr-o impedanță comună.

Toți curenții de scurtcircuit: simetric inițial  $I_k''$ , de șoc  $i_{\text{șoc}}$ , de rupere  $I_r$ , permanent  $I_k$  se calculează ca sumă a curenților parțiali debitați de generatoare și motoare.

Însumarea la locul de defect a curenților parțiali de scurtcircuit, debitați de surse, este posibilă dacă acestea debitează pe impedanțe echivalente separate. Această condiție este îndeplinită dacă sursele alimentează defectul în mod direct (Fig. 6. 35, a). Dacă sursele alimentează scurtcircuitul printr-o impedanță comună (Fig. 6. 35, b), pentru a îndeplini condiția ca sursele să alimenteze defectul prin impedanțe echivalente separate, se procedează în prealabil la transfigurarea stelei, având impedanțele  $Z_{10}, Z_{20}, Z_{30}$  și  $Z_{40}$  în poligon complet (Fig. 6. 35, b2).

#### 6.3.9.4. Scurtcircuit aproape de generator, alimentat din mai multe surse funcționând într-o rețea buclată

➤ Curentului simetric inițial  $I_k''$  și curentul de șoc  $i_{\text{șoc}}$  se pot calcula după regula generală.

➤ Curentul simetric de rupere  $I_r$  se poate aproxima conform CEI cu  $I_k''$  ( $I_r = I_k''$ ) dar această valoare este mai mare decât cea reală.

Un calcul mai precis se poate obține prin următoarele relații [5, 6]:

$$I_r = I_k'' - \sum_i \frac{\Delta U_{Gi}''}{cU_n/\sqrt{3}} \cdot (1 - \mu_i) \cdot I_{kGi}'' - \sum_j \frac{\Delta U_{Mj}''}{cU_n/\sqrt{3}} (1 - \mu_j, q_j) \cdot I_{kMj}''; \quad (6.189)$$

$$\Delta U_{Gi}'' = jX_{Gi}'' \cdot I_{kGi}''; \quad \Delta U_{Mj}'' = jX_{Mj}^+ \cdot I_{kMj}'', \quad (6.190)$$

unde:

- $U_n$  este tensiunea nominală la locul de edefect;
- $I_k'', I_r$  reprezintă valorile curentului de scurtcircuit simetric inițial, respectiv curentului simetric de rupere, ținând seama de influența mașinilor sincrone și a motoarelor asincrone;
- $\mu_i, \mu_j$  se determină cu relațiile (6.186) atât pentru mașinile sincrone (i) cât și pentru cele asincrone (j);
- $q_j$  se calculează cu relația (6.201) pentru motoarele asincrone (j);
- $\Delta U_{Gi}'', \Delta U_{Mj}''$  - valorile inițiale ale tensiunilor la bornele mașinii sincrone (i), respectiv motorului asincron (j);
- $X_{Gi}''$  - valoarea corectată a reactanței supratranzitorii a mașinii sincrone (i);
- $X_{Mj}^+$  - reactanța motorului asincron (j);

▪  $I''_{kGi}, I''_{kMj}$  reprezintă contribuțiile la curentul de scurtcircuit simetric inițial a mașinilor sincrone (i), respectiv a motoarelor asincrone (j), valorile curenților fiind cele din punctele de conectare ale mașinilor la rețea.

Curenții și tensiunile din relațiile (6.190) trebuie raportate la aceeași tensiune.

➤ *Curentul permanent de scurtcircuit*  $I_k$ . Curentul maxim permanent de scurtcircuit se determină cu relația [5]:

$$I_{kmax} = \frac{\sum_{i=1}^m (\lambda_{maxi} U_{ni} I_{ni})}{U_n} + \frac{\sum_{j=1}^p (U_{nj} I''_{kj})}{U_n}, \quad (6.191)$$

unde:

- $U_n$  este tensiunea nominală la locul de defect;
- $i = 1 \div m$  este indicele mașinii sincrone (surse apropiate de locul de scurtcircuit);
- $j = 1 \div p$  - indicele sursei departe de locul de scurtcircuit;
- $\lambda_{maxi}$  - factorul pentru calculul aportului maxim de durată al mașinii sincrone i;
- $U_{ni}$  - tensiunea nominală a rețelei, alimentată de mașina sincronă i;
- $I_{ni}$  - curentul nominal al mașinii sincrone i;
- $U_{nj}$  - tensiunea nominală a rețelei, alimentată de la sursa de putere infinită j;
- $I''_{kj}$  - contribuția sursei de putere infinită j la curentul inițial de scurtcircuit;

$I_{kmax}$  se poate aproxima ca fiind egal cu  $I''_k$ , fără aportul motoarelor.

### 6.3.9.5. *Influența motoarelor și a compensatoarelor sincrone asupra scurtcircuitului*

Calculul curentului simetric inițial de scurtcircuit  $I''_k$ , curentului de șoc  $i_{șoc}$ , curentului simetric de rupere  $I_r$  și curentului permanent  $I_k$ , pentru motoare și compensatoare sincrone se tratează ca la generatoarele sincrone.

Pentru aplicarea metodei sursei echivalente de tensiune, impedanțele de scurtcircuit nu se corectează.

Motoarele racordate la tensiune înaltă trebuie considerate în calculul curenților de scurtcircuit!

### 6.3.9.6. *Influența motoarelor asincrone asupra scurtcircuitului*

Se neglijează:

- motoarele, în sistemele publice de distribuție;

- motoarele sau grupele de motoare al căror aport este sub 5% din  $I_k''$ , calculat fără aportul motoarelor;
- motoarele de înaltă tensiune și de joasă tensiune care sunt conectate prin transformatoare cu două înfășurări la rețeaua în care se produce scurtcircuitul (Fig. 6. 36) dacă [5]:

$$\frac{\sum S_{nM}}{\sum S_{nT}} \leq \frac{\frac{P}{100} \cdot x_M}{\left| \frac{c \cdot 100 S_{nT}}{S_k''} - \frac{P}{100} u_{kT} \right|}, \quad (6.192)$$

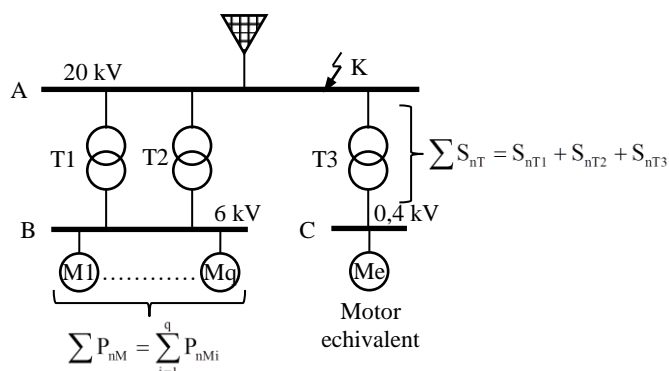


Fig. 6. 36. Estimarea aportului motoarelor asincrone la scurtcircuit.

unde:

- $p$  este aportul motoarelor, raportat la  $I_k''$ , calculat fără acesta, în %;
- $x_M$  - reactanța grupului de motoare, considerată aceeași pentru toate motoarele, în %;
- $u_{kT}$  - tensiunea de scurtcircuit a transformatoarelor de racordare a grupului de motoare la rețea, considerată aceeași pentru toate unitățile, în %;
- $\sum S_{nM}$  - suma puterilor aparente nominale ale motoarelor, în MVA;
- $\sum S_{nT}$  - suma puterilor nominale ale transformatoarelor, în MVA;
- $S_k''$  - puterea de scurtcircuit la bara de racord a transformatoarelor, fără aportul motoarelor, în MVA.

Dacă se consideră pentru toate motoarele aceleași valori pentru  $\eta_{nM}$  și, respectiv,  $\cos\varphi_{nM}$  și se ține seama de relația de legătură dintre puterea nominală a motorului  $P_{nM}$  (putere utilă la arbore) și puterea electrică nominală aparentă  $S_{nM}$ , absorbită din rețea, respectiv,  $P_{nM} = S_{nM} \cdot \eta_{nM} \cdot \cos\varphi_{nM}$ , relația (6.192) devine [5]:

$$\frac{\sum P_{nM}}{\sum S_{nT}} \leq \frac{\frac{p}{100} \cdot x_M \cdot \eta_{nM} \cdot \cos\varphi_{nM}}{\left| \frac{c \cdot 100 \cdot \sum S_{nT}}{S_k''} - \frac{p}{100} \cdot u_k \right|} \quad (6.193)$$

Dacă în relația precedentă se consideră:  $p=5\%$ ,  $u_k=6\%$ ,  $x_M=20\%$  și  $\eta_M \cos\varphi_M=0,8$ , se obține [5, 7]:

$$\frac{\sum P_{nM}}{\sum S_{nT}} \leq \frac{0,8}{\left| \frac{c \cdot 100 \sum S_{nT}}{S_k''} - 0,3 \right|} \quad (6.194)$$

Relațiile (6.192) și (6.193) se vor utiliza în cazul în care se doresc particularizări atât în ceea ce privește caracteristicile motoarelor și a transformatorului cât și valoarea aportului motoarelor ( $p\%$ ). Uzual se poate folosi relația (6.194) [5].

Impedanța de scurtcircuit a motoarelor,  $Z_M$ , se calculează cu relațiile:

$$R_M \cong 0; \quad X_M = \frac{1}{I_p / I_{nM}} \cdot \frac{U_n^2}{S_{nM}} \quad (6.195)$$

#### Calculul curenților de scurtcircuit la bornele motoarelor:

➤ curenții de scurtcircuit inițial, pentru:

- scurtcircuit simetric,

$$I_{kM}'' = \frac{c U_n}{\sqrt{3} \cdot Z_M} \quad (6.196)$$

- scurtcircuit bifazat,

$$I_{kM}''^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{kM}''^{(3)} \quad (6.197)$$

➤ curenții de scurtcircuit de șoc, pentru:

- scurtcircuit simetric,

$$i_{\text{șoc}M} = K_M \cdot \sqrt{2} \cdot I_{kM}'' \quad (6.198)$$

- scurtcircuit bifazat,

$$i_{\text{șoc}M}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} i_{\text{șoc}M}^{(3)} \quad (6.199)$$

În cazul motoarelor de înaltă tensiune, pentru  $K_M$  se consideră următo-

rele valori [5]:

- $K_M=1,65$  (corespunzător lui  $R_M/X_M=0,15$ ) - pentru motoare cu puterea pe perechea de poli  $< 1$  MW;

- $K_M=1,75$  (corespunzător lui  $R_M/X_M=0,1$ ) - pentru motoare cu puterea pe perechea de poli  $\geq 1$  MW.

Pentru un grup de motoare de joasă tensiune, inclusiv cablurile de conectare se ia  $K_M=1,3$  (corespunzător lui  $R_M/X_M=0,42$ ).

➤ curentul de scurtcircuit simetric de rupere, pentru:

- scurtcircuit simetric,

$$I_{rM} = \mu \cdot q \cdot I''_{kM}, \quad (6.200)$$

în care  $\mu$  se calculează în funcție de timpul minim de deconectare  $t_{\min}$ , cu (6.186), iar  $q$  se determină din relațiile [5]:

$$\begin{aligned} q &= 1,03 + 0,12 \cdot \ln(m), & t_{\min} &= 0,02 \text{ s;} \\ q &= 0,79 + 0,12 \cdot \ln(m), & t_{\min} &= 0,05 \text{ s;} \\ q &= 0,57 + 0,12 \cdot \ln(m), & t_{\min} &= 0,10 \text{ s;} \\ q &= 0,26 + 0,10 \cdot \ln(m), & t_{\min} &> 0,25 \text{ s,} \end{aligned} \quad (6.201)$$

în care  $m$  reprezintă puterea activă, în MW, pe perechea de poli. Dacă pentru  $q$  rezultă valori mai mari decât 1, se va considera  $q=1$ .

Motoarele de joasă tensiune sunt conectate la bare prin cabluri de diferite lungimi și secțiuni. Pentru simplificarea calculului, acestea se includ într-un motor echivalent.

- scurtcircuit bifazat,

$$I_{rM}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I''_{kM}; \quad (6.202)$$

➤ curentul de scurtcircuit permanent, pentru:

- scurtcircuit simetric,

$$I_{kM} = 0; \quad (6.203)$$

- scurtcircuit bifazat,

$$I_{kM}^{(2)} = \frac{1}{2} \cdot I''_{kM}. \quad (6.204)$$

*Observație:*

*Dacă scurtcircuitul are loc la bornele motorului, tensiunea nominală din punctul de defect fiind egală cu tensiunea nominală a motorului, atunci:*

$$\frac{I''_{kM}}{I_{nM}} = \frac{1}{I_{nM}} \frac{c \cdot U_N}{\sqrt{3} Z_M} = \frac{1}{I_{nM}} \frac{c \cdot U_{nM}}{\sqrt{3} \frac{1}{I_p/I_{nM}} \cdot \frac{U_{nM}^2}{S_{nM}}} = \frac{S_{nM}}{\sqrt{3} I_{nM} \cdot U_{nM}} \frac{c \cdot I_p}{I_{nM}} = \frac{c \cdot I_p}{I_{nM}} \quad (6.205)$$

Din relația precedentă se constată că, în situația menționată, curentul simetric inițial de scurtcircuit  $I''_{kM}$  este aproximativ egal cu curentul de pornire  $I_p$  al motorului, deci  $I''_{kM} \approx I_p$ .

**Aplicația 6.6.** Se consideră rețeaua electrică prezentată în figura 6.37, datele elementelor de rețea fiind indicate în tabele 6.5, ..., 6.9. Se cere:

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

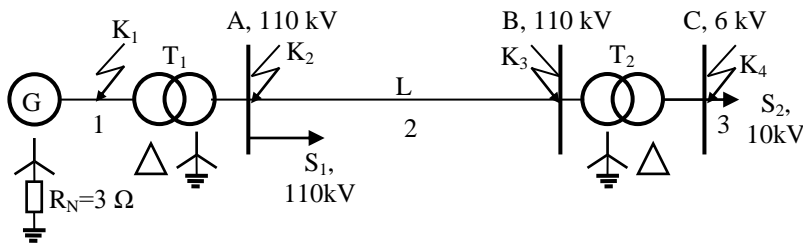


Fig. 6. 37. Schema monofilară a rețelei în studiu.

Tabelul 6.5. Parametrii generatorului G

Gen. Poli aparenti	$S_n$ [MVA]	$U_n$ [kV]	$I_n$ [kA]	$\cos\varphi_n$	Rezistența la 20°C [ $10^{-3} \Omega$ ]		Reactanțele nominale [u.r.]			
					Stator	Rotor	$x_d''$	$x_d$	$x^-$	$x^0$
G	25,0	10,5	1,375	0,9	4	182,5	0,18	0,98	0,185	0,10

Tabelul 6.6. Parametrii transformatorului T<sub>1</sub>

Trafo	$S_n$ [MVA]	$U_{n1}$ [kV]	$U_{n2}$ [kV]	$x$ [%]	$X_T/R_T$	$\Delta P_{Cun}$ [kW]	$u_k$ [%]
T <sub>1</sub> , Dy <sub>N</sub> 5	25	10,5	116	11	20	130	11

Tabelul 6.7. Parametrii transformatorului T<sub>2</sub>

Trafo	S <sub>n</sub> [MVA]	U <sub>n1</sub> [kV]	U <sub>n2</sub> [kV]	ΔP <sub>0</sub> [kW]	I <sub>0</sub> [%]	ΔP <sub>Cun</sub> [kW]	u <sub>k</sub> [%]
T <sub>2</sub> YNd11	16	110	6,6	24	1,2	97	11

Tabelul 6.8. Parametrii liniei electrice aeriene L

Linie s.c.	U <sub>n</sub> [kV]	Lungimea L [km]	Secțiunea conductorului [mm <sup>2</sup> ]	Rezistența [Ω/km]		Reactanța [Ω/km]		Admitanța [10 <sup>-6</sup> S/km]	
				r <sup>+</sup>	r <sup>0</sup>	x <sup>+</sup>	x <sup>0</sup>	y <sup>+</sup>	y <sup>0</sup>
L <sub>AB</sub>	110	50	3×185/32 AlO1+70 O1	0,160	0,380	0,40	1,30	2,73	1,90

Tabelul 6.9. Parametrii sarcinii S

Sarcina.	U <sub>n</sub> [kV]	R <sub>S</sub> [Ω]	X <sub>S</sub> [Ω]
S <sub>1</sub>	110	960	720
S <sub>2</sub>	6	8	6

Soluție:

**A. Calculul parametrilor elementelor de rețea în unități fizice:**

Din datele indicate în tabelele 6.5,...6.9 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.

Tabelul 6.10. Parametrii de calcul ai generatorului, în unități fizice

Gen.	Rezistența statorică R <sub>G</sub> [Ω]	Reactanțele [Ω]			
		Supratranzitorie	Sincronă	Negativă	Zero
		$X_G'' = x_d'' \frac{U_{nG}^2}{S_{nG}}$	$X_G = x_d \frac{U_{nG}^2}{S_{nG}}$	$X_G^- = x^- \cdot \frac{U_{nG}^2}{S_{nG}}$	$X_G^0 = x^0 \cdot \frac{U_{nG}^2}{S_{nG}}$
G	4·10 <sup>-3</sup>	0,794	4,322	0,816	0,441

Pentru fiecare transformator, impedanțele de secvență sunt egale între ele, deci  $Z^+ = Z^- = Z^0$ .

Tabelul 6.11. Parametrii de calcul ai transformatorului T<sub>1</sub>, în unități fizice

Trafo.	Impedanța [Ω]	Rezistența [Ω]	Reactanța [Ω]
	$Z_T = \sqrt{R_T^2 + X_T^2}$	$R_T = \frac{X_T}{(X_T/R_T)}$	$X_T = \frac{x_{\%}}{100} \frac{U_{nT}^2}{S_{nT}}$
T <sub>1</sub>	59,28	2,96	$0,11 \frac{116^2}{25} = 59,206$



Tabelul 6.12. Parametrii de calcul ai transformatorului T<sub>2</sub>, în unități fizice

Trafo.	Impedanța [Ω]	Rezistența [Ω]	Reactanța [Ω]
	$Z_T = \frac{u_{sc\%}}{100} \frac{U_{nT}^2}{S_{nT}}$	$R_T = \frac{\Delta P_{Cun} \cdot U_{nT}^2}{S_{nT}^2} 10^{-3}$	$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2}$
T <sub>2</sub>	$0,11 \frac{6,6^2}{16} = 0,3$	$\frac{97 \cdot 6,6^2}{16^2} 10^{-3} = 0,0165$	0,30

Tabelul 6.13. Parametrii de calcul ai liniei electrice aeriene L, în unități fizice

Linia	Rezistența [Ω]		Reactanța inductivă [Ω]	
	$R_L = R_L^+ = R_L^- = r^+ \cdot L$	$R_L^0 = r^0 \cdot L$	$X_L = X_L^+ = X_L^- = x_0^+ \cdot L$	$X_L^0 = x^0 \cdot L$
L	0,16·50=8	0,38·50=19	0,4·50=20	1,3·50=65

### B. Stabilirea mărimilor de bază:

- Se alege puterea de bază, comună pentru toată rețeaua, S<sub>b</sub>=100 MVA;
- Se aleg tensiunile de bază pentru fiecare sector, conform tabelului 6.14 și se calculează celelalte mărimi de bază (Z<sub>b</sub> și I<sub>b</sub>). Tensiunile de bază se aleg în așa fel încât să respecte rapoartele de transformare ale transformatoarelor de putere. 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 6.14. Alegerea mărimilor de bază

Varianta	a			b			c		
	G-A (1)	A-C (2)	C-S <sub>2</sub> (3)	G-B (1)	B-C (2)	C-S <sub>2</sub> (3)	G-B (1)	B-C (2)	C-S <sub>2</sub> (3)
S <sub>b</sub> [MVA]	100	100	100	100	100	100	100	100	100
U <sub>b</sub> [kV]	10,5	116	116·6,6/100= =6,96	100·10,5/116= =9,05	6·110/6,6= =100	6	10,5	116	6,6
Z <sub>b</sub> = U <sub>b</sub> <sup>2</sup> /S <sub>b</sub> [Ω]	1,10	134,56	0,48	0,82	100	0,36			
I <sub>b</sub> = S <sub>b</sub> / (√3U <sub>b</sub> ) [kA]	5,5	0,5	8,30	6,38	0,577	9,62			
Observații	corect			corect			incorect		

### C. Calculul parametrilor elementelor de rețea în unități relative:

Tabelul 6.15. Parametrii de calcul ai generatorului, în unități relative

Gen.	Rezistența statorică [u.r.]		Reactanțele [u.r.]							
			Supratranzitorie		Sincronă		Negativă		Zero	
	$R_G^* = \frac{R_G}{Z_{b1}}$		$X_G^{**} = \frac{X_G''}{Z_{b1}}$	$X_G^* = \frac{X_G}{Z_{b1}}$	$X_G^{-*} = \frac{X_G^-}{Z_{b1}}$	$X_G^{0*} = \frac{X_G^0}{Z_{b1}}$				
	Var. a	Var. b	Var. a	Var. b	Var. a	Var. b	Var. a	Var. b	Var. a	Var. b
G	3,64·10 <sup>-3</sup>	4,88·10 <sup>-3</sup>	0,72	0,968	3,929	5,271	0,74	0,995	0,401	0,538

Tabelul 6.16. Rezistența de legare la pământ, în unități relative

Rezistența la pământ [u.r.]	$R_N^* = \frac{R_N}{Z_{bl}}$	
	Var. a	Var. b
	2,727	3,659

Tabelul 6.17. Parametrii de calcul ai transformatoarelor T<sub>1</sub> și T<sub>2</sub>, în unități relative

Trafo	Impedanța [u.r.]		Rezistența [u.r.]		Reactanța [u.r.]	
	$Z_T^* = \frac{Z_T}{Z_b}$		$R_T^* = \frac{R_T}{Z_b}$		$X_T^* = \frac{X_T}{Z_b}$	
	Var. a	Var. b	Var. a	Var. b	Var. a	Var. b
T <sub>1</sub>	$\frac{59,28}{134,56} = 0,44$	$\frac{59,28}{100} = 0,5928$	$\frac{2,96}{134,56} = 0,022$	$\frac{2,96}{100} = 0,0296$	0,44	0,592
T <sub>2</sub>	$\frac{0,30}{0,484} = 0,62$	$\frac{0,30}{0,36} = 0,833$	$\frac{0,0165}{0,4844} = 0,034$	$\frac{0,0165}{0,36} = 0,0458$	0,619	0,833

Tabelul 6.18. Parametrii de calcul ai sarcinii S, în unități relative

Sarcina	$R_s^* = \frac{R_s}{Z_b}$ [u.r.]		$X_s^* = \frac{X_s}{Z_b}$ [u.r.]	
	Var. a	Var. b	Var. a	Var. b
S <sub>1</sub>	$\frac{960}{134,56} = 7,134$	$\frac{960}{100} = 0,96$	$\frac{720}{134,56} = 5,35$	$\frac{720}{100} = 0,72$
S <sub>2</sub>	$\frac{8}{0,48} = 16,667$	$\frac{8}{0,36} = 22,222$	$\frac{6}{0,48} = 12,5$	$\frac{6}{0,36} = 16,667$

Tabelul 6.19. Parametrii de calcul ai liniei electrice aeriene L, în unități relative

Linia	Rezistența [u.r.]				Reactanța inductivă [u.r.]			
	$R_L^* = \frac{R_L}{Z_b}$		$R_L^{0*} = \frac{R_L^0}{Z_b}$		$X_L^* = \frac{X_L}{Z_b}$		$X_L^{0*} = \frac{X_L^0}{Z_b}$	
	Var. a	Var. b	Var. a	Var. b	Var. a	Var. b	Var. a	Var. b
L	$\frac{8}{134,56} = 0,0594$	$\frac{8}{100} = 0,08$	$\frac{19}{134,56} = 0,142$	$\frac{19}{100} = 0,19$	$\frac{20}{134,56} = 0,149$	$\frac{20}{100} = 0,20$	$\frac{65}{134,56} = 0,483$	$\frac{65}{100} = 0,65$

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

Pentru calculul regimului permanent se întocmește schema electrică echivalentă monofazată (Fig. 6. 38), corespunzătoare schemei monofilare a rețelei (Fig. 6. 37).

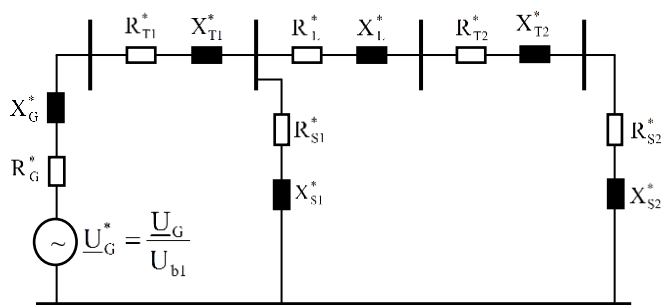


Fig. 6.38. Schema electrică echivalentă monofază pentru calculul regimului permanent (fără RAT).

Calculul se efectuează pentru ambele variante de alegere a mărimilor de bază.

**Varianta a**

Se determină impedanță echivalentă a circuitului:

$$\underline{Z}_{ech}^* = \underline{Z}_I^* + \frac{\underline{Z}_{II}^* \cdot \underline{Z}_{III}^*}{\underline{Z}_{II}^* + \underline{Z}_{III}^*},$$

în care:

$$\underline{Z}_I^* = \underline{Z}_G^* + \underline{Z}_{T1}^* = 3,64 \cdot 10^{-3} + j3,93 + 0,022 + j0,44 = 0,0256 + j4,37; \quad \underline{Z}_I^* = 4,37$$

$$\underline{Z}_{II}^* = \underline{Z}_{S1}^* = 7,13 + j5,35; \quad \underline{Z}_{II}^* = 8,914;$$

$$\begin{aligned} \underline{Z}_{III}^* &= \underline{Z}_L^* + \underline{Z}_{T2}^* + \underline{Z}_{S2}^* = 0,0594 + j0,149 + 0,034 + j0,619 + 16,667 + j12,5 = \\ &= 16,760 + j13,268; \quad \underline{Z}_{III}^* = 21,376; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \underline{Z}_{ech}^* &= 0,0256 + j4,37 + \frac{(7,13 + j5,35) \cdot (16,760 + j13,268)}{7,13 + j5,35 + 16,760 + j13,268} = \\ &= 5,011 + j8,184; \quad \underline{Z}_{ech}^* = 9,596. \end{aligned}$$

Se calculează curentul debitat de generator:

$$\underline{I}_G^* = \frac{U_{nG}^*}{\underline{Z}_{ech}^*} = \frac{10,5/10,5}{5,011 + j8,184} = 0,054 - j0,089; \quad \underline{I}_G^* = 0,104;$$

$$\underline{I}_G = \underline{I}_G^* \cdot \underline{I}_{b1} = 0,104 \cdot 5,50 = 0,572 \text{ kA.}$$

Se calculează curenții de sarcină:

$$\underline{I}_{S1}^* = \frac{U_{nG}^* - \underline{I}_G^* \cdot \underline{Z}_I^*}{\underline{Z}_{II}^*} = \frac{1 - (0,054 - j0,089) \cdot (0,0256 + j4,37)}{7,13 + j5,35} =$$

$$= 0,039 - 0,062i; \quad \underline{I}_{S1}^* = 0,073;$$

$$\underline{I}_{S1} = \underline{I}_{S1}^* \cdot I_{b2} = 0,073 \cdot 0,50 = 0,0365 \text{ kA};$$

$$\underline{I}_{S2}^* = \underline{I}_G^* - \underline{I}_{S1}^* = 0,054 - j0,089 - (0,039 - j0,062) = 0,015 - j0,027;$$

$$\underline{I}_{S2}^* = 0,031;$$

$$\underline{I}_{S2} = \underline{I}_{S2}^* \cdot I_{b3} = 0,031 \cdot 8,30 = 0,2573 \text{ kA}.$$

### Varianta b

Se determină impedanță echivalentă a circuitului:

$$\underline{Z}_{ech}^* = \underline{Z}_I^* + \frac{\underline{Z}_{II}^* \cdot \underline{Z}_{III}^*}{\underline{Z}_{II}^* + \underline{Z}_{III}^*},$$

în care:

$$\underline{Z}_I^* = \underline{Z}_G^* + \underline{Z}_{T1}^* = 4,88 \cdot 10^{-3} + j5,271 + 0,0296 + j0,592 = 0,034 + j5,863;$$

$$\underline{Z}_I^* = 5,863;$$

$$\underline{Z}_{II}^* = \underline{Z}_{S1}^* = 9,60 + j7,20; \quad \underline{Z}_{II}^* = 12;$$

$$\underline{Z}_{III}^* = \underline{Z}_L^* + \underline{Z}_{T2}^* + \underline{Z}_{S2}^* = 0,08 + j0,20 + 0,0458 + j0,833 + 22,222 + j16,667 =$$

$$= 22,348 + j17,7; \quad \underline{Z}_{III}^* = 28,508;$$

$$\underline{Z}_{ech}^* = 0,034 + j5,863 + \frac{(9,60 + j7,20) \cdot (22,348 + j17,7)}{9,60 + j7,20 + 22,348 + j17,7} =$$

$$= 6,751 + j10,983; \quad \underline{Z}_{ech}^* = 12,892.$$

Se calculează curentul debitat de generator:

$$\underline{I}_G^* = \frac{U_{nG}^*}{\underline{Z}_{ech}^*} = \frac{10,5 / 9,05}{6,751 + j10,983} = 0,047 - j0,077; \quad \underline{I}_G^* = 0,09;$$

$$\underline{I}_G = \underline{I}_G^* \cdot I_{b1} = 0,09 \cdot 6,38 = 0,574 \text{ kA}.$$

Se calculează curenții de sarcină:

$$\underline{I}_{S1}^* = \frac{U_{nG}^* - \underline{I}_G^* \cdot \underline{Z}_I^*}{\underline{Z}_{II}^*} = \frac{10,5/9,05 - (0,047 - j0,077) \cdot (0,034 + j5,863)}{9,60 + j7,20} =$$

$$= 0,033 - j0,054; \quad \underline{I}_{S1}^* = 0,063;$$

$$I_{S1} = \underline{I}_{S1}^* \cdot I_{b2} = 0,063 \cdot 0,577 = 0,0363 \text{ kA};$$

$$\underline{I}_{S2}^* = \underline{I}_G^* - \underline{I}_{S1}^* = 0,047 - j0,077 - (0,033 - j0,054) = 0,014 - j0,023;$$

$$I_{S2}^* = 0,027;$$

$$I_{S2} = I_{S2}^* \cdot I_{b3} = 0,027 \cdot 9,62 = 0,259 \text{ kA}.$$

**Aplicația 6.7.** Pentru rețeaua electrică prezentată în Aplicația 6.6 se cere să se calculeze curenții de scurtcircuit (trifazat, bifazat, bifazat cu punere la pământ, monofazat) în cazul unor scurtcircuite în punctele K<sub>1</sub>, K<sub>2</sub>, K<sub>3</sub> și K<sub>4</sub>. Se va apela la modelarea rețelei în unități relative.

*Soluție:*

Pentru calculul curenților de scurtcircuit s-au întocmit rețelele de secvență din figura 6.39, în care s-au neglijat rezistențele, iar generatorul s-a reprezentat prin reactanța sa supratranzitorie.

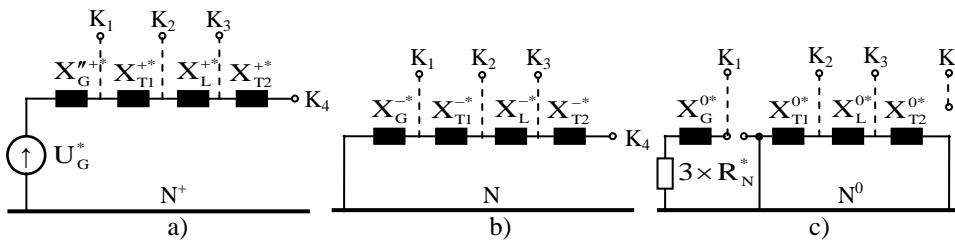


Fig. 6. 39. Întocmirea rețelelor de secvență pentru calculul curenților de scurtcircuit: a-rețeaua de secvență pozitivă; b-rețeaua de secvență negativă; c-rețeaua de secvență zero.

## A. Scurtcircuit în K1

### Varianta a

#### ➤ Scurtcircuit trifazat

##### ▪ Curentul inițial de scurtcircuit:

Scurtcircuitul fiind la bornele generatorului, care aparține blocului generator – transformator, impedanța acestuia trebuie corectată cu factorul de corecție:

$$K_{G,S} = \frac{c_{\max}}{1 + x_d'' \cdot \sin\varphi_{nG}} = \frac{1,1}{1 + 0,18\sqrt{1 - 0,9^2}} = 1,02.$$

$$X_k^{+*} = K_{G,S} \cdot X_G^{n*} = 1,02 \cdot 0,72 = 0,734;$$

$$I_k''^* = \frac{1,1 \cdot U_{nK1}^*}{X_k^+} = \frac{1,1 \cdot 10,5 / 10,5}{0,734} = 1,5 ;$$

$$I_k'' = I_k''^* \cdot I_{bl} = 1,5 \cdot 5,50 = 8,25 \text{ kA} .$$

Dacă se efectuează calculul în unități fizice (mărimi raportate la tensiunea nominală din locul de defect), se obține:

$$X_k^+ = K_{G,S} \cdot X_G'' = 1,02 \cdot 0,794 = 0,81 \Omega ;$$

$$I_k'' = \frac{1,1 \cdot U_{nG}}{\sqrt{3} X_k^+} = \frac{1,1 \cdot 10,5}{\sqrt{3} \cdot 0,81} = 8,23 \text{ kA} ;$$

▪ *Curentul de șoc:*

$$R_k^* = K_{G,S} \cdot R_G^* = 1,02 \cdot 3,64 \cdot 10^{-3} = 3,713 \cdot 10^{-3} ;$$

$$K_{\text{șoc}} = 1,02 + 0,98 \cdot e^{-3R_k^*/X_k^*} = 1,02 + 0,98 \cdot e^{-3 \cdot 3,713 \cdot 10^{-3} / 0,734} = 1,985 ;$$

$$i_{\text{șoc}} = K_{\text{șoc}} \sqrt{2} I_k'' = 1,985 \cdot \sqrt{2} \cdot 8,25 = 23,16 \text{ kA} .$$

▪ *Curentul simetric de rupere (la 0,1 s):*

Se calculează factorul de decrement, dependent de timpul minim  $t_{\min}$  de deconectare și de raportul  $I_k'' / I_{nG}$ , cu (6.186), pentru  $t_{\min} = 0,1$  s:

$$\mu = 0,62 + 0,72 \cdot e^{-0,32 \cdot I_k'' / I_{nG}} = 0,62 + 0,72 \cdot e^{-0,32 \cdot 8,25 / 1,375} = 0,726 ;$$

$$I_r = \mu \cdot I_k'' = 0,726 \cdot 8,25 = 5,99 \text{ kA} .$$

▪ *Curentul permanent de scurtcircuit:*

Pentru calculul *curentului maxim permanent de scurtcircuit*  $I_{k\max}$ , se determină coeficientul  $\lambda_{\max}$  din diagrama din figura 6.34, pentru  $I_{kG}'' / I_{nG} = 8,26 / 1,375 = 6,0$ , plafonul de excitație egal cu 1,6 și  $x_{d \text{ sat}} = 0,8$ ; se obține:  $\lambda_{\max} = 3,2$ .

$$I_{k\max} = \lambda_{\max} \cdot I_{nG} = 3,2 \cdot 1,375 = 4,4 \text{ kA} .$$

*Curentul minim permanent de scurtcircuit*  $I_{k\min}$  (corespunde lipsei excitației), iar din figura 6.34 rezultă  $\lambda_{\min} = 0,95$ .

$$I_{k\min} = \lambda_{\min} \cdot I_{nG} = 0,95 \cdot 1,375 = 1,306 \text{ kA} .$$

➤ **Scurtcircuit bifazat**

▪ *Curentul inițial de scurtcircuit:*

$$X_k^{+*(2)} = 0,734 ;$$

$$X_k^{-*(2)} = X_G^{-*} = 0,74;$$

$$I_k^{n*(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 1,1 \cdot U_{nK1}^*}{X_k^{+*} + X_k^{-*}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 1,1 \cdot 10,5 / 10,5}{0,734 + 0,74} = 1,292;$$

$$I_k^{n(2)} = I_k^{n*(2)} \cdot I_{bl} = 1,292 \cdot 5,50 = 7,106 \text{ kA}.$$

Dacă se efectuează calculul în unități fizice (mărimi raportate la tensiunea nominală din locul de defect), se obține:

$$X_k^+ = K_{G,S} X_G'' = 1,02 \cdot 0,794 = 0,81 \Omega;$$

$$X_k^- = X_G^- = 0,816 \Omega;$$

$$I_k^{n(2)} = \frac{c_{\max} \cdot U_{nG}}{(X_k^+ + X_k^-)} = \frac{1,1 \cdot 10,5}{0,81 + 0,816} = 7,103 \text{ kA}.$$

Calculul curentului de șoc nu este necesar.

➤ **Scurtcircuit bifazat cu punere la pământ**

▪ *Curentul inițial de scurtcircuit:*

$$X_k^{+*} = 0,734; X_k^{-*} = X_G^{-*} = 0,74; X_G^{0*} = 0,4; R_N^* = 2,73;$$

$$\underline{Z}_k^{+*} = jX_k^{+*} = j0,734; \underline{Z}_k^{-*} = jX_k^{-*} = j0,74;$$

$$\underline{Z}_k^{0*} = 3 \cdot R_N^* + jX_G^{0*} = 3 \cdot 2,73 + j \cdot 0,4 = 8,19 + j0,4.$$

$$I_{-k}^{n*(2p)} = j\sqrt{3}c_{\max} U_{nK1}^* \frac{a\underline{Z}_k^{-*} - \underline{Z}_k^{0*}}{\underline{Z}_k^{+*} \underline{Z}_k^{-*} + \underline{Z}_k^{+*} \underline{Z}_k^{0*} + \underline{Z}_k^{-*} \underline{Z}_k^{0*}};$$

$$I_k^{n*(2p)} = \left| j\sqrt{3}c_{\max} U_{nK1}^* \frac{a\underline{Z}_k^{-*} - \underline{Z}_k^{0*}}{\underline{Z}_k^{+*} \underline{Z}_k^{-*} + \underline{Z}_k^{+*} \underline{Z}_k^{0*} + \underline{Z}_k^{-*} \underline{Z}_k^{0*}} \right| = \left| j\sqrt{3} \cdot 1,1 \cdot 10,5 / 10,5 \times \right.$$

$$\left. \times \frac{(-1/2 + j\sqrt{3}/2) \cdot j0,74 - (8,19 + j0,4)}{j0,734 \cdot j0,74 + j0,734 \cdot (8,19 + j0,4) + j0,74 \cdot (8,19 + j0,4)} \right| =$$

$$= \left| -1,393 + j9,202 \cdot 10^{-3} \right| = 1,393;$$

$$I_k^{n(2p)} = I_k^{n*(2p)} \cdot I_{bl} = 1,393 \cdot 5,5 = 7,661 \text{ kA}.$$

Valoarea lui  $I_k^{n(2p)}$  trebuie să fie cuprinsă în intervalul [2]:

$$\frac{\sqrt{3}}{2} I_k'' \leq I_k^{''(2p)} < \sqrt{3} I_k'' ;$$

$$\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 8,25 = 7,145 < 7,661 < \sqrt{3} \cdot 8,25 = 14,29 .$$

Dacă se efectuează calculul în unități fizice (mărimi raportate la tensiunea nominală din locul de defect), se obține:

$$X_k^+ = 0,81 \Omega; X_k^- = 0,816 \Omega; X_G^0 = 0,441 \Omega; R_N = 3 \Omega;$$

$$\underline{Z}_k^+ = jX_k^+ = j0,81 \Omega; \underline{Z}_k^- = jX_k^- = j0,816 \Omega;$$

$$\underline{Z}_k^0 = 3 \cdot R_N + jX_G^0 = 3 \cdot 3 + j \cdot 0,441 = 9 + j0,441 \Omega .$$

$$I_k^{''(2p)} = j \cdot c_{\max} U_{nG} \frac{a \underline{Z}_k^- - \underline{Z}_k^0}{\underline{Z}_k^+ \underline{Z}_k^- + \underline{Z}_k^+ \underline{Z}_k^0 + \underline{Z}_k^- \underline{Z}_k^0} ;$$

$$\begin{aligned} I_k^{''(2p)} &= \left| j \cdot c_{\max} U_{nG} \frac{a \underline{Z}_k^- - \underline{Z}_k^0}{\underline{Z}_k^+ \underline{Z}_k^- + \underline{Z}_k^+ \underline{Z}_k^0 + \underline{Z}_k^- \underline{Z}_k^0} \right| = \\ &= \left| j \cdot 1,1 \cdot 10,5 \cdot \frac{(-1/2 + j\sqrt{3}/2) \cdot j0,816 - (9 + j0,441)}{j0,81 \cdot j0,816 + j0,81 \cdot (9 + j0,441) + j0,816 \cdot (9 + j0,441)} \right| = \\ &= |-7,658 - j0,038| = 7,658 \text{ kA}. \end{aligned}$$

### ➤ Scurtcircuitul monofazat

#### ▪ Curentul inițial de scurtcircuit

$$\underline{Z}_k^{+*} = jX_k^{+*} = j0,734; \underline{Z}_k^{-*} = jX_k^{-*} = j0,74 ;$$

$$\underline{Z}_k^{0*} = 3 \cdot R_N^* + jX_G^{0*} = 3 \cdot 2,73 + j \cdot 0,4 = 8,19 + j0,4 .$$

$$I_k^{''*(1)} = \frac{3 \cdot c_{\max} \cdot U_{nK1}^*}{\underline{Z}_k^{+*} + \underline{Z}_k^{-*} + \underline{Z}_k^{0*}} = \frac{3 \cdot 1,1 \cdot 10,5 / 10,5}{j0,734 + j0,74 + 8,19 + j0,4} = 0,383 - 0,88i ;$$

$$I_k^{''*(1)} = |0,383 - 0,88i| = 0,393 ;$$

$$I_k^{''(1)} = I_k^{''*(1)} \cdot I_{b1} = 0,393 \cdot 5,50 = 2,161 \text{ kA} .$$

Dacă se efectuează calculul în unități fizice (mărimi raportate la tensiunea nominală din locul de defect), se obține:

$$\underline{Z}_k^+ = jX_k^+ = j0,81 \Omega; \underline{Z}_k^- = jX_k^- = j0,816 \Omega;$$



$$\underline{Z}_k^0 = 3 \cdot R_N + jX_G^0 = 3 \cdot 3 + j \cdot 0,441 = 9 + j0,441 \Omega.$$

$$\underline{I}_k^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot c_{\max} \cdot U_{nG}}{\underline{Z}_k^+ + \underline{Z}_k^- + \underline{Z}_k^0} = \frac{\sqrt{3} \cdot 1,1 \cdot 10,5}{j0,81 + j0,816 + 9 + j0,441} = 2,111 - j0,485 \text{ A};$$

$$I_k^{(1)} = |2,111 - j0,485| = 2,166 \text{ kA}.$$

Din calculele efectuate se constată că între valorile curenților de scurtcircuit există următoarea relație:

$$I_k^{(3)} > I_k^{(2p)} > I_k^{(2)} > I_k^{(1)}.$$

▪ *Curentul de șoc*

$$i_{\text{șoc}}^{(1)} = K_{\text{șoc}} \cdot \sqrt{2} I_k^{(1)} = 1,985 \cdot \sqrt{2} \cdot 2,161 = 6,066 \text{ kA}.$$

### Varianta b

➤ *Scurtcircuit trifazat*

▪ *Curentul inițial de scurtcircuit:*

$$X_k^{+*} = K_{G,S} \cdot X_G^{**} = 1,02 \cdot 0,968 = 0,987;$$

$$I_k^{**} = \frac{1,1 \cdot U_{nK1}^*}{X_k^{+*}} = \frac{1,1 \cdot 10,5 / 9,05}{0,987} = 1,293;$$

$$I_k'' = I_k^{**} \cdot I_{b1} = 1,293 \cdot 6,38 = 8,249 \text{ kA}.$$

Se constată că în ambele variante se obțin valori identice pentru  $I_k''$ . În continuare calculele se vor efectua numai în varianta b.

### B. Scurtcircuit în K2

➤ *Scurtcircuit trifazat*

▪ *Curentul inițial de scurtcircuit*

Scurtcircuitul fiind la bornele blocului generator – transformator, impedanța acestuia trebuie corectată cu factorul de corecție:

$$K_S = \left( \frac{U_n}{U_{nG}} \cdot \frac{1}{K_{nT}} \right)^2 \cdot \frac{c_{\max}}{1 + (x_d'' - x_T) \cdot \sin \varphi_{nG}} =$$

$$= \left( \frac{110}{10,5} \cdot \frac{10,5}{116} \right)^2 \cdot \frac{1,1}{1 + (0,18 - 0,11) \cdot \sqrt{1 - 0,9^2}} = 0,96.$$

$$X_k^{+*} = K_S \cdot (X_G^{**} + X_{T1}^*) = 0,96 \cdot (0,968 + 0,592) = 1,498;$$

$$I_k''^* = \frac{1,1 \cdot U_{nK2}^*}{X_k^*} = \frac{1,1 \cdot 110 / 100}{1,498} = 0,808 ;$$

$$I_k'' = I_k''^* \cdot I_{b2} = 0,808 \cdot 0,577 = 0,466 \text{ kA} .$$

▪ *Curentul de șoc:*

$$R_k^* = K_S \cdot (R_G^* + R_{T1}^*) = 0,96 \cdot (4,88 \cdot 10^{-3} + 0,0296) = 0,033 ;$$

$$K_{\text{șoc}} = 1,02 + 0,98 \cdot e^{-3R_k^*/X_k^*} = 1,02 + 0,98 \cdot e^{-3 \cdot 0,033/1,498} = 1,937 ;$$

$$i_{\text{șoc}} = K_{\text{șoc}} \sqrt{2} I_k'' = 1,937 \cdot \sqrt{2} \cdot 0,466 = 1,277 \text{ kA} .$$

▪ *Curentul simetric de rupere (la 0,1 s):*

$$\mu = 0,62 + 0,72 \cdot e^{-0,32 \cdot I_k'' / (I_{nG} / K_{T1})} = 0,62 + 0,72 \cdot e^{-0,32 \cdot 0,466 / (1,375/11,05)} = 0,837$$

$$I_r = \mu \cdot I_k'' = 0,837 \cdot 0,466 = 0,39 \text{ kA}$$

▪ *Curentul permanent de scurtcircuit:*

Pentru calculul *curentului maxim permanent de scurtcircuit*  $I_{k\max}$ , se determină coeficientul  $\lambda_{\max}$  din diagrama din figura 6.34, pentru  $I_{kG}'' / I_{nG} = 0,466 / (1,375/11,05) = 3,745$ , plafonul de excitație egal cu 1,6 și  $x_{d\text{ sat}} = 0,8$ ; se obține:  $\lambda_{\max} = 2,75$ .

$$I_{k\max} = \lambda_{\max} \cdot (I_{nG} / K_{T1}) = 2,75 \cdot (1,375/11,05) = 0,342 \text{ kA} .$$

*Curentul minim permanent de scurtcircuit*  $I_{k\min}$  (corespunde lipsei excitației), iar din figura 6.34 rezultă  $\lambda_{\min} = 0,8$ .

$$I_{k\min} = \lambda_{\min} \cdot (I_{nG} / K_{T1}) = 0,8 \cdot (1,375/11,05) = 0,10 \text{ kA} .$$

### ➤ *Scurtcircuit bifazat*

▪ *Curentul inițial de scurtcircuit:*

$$X_k^{+*} = 1,498; \quad X_k^{-*} = X_G^{-*} + X_{T1}^{-*} = 0,995 + 0,592 = 1,587 ;$$

$$I_k''^{*(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 1,1 \cdot U_{nK2}^*}{X_k^{+*} + X_k^{-*}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 1,1 \cdot 110 / 100}{1,498 + 1,587} = 0,679 ;$$

$$I_k''^{(2)} = I_k''^{*(2)} \cdot I_{b2} = 0,679 \cdot 0,577 = 0,392 \text{ kA} .$$

▪ *Curentul de șoc* – nu este necesar calcul acestuia.

### ➤ *Scurtcircuit bifazat cu punere la pământ*

▪ *Curentul inițial de scurtcircuit:*

$$X_k^{+*} = 1,498; \quad X_k^{-*} = 1,587;$$

$$X_k^{0*} = X_{T1}^{0*} \parallel (X_L^{0*} + X_{T2}^{0*}) = \frac{X_{T1}^{0*} \cdot (X_L^{0*} + X_{T2}^{0*})}{X_{T1}^{0*} + X_L^{0*} + X_{T2}^{0*}} =$$

$$= \frac{0,592 \cdot (0,65 + 0,83)}{0,592 + 0,65 + 0,83} = 0,423;$$

$$I_k^{''(2p)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 1,1 \cdot U_{nK2}^*}{X_k^{+*} + X_k^{0*} + (X_k^{+*} \cdot X_k^{0*}) / X_k^{-*}} \cdot \left| \frac{X_k^{0*}}{X_k^{-*}} - a \right| =$$

$$= \frac{\sqrt{3} \cdot 1,1 \cdot 110/100}{1,498 + 0,423 + (1,498 \cdot 0,423) / 1,587} \cdot \left| \frac{0,423}{1,587} + \frac{1}{2} - j \frac{\sqrt{3}}{2} \right| = 1,045;$$

$$I_k^{''(2p)} = I_k^{''(2p)} \cdot I_{b2} = 1,045 \cdot 0,577 = 0,603 \text{ kA}.$$

▪ *Curentul de șoc:*

$$i_{\text{șoc}}^{(2p)} = K_{\text{șoc}} \sqrt{2} I_k^{''(2p)} = 1,937 \cdot \sqrt{2} \cdot 0,603 = 1,652 \text{ kA}.$$

### ➤ *Scurtcircuit monofazat*

▪ *Curentul inițial de scurtcircuit:*

$$X_k^{+*} = 1,498; \quad X_k^{-*} = 1,587; \quad X_k^{0*} = 0,423;$$

$$I_k^{''(1)} = \frac{3 \cdot c_{\text{max}} \cdot U_{nK2}^*}{X_k^{+*} + X_k^{-*} + X_k^{0*}} = \frac{3 \cdot 1,1 \cdot 110/100}{1,498 + 1,587 + 0,423} = 1,035;$$

$$I_k^{''(1)} = I_k^{''(1)} \cdot I_{b2} = 1,035 \cdot 0,577 = 0,597 \text{ kA}.$$

Între valorile curenților de scurtcircuit există următoarea relație:

$$I_k^{''(2p)} > I_k^{''(1)} > I_k^{''(3)} > I_k^{''(2)}.$$

▪ *Curentul de șoc:*

$$i_{\text{șoc}}^{(1)} = K_{\text{șoc}} \sqrt{2} I_k^{''(1)} = 1,937 \cdot \sqrt{2} \cdot 0,597 = 1,635 \text{ kA}.$$

### C. Scurtcircuit în K3

#### ➤ *Scurtcircuit trifazat*

▪ *Curentul inițial de scurtcircuit:*

$$X_k^{+*} = K_S \cdot (X_G^{+*} + X_{T1}^{+*}) + X_L^* = 1,498 + 0,20 = 1,698;$$

$$I_k'' = \frac{1,1 \cdot U_{nK3}^*}{X_k^*} = \frac{1,1 \cdot 110 / 100}{1,698} = 0,713 ;$$

$$I_k'' = I_k'' \cdot I_{b2} = 0,713 \cdot 0,577 = 0,411 \text{ kA} .$$

- *Curentul de șoc:*

$$R_k^* = K_S \cdot (R_G^* + R_{T1}^*) + R_L^* = 0,033 + 0,08 = 0,113 ;$$

$$K_{\text{șoc}} = 1,02 + 0,98 \cdot e^{-3R_k^*/X_k^*} = 1,02 + 0,98 \cdot e^{-3 \cdot 0,113/1,698} = 1,805 ;$$

$$i_{\text{șoc}} = K_{\text{șoc}} \sqrt{2} I_k'' = 1,805 \cdot \sqrt{2} \cdot 0,411 = 1,049 \text{ kA} .$$

- *Curentul simetric de rupere (la 0,1 s):*

$$\mu = 0,62 + 0,72 \cdot e^{-0,32 \cdot I_k'' / (I_{nG} / K_{T1})} = 0,62 + 0,72 \cdot e^{-0,32 \cdot 0,411 / (1,375/11,05)} = 0,87 ;$$

$$I_r = \mu \cdot I_k'' = 0,87 \cdot 0,411 = 0,358 \text{ kA} .$$

- *Curentul permanent de scurtcircuit:*

Pentru calculul *curentului maxim permanent de scurtcircuit*  $I_{k\max}$ , se determină coeficientul  $\lambda_{\max}$  din diagrama din figura 6.34, pentru  $I_{kG}'' / I_{nG} = 0,411 / (1,375/11,05) = 3,3$  plafonul de excitație egal cu 1,6 și  $x_{d\text{ sat}} = 0,8$ ; se obține:  $\lambda_{\max} = 2,6$ .

$$I_{k\max} = \lambda_{\max} \cdot (I_{nG} / K_{T1}) = 2,6 \cdot (1,375/11,05) = 0,323 \text{ kA} .$$

*Curentul minim permanent de scurtcircuit*  $I_{k\min}$  (corespunde lipsei excitației), iar din figura 6.34 rezultă  $\lambda_{\min} = 0,78$ .

$$I_{k\min} = \lambda_{\min} \cdot (I_{nG} / K_{T1}) = 0,78 \cdot (1,375/11,05) = 0,097 \text{ kA} .$$

### ➤ *Scurtcircuit bifazat*

- *Curentul inițial de scurtcircuit:*

$$X_k^{+*} = 1,698; \quad X_k^{-*} = X_G^{-*} + X_{T1}^{-*} + X_L^{-*} = 1,587 + 0,20 = 1,787 ;$$

$$I_k^{*(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 1,1 \cdot U_{nK3}^*}{X_k^{+*} + X_k^{-*}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 1,1 \cdot 110 / 100}{1,698 + 1,787} = 0,601 ;$$

$$I_k^{(2)} = I_k^{*(2)} \cdot I_{b2} = 0,601 \cdot 0,577 = 0,347 \text{ kA} .$$

- *Curentul de șoc* – nu este necesar calcul acestuia.

### ➤ *Scurtcircuit bifazat cu punere la pământ*

- *Curentul inițial de scurtcircuit:*

$$X_k^{+*} = 1,698; \quad X_k^{-*} = 1,787;$$

$$X_k^{0*} = X_{T2}^{0*} \parallel (X_{T1}^{0*} + X_L^{0*}) = \frac{X_{T2}^{0*} \cdot (X_{T1}^{0*} + X_L^{0*})}{X_{T2}^{0*} + X_{T1}^{0*} + X_L^{0*}} =$$

$$= \frac{0,83 \cdot (0,592 + 0,65)}{0,83 + 0,592 + 0,65} = 0,497;$$

$$I_k^{*(2p)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 1,1 \cdot U_{nK3}^*}{X_k^{+*} + X_k^{0*} + (X_k^{+*} \cdot X_k^{0*}) / X_k^{-*}} \cdot \left| \frac{X_k^{0*}}{X_k^{-*}} - a \right| =$$

$$= \frac{\sqrt{3} \cdot 1,1 \cdot 110/100}{1,698 + 0,497 + (1,698 \cdot 0,497) / 1,787} \cdot \left| \frac{0,497}{1,787} + \frac{1}{2} - j \frac{\sqrt{3}}{2} \right| = 0,915;$$

$$I_k^{(2p)} = I_k^{*(2p)} \cdot I_{b2} = 0,915 \cdot 0,577 = 0,528 \text{ kA} .$$

- *Curentul de șoc:*

$$i_{\text{șoc}}^{(2p)} = K_{\text{șoc}} \sqrt{2} I_k^{(2p)} = 1,805 \cdot \sqrt{2} \cdot 0,528 = 1,348 \text{ kA}$$

#### ➤ *Scurtcircuit monofazat*

- *Curentul inițial de scurtcircuit:*

$$X_k^{+*} = 1,698; \quad X_k^{-*} = 1,787; \quad X_k^{0*} = 0,497;$$

$$I_k^{*(1)} = \frac{3 \cdot c_{\text{max}} \cdot U_{nK3}^*}{X_k^{+*} + X_k^{-*} + X_k^{0*}} = \frac{3 \cdot 1,1 \cdot 110/100}{1,698 + 1,787 + 0,497} = 0,912;$$

$$I_k^{(1)} = I_k^{*(1)} \cdot I_{b2} = 0,912 \cdot 0,577 = 0,526 \text{ kA} .$$

Între valorile curenților de scurtcircuit există următoarea relație:

$$I_k^{(2p)} > I_k^{(1)} > I_k^{(3)} > I_k^{(2)} .$$

- *Curentul de șoc:*

$$i_{\text{șoc}}^{(1)} = K_{\text{șoc}} \sqrt{2} I_k^{(1)} = 1,805 \cdot \sqrt{2} \cdot 0,526 = 1,343 \text{ kA} .$$

#### D. Scurtcircuit în K4

##### ➤ *Scurtcircuit trifazat*

- *Curentul inițial de scurtcircuit:*

$$X_k^{+*} = K_S \cdot (X_G^* + X_{T1}^*) + X_L^* + X_{T2}^* = 1,698 + 0,833 = 2,531;$$

$$I_k^* = \frac{1,1 \cdot U_{nK4}^*}{X_k^*} = \frac{1,1 \cdot 6 / 6}{2,531} = 0,435;$$

$$I_k'' = I_k^{*} \cdot I_{b3} = 0,435 \cdot 9,62 = 4,185 \text{ kA}$$

**Verificare!**

În unități fizice, cu mărimile raportate la tensiunea nominală din locul de defect, se obține:

$$X_k^+ = \left[ \frac{K_S \cdot (K_{T1}^2 \cdot X_G'' + X_{T1}) (110/116)^2}{K_{T2}^2} + \frac{X_L}{K_{T2}^2} + X_{T2} \right] =$$

$$= \frac{0,96 \cdot [(116/10,5)^2 \cdot 0,794 + 59,20] \cdot (110/116)^2}{(110/6,6)^2} +$$

$$+ \frac{20}{(110/6,6)^2} + 0,30 = 0,9115 \Omega$$

$$I_k'' = \frac{1,1 \cdot U_{nK4}}{\sqrt{3} X_k^+} = \frac{1,1 \cdot 6}{\sqrt{3} \cdot 0,9115} = 4,181 \text{ kA}$$

▪ *Curentul de șoc:*

$$R_k^* = K_S \cdot (R_G^* + R_{T1}^*) + R_L^* + R_{T2}^* = 0,113 + 0,0458 = 0,159;$$

$$K_{\text{șoc}} = 1,02 + 0,98 \cdot e^{-3R_k^*/X_k^*} = 1,02 + 0,98 \cdot e^{-3 \cdot 0,159/2,531} = 1,83;$$

$$i_{\text{șoc}} = K_{\text{șoc}} \sqrt{2} I_k'' = 1,83 \cdot \sqrt{2} \cdot 4,185 = 10,831 \text{ kA} .$$

▪ *Curentul simetric de rupere (la 0,1 s):*

$$\mu = 0,62 + 0,72 \cdot e^{-0,32 \cdot I_k'' / (I_{nG} / K_{T1} \cdot K_{T2})} =$$

$$= 0,62 + 0,72 \cdot e^{-0,32 \cdot 4,185 / (1,375 / 11,05 \cdot 16,67)} = 0,997;$$

$$I_r = \mu \cdot I_k'' = 0,997 \cdot 4,185 = 4,172 \text{ kA} .$$

▪ *Curentul permanent de scurtcircuit:*

Pentru calculul *curentului maxim permanent de scurtcircuit*  $I_{kmax}$ , se determină coeficientul  $\lambda_{max}$  din diagrama din figura 6.34, pentru  $I_{kG}'' / I_{nG} = 4,185 / (1,375 / 11,05 \cdot 16,67) = 2,018$  plafonul de excitație egal cu 1,6 și  $x_{d \text{ sat}} = 0,8$ ; se obține:  $\lambda_{max} = 2,2$ .

$$I_{kmax} = \lambda_{max} \cdot (I_{nG} / K_{T1} \cdot K_{T2}) = 2,2 \cdot (1,375 / 11,05 \cdot 16,67) = 1,060 \text{ kA}$$

Curentul minim permanent de scurtcircuit  $I_{kmin}$  (corespunde lipsei excitației), iar din figura 6.34 rezultă  $\lambda_{min}=0,7$ .

$$I_{kmin} = \lambda_{min} \cdot (I_{nG} / K_{T1} \cdot K_{T2}) = 0,7 \cdot (1,375 / 11,05 \cdot 16,67) = 0,337 \text{ kA}.$$

➤ **Scurtcircuit bifazat**

▪ **Curentul inițial de scurtcircuit:**

$$X_k^{+*} = 2,531; \quad X_k^{-*} = X_G^{-*} + X_{T1}^{-*} + X_L^{-*} + X_{T2}^{-*} = 1,787 + 0,833 = 2,62;$$

$$I_k^{*(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 1,1 \cdot U_{nK4}^*}{X_k^{+*} + X_k^{-*}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 1,1 \cdot 6 / 6}{2,531 + 2,62} = 0,37;$$

$$I_k^{(2)} = I_k^{*(2)} \cdot I_{b3} = 0,370 \cdot 9,62 = 3,566 \text{ kA}.$$

**În acest punct nu se pune problema scurtcircuitelor cu punere la pământ deoarece înfășurarea secundară a transformatorului T2 este conectată în triunghi!**

**Aplicația 6.7.** Se consideră rețeaua electrică din figura 6.40, a, datele elementelor de rețea fiind indicate în tabele 6.20...6.24. Să se determine curenții inițiali de scurtcircuit trifazat în punctele  $K_1$ ,  $K_2$  și  $K_3$  din rețeaua dată, pentru următoarele regimuri:

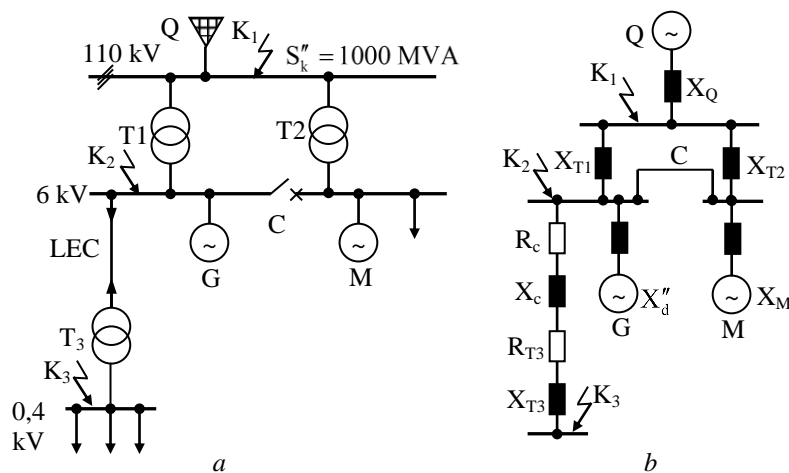


Fig. 6.40. Explicativă pentru calculul curenților de scurtcircuit:  
a-schema electrică monofilară a rețelei; b-schema electrică echivalentă a rețelei.

➤ regim maxim de scurtcircuit, caracterizat prin: toate sursele în funcțiune, număr maxim de consumatori, număr maxim de transformatoare în funcțiune și cupla C închisă;

➤ regim minim de scurtcircuit, caracterizat prin: rețeaua este alimentată numai din sistem (generatorul G nu funcționează), număr minim de consumatori (motorul M este în repaos) și cupla C deschisă.

Tabelul 6.20. Parametrii generatorului G

Gen. cu poli înecați	$S_n$ [MVA]	$U_n$ [kV]	$I_n$ [kA]	$\cos\varphi_n$	Rezistența statorului la 20°C ( $10^3 \Omega$ )	Reactanța supratranzitorie $x_d''$ [u.r.]	Reactanța supratranzitorie $X_d'' \cong x_d'' \frac{U_n^2}{S_n}$ [ $\Omega$ ]
G	15,0	6,3	1,375	0,8	4,82	0,115	$0,115 \frac{6,3^2}{15} = 0,304$

Tabelul 6.21. Parametrii motorului M

Motor	$U_n$ [kV]	$P_n$ [MW]	$\cos\varphi_n$	$\eta_n$	$S_n = \frac{P_n}{\eta_n \cdot \cos\varphi_n}$ [MVA]	$I_n = \frac{S_n}{\sqrt{3}U_n}$ [kA]	$I_p/I_n$	$R_M/X_M$	Nr. perechi de poli, P
M	6	4,5	0,89	0,964	5,245	0,504	4,7	0,10	2

Tabelul 6.22. Determinarea impedenței motorului M

Motor	Impedanța $Z_M$ [ $\Omega$ ]	Reactanța $X_M$ [ $\Omega$ ]	Rezistența $R_M$ [ $\Omega$ ]
	$\frac{1}{I_p/I_n} \cdot \frac{U_n^2}{S_n}$	$\frac{Z_M}{\sqrt{1+(R_M/X_M)^2}}$	$\left(\frac{R_M}{X_M}\right) \cdot X_M$
M	$\frac{1}{4,7} \cdot \frac{6^2}{5,245} = 1,46$	$\frac{1,46}{\sqrt{1+0,1^2}} = 1,452$	$1,452 \cdot 0,1 = 0,1452$

Tabelul 6.23. Parametrii transformatoarelor

Trafo	$S_n$ [MVA]	$U_{n1}$ [kV]	$U_{n2}$ [kV]	$\Delta P_{Cu_n}$ [kW]	$u_k$ [%]	$R_T = \frac{\Delta P_{Cu_n} \cdot U_n^2}{S_n^2} \cdot 10^{-3}$ [ $\Omega$ ]	$X_T \cong \frac{u_k \cdot U_n^2}{100 S_n}$ [ $\Omega$ ]
T <sub>1</sub> , T <sub>2</sub>	40	110	6,3	180	12	$\frac{180 \cdot 110^2}{40^2} \cdot 10^{-3} = 1,36$	$\frac{12 \cdot 110^2}{100 \cdot 40} = 36,3$
T <sub>3</sub>	0,63	6	0,4	8,2	6	$\frac{8,2 \cdot 0,4^2}{0,63^2} \cdot 10^{-3} = 0,0033$	$\frac{6 \cdot 0,4^2}{100 \cdot 0,63} = 0,0152$

Tabelul 6.24. Parametrii liniei electrice în cablu LEC

Linia	$U_n$ [kV]	Lungimea L [km]	Rezistența $r^+$ [ $\Omega$ /km]	Reactanța $x^+$ [ $\Omega$ /km]	Rezistența $R_c=L \cdot r^+$ [ $\Omega$ ]	Reactanța $X_c=L \cdot x^+$ [ $\Omega$ ]
LEC	6	1	0,225	0,1	0,225	0,10



Soluție:

În schema echivalentă a rețelei (Fig. 6. 40, b), pentru calculul curenților de scurtcircuit în  $K_1$  (110 kV) și  $K_2$  (6 kV), s-au neglijat rezistențele echipamentelor parcurse de curenții de scurtcircuit.

Pentru calculul curenților de scurtcircuit, schema echivalentă a rețelei se transfigurează în raport cu punctul de scurtcircuit menținând separate cele trei surse (Q, G și M), pentru a evidenția aportul fiecăreia la curentul total de scurtcircuit. Același rezultat se obține dacă sursele se pun în paralel și debitează pe impedanța echivalentă a rețelei în raport cu punctul de scurtcircuit.

Se calculează factorii de corecție pentru impedanțele generatorului și ale transformatoarelor:

$$K_G = \frac{U_{nQ}}{U_{nG}} \cdot \frac{c_{\max}}{1 + x_d'' \cdot \sin\varphi_G} = \frac{6}{6,3} \cdot \frac{1,1}{1 + 0,115 \cdot \sqrt{1 - 0,64}} = 0,98;$$

$$K_{Tr1,2} = 0,95 \frac{c_{\max}}{1 + 0,6 \cdot x_{T1}} = 0,95 \frac{1,1}{1 + 0,6 \cdot 0,12} = 0,97;$$

$$K_{Tr3} = 0,95 \frac{c_{\max}}{1 + 0,6 \cdot x_{T3}} = 0,95 \frac{1,05}{1 + 0,6 \cdot 0,06} = 0,96.$$

### 1. Calculul curentului de scurtcircuit inițial în $K_1$

➤ Regim maxim de scurtcircuit – calculele se efectuează pe baza schemelor echivalente din figura 6.41, a, în care:

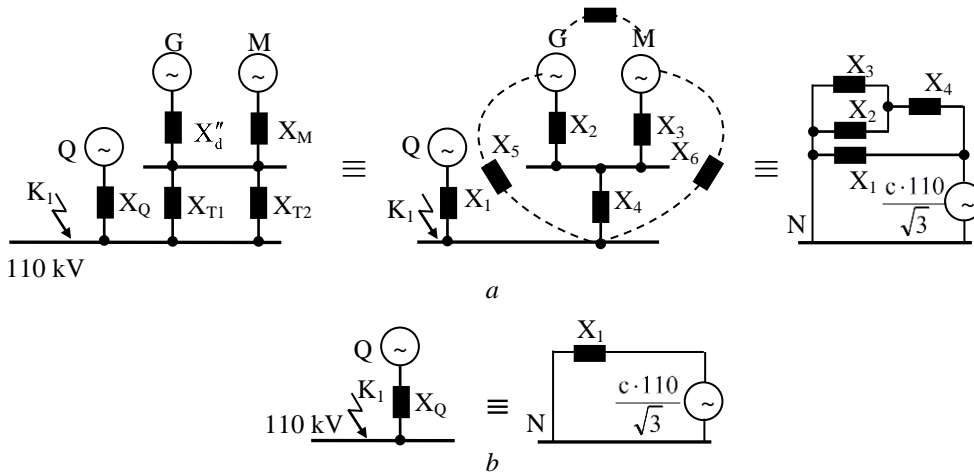


Fig. 6. 41. Explicativă pentru calculul curentului de scurtcircuit inițial în punctul  $K_1$ : a-regim maxim de scurtcircuit; b-regim minim de scurtcircuit.

$$X_1 = X_Q = \frac{cU_{nQ}^2}{S_k''} = \frac{1,1 \cdot 110^2}{500} = 26,62 \Omega;$$

$$X_2 = K_G \cdot X_d'' \cdot \left(\frac{110}{6,3}\right)^2 = 0,98 \cdot 0,304 \cdot \left(\frac{110}{6,3}\right)^2 = 90,825 \Omega;$$

$$X_3 = X_M \cdot \left(\frac{110}{6,3}\right)^2 = 1,452 \cdot \left(\frac{110}{6,3}\right)^2 = 442,661 \Omega;$$

$$X_4 = X_{T1} \parallel X_{T2} = \frac{36,3}{2} = 18,15 \Omega.$$

Prin transfigurarea stelei, cu laturile  $X_2$ ,  $X_3$ ,  $X_4$ , în triunghi, rezultă:

$$X_5 = X_2 + X_4 + \frac{X_2 X_4}{X_3} = 90,825 + 18,15 + \frac{90,825 \cdot 18,15}{442,661} = 112,7 \Omega;$$

$$X_6 = X_3 + X_4 + \frac{X_3 X_4}{X_2} = 442,661 + 18,15 + \frac{442,661 \cdot 18,15}{90,825} = 549,27 \Omega.$$

Reactanța din a treia latură a triunghiului nu se calculează, deoarece nu influențează curentul la locul de defect (curentul prin ea ar fi nul).

Sistemul contribuie la curentul inițial de scurtcircuit cu:

$$I_{K,Q}'' = \frac{c_{\max} \cdot U_n}{\sqrt{3} X_1} = \frac{1,1 \cdot 110}{\sqrt{3} \cdot 26,62} = 2,624 \text{ kA}.$$

Generatorul G contribuie la curentul inițial de scurtcircuit cu:

$$I_{K,G}'' = \frac{c_{\max} \cdot U_n}{\sqrt{3} X_5} = \frac{1,1 \cdot 110}{\sqrt{3} \cdot 112,7} = 0,62 \text{ kA}.$$

Contribuția motorului M la curentul de scurtcircuit în  $K_1$  este:

$$I_{K,M}'' = \frac{c_{\max} \cdot U_n}{\sqrt{3} X_6} = \frac{1,1 \cdot 110}{\sqrt{3} \cdot 549,27} = 0,127 \text{ kA}.$$

Curentul total de scurtcircuit în  $K_1$  se obține prin însumarea aportului celor trei surse la curentul de scurtcircuit:

$$I_{K_1}'' = I_{K,Q}'' + I_{K,G}'' + I_{K,M}'' = 2,624 + 0,62 + 0,127 = 3,371 \text{ kA},$$

contribuția motorului fiind de  $(0,127/3,371) \cdot 100 = 3,77\%$  din curentul total de scurtcircuit.

Reactanța echivalentă, pentru calculul direct a curentului inițial de

scurtcircuit în  $K_1$ , este:

$$X_{K_1} = (X_2 \parallel X_3 + X_4) \parallel X_1 = \frac{\left( \frac{X_2 X_3}{X_2 + X_3} + X_4 \right) X_1}{\frac{X_2 X_3}{X_2 + X_3} + X_4 + X_1} = \frac{93,512 \cdot 26,62}{75,16 + 26,62} = 20,721 \Omega .$$

Curentul de scurtcircuit inițial în  $K_1$  se determină cu relația:

$$I''_{K_1} = \frac{c_{\max} \cdot U_n}{\sqrt{3} X_{K_1}} = \frac{1,1 \cdot 110}{\sqrt{3} \cdot 20,721} = 3,371 \text{ kA} .$$

➤ *Regim minim de scurtcircuit* – calculele se efectuează pe baza schemelor echivalente din figura 6.41, b, sistemul fiind singura sursă care alimentează scurtcircuitul:

$$I''_{K_1} = I''_{K_1, Q} = \frac{c_{\min} \cdot U_n}{\sqrt{3} X_1} = \frac{1 \cdot 110}{\sqrt{3} \cdot 26,62} = 2,386 \text{ kA} .$$

## 2. Calculul curentului de scurtcircuit inițial în $K_2$

➤ *Regim maxim de scurtcircuit* – calculele se efectuează pe baza schemelor echivalente din figura 6.42, a, în care toate impedanțele se raportează la tensiunea de 6 kV, astfel:

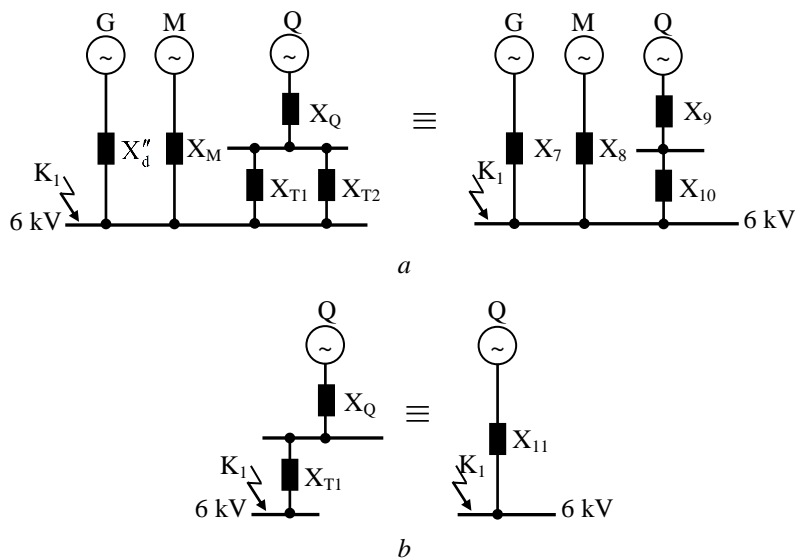


Fig. 6.42. Explicativă pentru calculul curentului de scurtcircuit inițial în punctul  $K_2$ : a-regim maxim de scurtcircuit; b-regim minim de scurtcircuit.

$$X_7 = K_G \cdot X_d'' \cdot \left(\frac{6}{6,3}\right)^2 = 0,98 \cdot 0,304 \cdot \left(\frac{6}{6,3}\right)^2 = 0,27 \Omega ;$$

$$X_8 = X_M = 1,452 \Omega ;$$

$$X_9 = X_Q \left(\frac{6,3}{110}\right)^2 = 26,62 \cdot \left(\frac{6,3}{110}\right)^2 = 0,0873 \Omega ;$$

$$X_{10} = K_{Tr1} \cdot (X_{T1} \parallel X_{T2}) \cdot \left(\frac{6,3}{110}\right)^2 = 0,97 \cdot \frac{36,3}{2} \cdot \left(\frac{6,3}{110}\right)^2 = 0,0577 \Omega ;$$

Sistemul contribuie la curentul inițial de scurtcircuit cu:

$$I''_{K_2Q} = \frac{c_{\max} \cdot U_n}{\sqrt{3}(X_9 + X_{10})} = \frac{1,1 \cdot 6}{\sqrt{3} \cdot 0,145} = 26,279 \text{ kA} .$$

Generatorul G contribuie la curentul inițial de scurtcircuit cu:

$$I''_{K_2G} = \frac{c_{\max} \cdot U_n}{\sqrt{3}X_7} = \frac{1,1 \cdot 6}{\sqrt{3} \cdot 0,27} = 14,113 \text{ kA}$$

Contribuția motorului M la curentul de scurtcircuit în  $K_2$  este:

$$I''_{K_2M} = \frac{c_{\max} \cdot U_n}{\sqrt{3}X_8} = \frac{1,1 \cdot 6}{\sqrt{3} \cdot 1,452} = 2,624 \text{ kA} .$$

Curentul total de scurtcircuit în  $K_2$  este:

$$I''_{K_2} = I''_{K_2Q} + I''_{K_2G} + I''_{K_2M} = 26,279 + 14,113 + 2,624 = 43,016 \text{ kA} ,$$

contribuția motorului fiind de  $(2,624/43,016) \cdot 100 = 6,1\%$  din curentul total de scurtcircuit.

➤ *Regim minim de scurtcircuit* – calculele se efectuează pe baza schemelor echivalente din figura 6.42, b, sistemul fiind singura sursă care alimentează scurtcircuitul, astfel:

$$X_{11} = K_{Tr1} \cdot X_{T1} \cdot \left(\frac{6,3}{110}\right)^2 + X_9 = 0,97 \cdot 36,3 \cdot \left(\frac{6,3}{110}\right)^2 + 0,087 = 0,202 \Omega ;$$

$$I''_{K_2} = \frac{c_{\min} \cdot U_n}{\sqrt{3}X_{11}} = \frac{1 \cdot 6}{\sqrt{3} \cdot 0,202} = 17,149 \text{ kA} .$$

### 3. Calculul curentului de scurtcircuit inițial în $K_3$

➤ *Regim maxim de scurtcircuit* – calculele se efectuează pe baza schemelor

echivalente din figura 6.43, a, în care toate impedanțele se raportează la tensiunea de 0,4 kV.

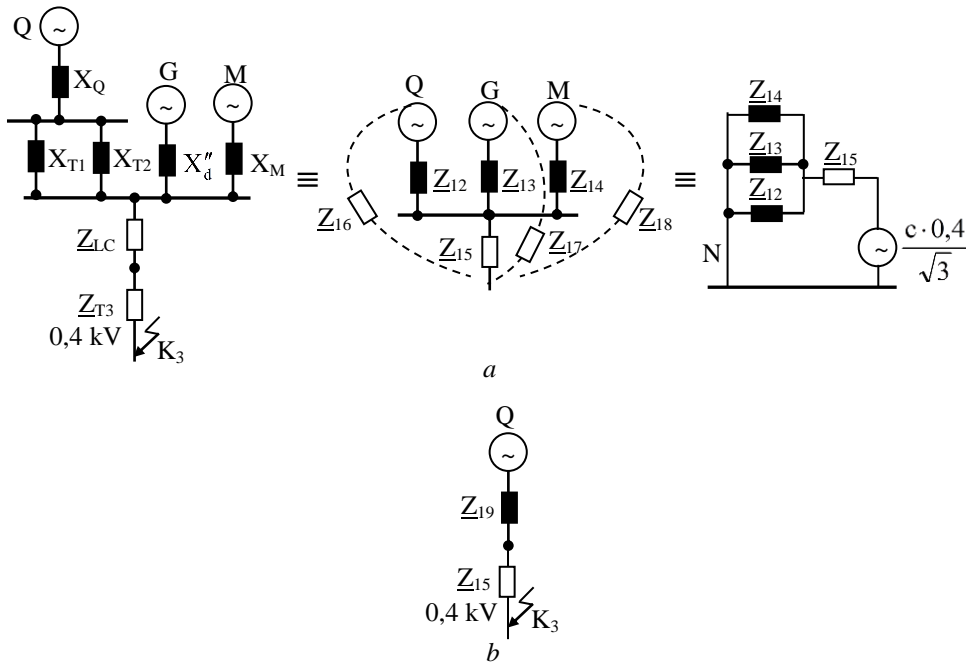


Fig. 6. 43. Explicativă pentru calculul curentului de scurtcircuit inițial în punctul  $K_3$ : a-regim maxim de scurtcircuit; b-regim minim de scurtcircuit.

Se calculează:

$$\underline{Z}_{12} = j(X_9 + X_{10}) \left( \frac{0,4}{6} \right)^2 = j(0,087 + 0,058) \left( \frac{0,4}{6} \right)^2 = j0,6447 \cdot 10^{-3} \Omega;$$

$$\underline{Z}_{13} = jX_7 \left( \frac{0,4}{6} \right)^2 = j0,27 \left( \frac{0,4}{6} \right)^2 = j1,2 \cdot 10^{-3} \Omega;$$

$$\underline{Z}_{14} = jX_8 \left( \frac{0,4}{6} \right)^2 = j1,452 \left( \frac{0,4}{6} \right)^2 = j6,4533 \cdot 10^{-3} \Omega;$$

$$\begin{aligned} \underline{Z}_{15} &= \underline{Z}_{LEC} \left( \frac{0,4}{6} \right)^2 + K_{T3} \cdot \underline{Z}_{T3} = (0,225 + j0,1) \left( \frac{0,4}{6} \right)^2 + \\ &+ 0,96 \cdot (0,0033 + j0,0152) = 4,168 \cdot 10^{-3} + j0,015 \Omega. \end{aligned}$$

Prin transfigurarea stelei, cu patru laturi ( $\underline{Z}_{12}$ ,  $\underline{Z}_{13}$ ,  $\underline{Z}_{14}$ ,  $\underline{Z}_{15}$ ), în triunghi, rezultă:

$$\begin{aligned} \underline{Z}_{16} &= \underline{Z}_{12} \cdot \underline{Z}_{15} \left( \frac{1}{\underline{Z}_{12}} + \frac{1}{\underline{Z}_{13}} + \frac{1}{\underline{Z}_{14}} + \frac{1}{\underline{Z}_{15}} \right) = \\ &= (j6,4474 \cdot 10^{-4}) \cdot (4,168 \cdot 10^{-3} + j0,015) \times \\ &\times \left( \frac{1}{j6,4474 \cdot 10^{-4}} + \frac{1}{j1,2 \cdot 10^{-3}} + \frac{1}{j6,4533 \cdot 10^{-3}} + \frac{1}{4,168 \cdot 10^{-3} + j0,015} \right) = \\ &= 6,8238 \cdot 10^{-3} + j0,0253 \Omega; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \underline{Z}_{17} &= \underline{Z}_{13} \cdot \underline{Z}_{15} \left( \frac{1}{\underline{Z}_{12}} + \frac{1}{\underline{Z}_{13}} + \frac{1}{\underline{Z}_{14}} + \frac{1}{\underline{Z}_{15}} \right) = \\ &= (j1,2 \cdot 10^{-3}) \cdot (4,168 \cdot 10^{-3} + j0,015) \times \\ &\times \left( \frac{1}{j6,4474 \cdot 10^{-4}} + \frac{1}{j1,2 \cdot 10^{-3}} + \frac{1}{j6,4533 \cdot 10^{-3}} + \frac{1}{4,168 \cdot 10^{-3} + j0,015} \right) = \\ &= 0,0127 + j0,047 \Omega; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \underline{Z}_{18} &= \underline{Z}_{14} \cdot \underline{Z}_{15} \left( \frac{1}{\underline{Z}_{12}} + \frac{1}{\underline{Z}_{13}} + \frac{1}{\underline{Z}_{14}} + \frac{1}{\underline{Z}_{15}} \right) = \\ &= (j6,4533 \cdot 10^{-3}) \cdot (4,168 \cdot 10^{-3} + j0,015) \times \\ &\times \left( \frac{1}{j6,4474 \cdot 10^{-4}} + \frac{1}{j1,2 \cdot 10^{-3}} + \frac{1}{j6,4533 \cdot 10^{-3}} + \frac{1}{4,168 \cdot 10^{-3} + j0,015} \right) = \\ &= 0,0683 + j 0,2529 \Omega. \end{aligned}$$

Sistemul contribuie la curentul inițial de scurtcircuit din  $K_3$  cu:

$$I''_{K3Q} = \frac{c_{\max} \cdot U_n}{\sqrt{3} \underline{Z}_{16}} = \frac{1,05 \cdot 0,4}{\sqrt{3} \cdot (6,8238 \cdot 10^{-3} + j0,0253)} = 2,4165 - j8,946 \text{ kA};$$

$$I''_{K3Q} = 9,2667 \text{ kA}.$$

Generatorul G contribuie la curentul inițial de scurtcircuit cu:

$$I''_{K3G} = \frac{c_{\max} \cdot U_n}{\sqrt{3} \underline{Z}_{17}} = \frac{1,05 \cdot 0,4}{\sqrt{3} \cdot (0,0127 + j0,047)} = 1,2983 - j4,8066 \text{ kA};$$

$$I''_{K3G} = 4,9788 \text{ kA}.$$

Contribuția motorului M la curentul de scurtcircuit în  $K_3$  este:

$$\underline{I}_{K3M}'' = \frac{c_{\max} \cdot U_n}{\sqrt{3} \underline{Z}_{18}} = \frac{1,05 \cdot 0,4}{\sqrt{3} \cdot (0,0683 + j 0,2529)} = 0,2414 - j0,8938 \text{ kA};$$

$$I_{K3M}'' = 0,9258 \text{ kA.}$$

Curentul total de scurtcircuit în  $K_3$  este:

$$\begin{aligned} \underline{I}_{K3}'' &= \underline{I}_{K3Q}'' + \underline{I}_{K3G}'' + \underline{I}_{K3M}'' = \\ &= 2,4165 - j8,946 + 1,2983 - j4,8066 + 0,2414 - j0,8938 = \\ &= 3,9563 - j14,6464 \text{ kA}; \end{aligned}$$

$$I_{K3}'' = 15,1713 \text{ kA,}$$

contribuția motorului fiind de  $(0,9258/15,1713) \cdot 100 = 6,1\%$  din curentul total de scurtcircuit.

Impedanța echivalentă, pentru calculul direct al curentului inițial de scurtcircuit în  $K_3$ , este:

$$\begin{aligned} \underline{Z}_{K3} &= \frac{1}{\frac{1}{\underline{Z}_{12}} + \frac{1}{\underline{Z}_{13}} + \frac{1}{\underline{Z}_{14}}} + \underline{Z}_{15} = \\ &= \frac{1}{\frac{1}{j6,4474 \cdot 10^{-4}} + \frac{1}{j1,2 \cdot 10^{-3}} + \frac{1}{j6,4533 \cdot 10^{-3}}} + 4,168 \cdot 10^{-3} + j0,015 = \\ &= 4,168 \cdot 10^{-3} + j0,0154 \Omega. \end{aligned}$$

Dacă se utilizează impedanța echivalentă de scurtcircuit, curentul inițial de scurtcircuit se calculează cu relația:

$$\underline{I}_{K3}'' = \frac{c_{\max} \cdot U_n}{\sqrt{3} \underline{Z}_{K3}} = \frac{1,05 \cdot 0,4}{\sqrt{3} \cdot (4,168 \cdot 10^{-3} + j0,0154)} = 3,9563 - j14,6464 \text{ kA};$$

$$I_{K3}'' = 15,1713 \text{ kA.}$$

Din expresia impedanței echivalente de scurtcircuit,  $\underline{Z}_{K3}$ , se constată că între rezistența echivalentă de scurtcircuit  $R_{K3}$  și reactanța echivalentă de scurtcircuit  $X_{K3}$  există raportul:

$$\frac{R_{K3}}{X_{K3}} = \frac{4,168 \cdot 10^{-3}}{0,0154} = 0,27 < 0,3,$$

deci  $R_{K3}$  se poate neglija [5].

Recalculând curentul inițial de scurtcircuit în  $K_3$ , se obține:

$$\begin{aligned} I''_{K3} &= \frac{c_{\max} \cdot U_n}{\sqrt{3} X_{K3}} = \frac{1,05 \cdot 0,4}{\sqrt{3} \cdot 0,0154} = 15,7459 \text{ kA} = \\ &= \frac{15,7459}{15,1713} 15,1713 = 1,0379 \cdot 15,1713 \text{ kA}, \end{aligned}$$

valoare cu 3,79% mai mare față de cazul în care s-au luat în calcul și rezistențele.

➤ *Regim minim de scurtcircuit* – calculele se efectuează pe baza schemelor echivalente din figura 6.43, b, sistemul fiind singura sursă care alimentează scurtcircuitul, astfel:

$$\begin{aligned} \underline{Z}_{19} &= j \left[ X_9 + K_{T1} \cdot X_{T1} \cdot \left( \frac{6,3}{110} \right)^2 \right] \left( \frac{0,4}{6} \right)^2 = \\ &= j \left( 0,0873 + 0,97 \cdot 36,3 \cdot \left( \frac{6,3}{110} \right)^2 \right) \left( \frac{0,4}{6} \right)^2 = j9,0132 \cdot 10^{-4} \Omega; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \underline{I}''_{K3} &= \frac{c_{\min} \cdot U_n}{\sqrt{3} (\underline{Z}_{19} + \underline{Z}_{15})} = \frac{0,95 \cdot 0,4}{\sqrt{3} \cdot (j9,0132 \cdot 10^{-4} + 4,168 \cdot 10^{-3} + j0,015)} = \\ &= \frac{0,95 \cdot 0,4}{\sqrt{3} \cdot (0,0042 + j0,0157)} = 3,384 - j12,91 \text{ kA}; \end{aligned}$$

$$I''_{K3} = 13,3463 \text{ kA}.$$

### BIBLIOGRAFIE

1. Darie S., Vădan I. *Producerea, Transportul și Distribuția Energiei Electrice. Instalații pentru producerea energiei electrice*. UT Press, Cluj-Napoca, 2000, ISBN 973-9471-26-9.
2. Peter D.C. *Instalații de distribuție a energiei electrice*. Editura Mediamira, Cluj-Napoca, 2000, ISBN 973-97791-6-6.
3. Peter D.C., Tîrnovan R.A. *Transportul și distribuția energiei electrice*. Editura UTPRESS, Cluj-Napoca, 2014.
4. S.C. Electrica S.A. NTE 006/06/00. *Normativ privind metodologia de calcul al curenților de scurtcircuit în rețelele electrice cu tensiunea sub 1 kV*. București, 2006.
5. PE 134-95. *Normativ privind metodologia de calcul al curenților de scurtcircuit în rețelele electrice cu tensiunea peste 1 kV*. București, 1996.
6. IEC 60909-0. *Short-circuit currents in three-phase a.c. systems - Part 0: Calculation of currents*.
7. 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.*

8. [www.schneider-electric.com](http://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.

## Capitolul 7

### PROTECȚIA INSTALAȚIILOR ELECTRICE DE JOASĂ TENSIUNE

#### Cuprins

7. Protecția instalațiilor electrice de joasă tensiune .....	304
7.1. Curentul cerut și curentul de vârf.....	305
7.2. Condiții de prevedere a protecției rețelelor și receptoarelor electrice de joasă tensiune .....	310
7.2.1. Amplasarea dispozitivelor de protecție.....	310
7.3. Aparate de comutație și protecție de joasă tensiune .....	311
7.3.1. Siguranțe fuzibile .....	313
7.3.2. Relee și declanșatoare termice .....	319
7.3.3. Întreruptoare automate de joasă tensiune.....	323
7.3.3.1. Mărimile caracteristice ale întreruptoarelor automate .....	323
7.3.3.2. Alegerea pragului de declanșare a întreruptoarelor automate.....	328
7.3.4. Alegerea aparatelor de comutație și protecție .....	330
7.3.4.1. Alegerea contactoarelor .....	330
7.3.4.2. Alegerea releelor/declanșatoarelor termice.....	331
7.3.4.3. Alegerea siguranțelor fuzibile .....	331
7.3.4.4. Alegerea întreruptoarelor automate (disjunctoarelor).....	334
7.3.5. Selectivitatea protecției .....	335
7.3.5.1. Selectivitatea între o siguranță fuzibilă și un releu termic .....	336
7.3.5.2. Selectivitatea între două siguranțe fuzibile .....	337
7.3.5.3. Selectivitatea între un întreruptor automat și o siguranță fuzibilă .....	338
7.3.5.4. Selectivitatea între o siguranță fuzibilă și un întreruptor automat .....	338
7.3.5.5. Selectivitatea între două întreruptoare automate.....	339
Bibliografie.....	342

## 7. PROTECȚIA INSTALAȚIILOR ELECTRICE DE JOASĂ TENSIUNE

Laturile rețelelor electrice de joasă tensiune pot fi parcurse, în mod accidental, de supracurenți, adică de curenți cu valori mai mari decât curentul cerut. În funcționarea normală pot apărea supracurenți de durată relativ scurtă cum sunt curenții de pornire/conectare a unor receptoare, denumiți și curenți de vârf. Înafara acestora se pot distinge două tipuri de supracurenți: curenți de suprasarcină și curenți de scurtcircuit.

Clasificarea supracurenților în curenți de suprasarcină și curenți de scurtcircuit se poate face în raport cu curenții nominali  $I_n$  sau în funcție de curenții ceruți  $I_c$ .

Suprasarcinile apar în cazul solicitării receptoarelor, din motive tehnologice, la puteri mai mari decât cele nominale sau când se produce o abatere prelungită a tensiunii la bornele acestora față de tensiunea nominală. Unele receptoare, cum sunt motoarele electrice și lămpile cu descărcări, intră în regim de suprasarcină la micșorarea tensiunii la bornele lor față de tensiunea nominală, iar alte receptoare, de exemplu, cuptoarele electrice cu rezistoare sau de inducție, receptoarele electrochimice și lămpile cu incandescență intră în regim de suprasarcină la creșterea tensiunii de serviciu peste valoarea nominală. Este posibilă apariția suprasarcinii și în cazul unui număr mare de sarcini care funcționează, ocazional, simultan.

Scurtcircuitele se produc datorită deteriorării izolației dintre conductoarele active și/sau dintre conductoarele active și pământ. Calculul curenților de scurtcircuit este necesar pentru:

- alegerea corespunzătoare a parametrilor nominali ai echipamentelor;
- alegerea filozofiei protecțiilor;
- reglarea și generarea curbelor de protecție (timp - curent) în scopul analizei selectivității și a coordonării protecțiilor.

Se consideră că domeniul de valori pentru curenții de suprasarcină, în raport cu curentul cerut, este  $(1,05 \div 1,5)I_c$ , în timp ce curenții de scurtcircuit reprezintă curenți de defect și pot avea valori mult mai mari.

Instalațiile electrice trebuie protejate împotriva supracurenților datorati suprasarcinilor și scurtcircuitelor.

În studiile de coordonare și selectivitate a protecțiilor este necesară parcurgerea următoarelor etape:

- documentarea, care constă în:
  - obținerea datelor referitoare la sistemul electric - schema electrică de conexiuni cu datele nominale ale echipamentelor;
  - obținerea datelor de rețea - datele care influențează regimul permanent și de scurtcircuit.

Acest proces este cunoscut sub denumirea „modelarea sistemului”;
- studiul regimului de scurtcircuit, necesar pentru a verifica capacitățile tuturor echipamentelor din sistem. Calculul curenților de scurtcircuit se realizează conform unor standarde, de exemplu: ANSI C37.101, C37.13, C37.5, IEEE-141 și IEEE-399, IEC 60909, PE 134, NTE 006/06/00 și permite:
  - verificarea echipamentelor din sistem, dimensionate pentru a realiza întreruperea curenților de defect și a arcului electric care poate însoți aceste fenomene. Trebuie să se calculeze: valoarea inițială a curentului de scurtcircuit ( $I_k''$ ), curentul de scurtcircuit de șoc ( $i_{soc}$ ), valoarea curentului de rupere ( $I_r$ ), valoarea curentului de scurtcircuit permanent ( $I_k$ ), respectiv curentul echivalent termic ( $I_e = I_k'' \sqrt{m+n}$ ). Contribuția motoarelor la scurtcircuit trebuie inclusă în cazul scurtcircuitelor apropiate astfel încât valorile calculate să reprezinte cel mai mare curent de scurtcircuit la care echipamentele pot fi solicitate în condiții de defect;
    - alegerea schemei de protecție adecvată și reglajul ei;
- cunoașterea limitelor de protecție a echipamentelor (equipment protection boundaries);
- condițiile de funcționare - proiectantul trebuie să aibă informații referitoare la:
  - curenții nominali ai echipamentelor;
  - curenții maximi admisibili ai fiecărui echipament;
  - curenții de comutație și cuplare (inrush currents).

Datele de mai sus sunt furnizate de producătorii de echipamente!

### 7.1. CURENTUL CERUT ȘI CURENTUL DE VÂRF

Determinarea curentului cerut de un consumator este necesară pentru dimensionarea conductoarelor, alegerea aparatelor de protecție, comutație, măsură și a tablourilor de distribuție.

Curentul cerut  $I_c$  de un consumator se poate determina, pe baza puterii cerute  $P_c$  (sau  $S_c$ ), cu relațiile:

$$I_c = \frac{P_c}{C_p U}, \quad (7.1)$$

respectiv

$$I_c = \frac{S_c}{C_S U}, \quad (7.2)$$

în care:

- $U$  este tensiunea de linie, pentru receptoarele trifazate, respectiv tensiunea între conductoare, pentru receptoarele monofazate sau de curent continuu;
- $P_c$  și  $S_c$  - puterile activă, respectiv aparentă cerute de receptoare identice sau care fac parte din aceeași categorie, caracterizată prin coeficientul de cerere  $K_c$  și factorul de putere cerut  $\cos\varphi_c$ ;
- $C_P$ ,  $C_S$  - coeficienți care țin seama de numărul de receptoare pentru care se calculează curentul cerut, semnificația puterii cerute și felul alimentării. Valorile sau expresiile acestor coeficienți sunt date în tabelul 7.1 [1].

Tabelul 7.1. Coeficienții  $C_P$  și  $C_S$  pentru determinarea curentului cerut pe baza puterilor cerute [1]

Felul alimentării	Coeficientul	Numărul receptoarelor		
		n=1,2,3 identice		n≥4
		Semnificația puterii cerute		
		Putere electrică absorbită	Putere utilă	
Trifazată	$C_P$	$\sqrt{3} \cos \varphi_n$	$\sqrt{3} \cos \varphi_n \eta_n$	$\sqrt{3} \cos \varphi_c$
	$C_S$	$\sqrt{3}$	$\sqrt{3} \eta_n$	$\sqrt{3}$
Monofazată	$C_P$	$\cos \varphi_n$	$\cos \varphi_n \eta_n$	$\cos \varphi_c$
	$C_S$	1	$\eta_n$	1
Curent continuu	$C_P$	1	$\eta_n$	1

*Curentul de vârf* este un curent cu o valoare mai mare decât curentul nominal și o durată redusă, care apare la pornirea/conectarea unor receptoare. Este vorba, în primul rând, de motoarele electrice, al căror curent de pornire poate fi de câteva ori mai mare decât curentul nominal, în funcție de procedeul de pornire utilizat. Transformatoarele, elementele reactive (bobine și condensatoare), rezistoarele de încălzire și unele instalații de iluminat prezintă, de asemenea, la punerea sub tensiune, curenți mai mari decât curentul nominal.

Valoarea ridicată a curentului de pornire a motorului este datorată faptului că, în momentul alimentării, acesta trebuie să dezvolte un cuplu mai mare decât cel nominal, necesar pentru a învinge inerția rotorului și a sarcinii. O dată ce sarcina se află în mișcare, energia necesară pentru a o menține în această stare este mult mai mică, curentul stabilindu-se la valoarea de regim permanent.

Variația curentului în procesul de pornire a motoarelor de inducție se poate urmări în figura 7.1. În momentul alimentării, curentul absorbit de

motor, denumit curent de magnetizare este de circa 12÷15 ori mai mare decât curentul nominal. Acest curent este necesar pentru magnetizarea înfășurărilor. După circa  $\frac{1}{2}$  până la  $\frac{3}{4}$  dintr-o perioadă, câmpul magnetic va avea intensitate maximă iar curentul descrește la circa 4,5÷8 ori curentul nominal. Acest curent se numește curent de pornire a motorului.

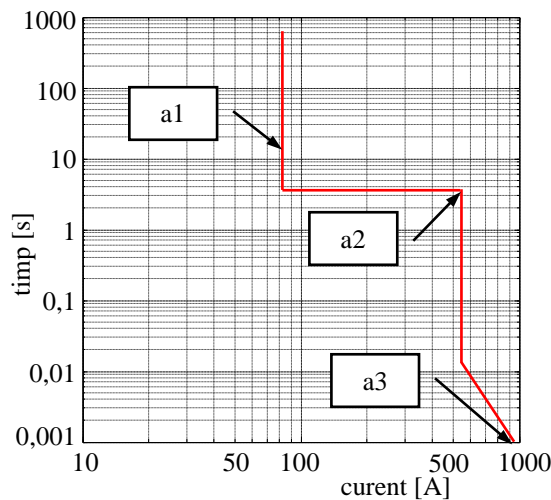


Fig. 7. 1. Variația curentului absorbit la pornirea motoarelor de inducție.

În figura 7.1 sunt marcate următoarele valori ale curentului în procesul de alimentare/pornire a unui motor de inducție:

- a1 - curentul nominal  $I_n$  („Full Load Amps - FLA”);
- a2 - curentul de pornire  $I_p$  („Locked Rotor Current - LRC”);
- a3 - curentul la cuplarea motorului  $I_c$  („Motor Inrush Current – MIC”).

Determinarea curenților de vârf ai receptoarelor sau ai grupelor de receptoare este importantă deoarece aceștia solicită conductoarele circuitelor și coloanelor precum și aparatele de protecție.

Pornirea motoarelor racordate direct la rețeaua de joasă tensiune a furnizorului, se poate face [4]:

- direct, pentru:
  - motoare monofazate (cu tensiunea de 230 V) cu puteri până la 4 kW inclusiv;
  - motoare trifazate (cu tensiunea între faze de 400 V) cu puteri până la 5,5 kW inclusiv;
- cu aparate de pornire cu curent electric de pornire prestabilit, pentru motoare cu puteri mai mari decât cele indicate anterior.

La consumatorii alimentați din posturi de transformare proprii, puterea celui mai mare motor care poate porni direct se determină prin calcul pe baza verificării stabilității termice și electrodinamice a transformatoarelor de

alimentare, dar nu se va depăși 20% din puterea transformatorului din care este alimentat și va fi racordat direct la tablou general.

La consumatorii alimentați din surse proprii de energie electrică, puterea motoarelor care pot fi pornite direct se determină pe bază de calcul, verificându-se satisfacerea condiției de cădere de tensiune admisă (la pornire, căderea de tensiune trebuie să fie cel mult egală cu aceea specificată de producător pentru motorul și aparatele de comandă respective sau de maxim 12% din tensiunea nominală, dacă nu se dispune de alte date).

În instalațiile electrice industriale, alimentarea la joasă tensiune a receptorilor se realizează prin posturi de transformare. În acest caz, pentru motoarele de acționare individuală (ventilatoare, pompe etc.) se prevăd modalități de pornire corespunzătoare, iar pentru motoarele incluse în utilaje se verifică și se rezolvă îndeplinirea condițiilor privind pornirea directă.

Curentul de pornire  $I_p$  al motoarelor conectate direct la rețea se determină cu ajutorul curentului relativ de pornire  $\lambda$ , conform relației:

$$I_p = \lambda I_n, \quad (7.3)$$

$I_n$  fiind curentul nominal al motorului. Valorile lui  $\lambda$  se indică în datele de catalog ale motorului, având următoarele valori uzuale:

- pentru motoarele asincrone (MA) cu rotor în colivie [3]:
  - $\lambda \in \{3,5; 4; 4,5; 5; 5,5; 6; 6,2; 6,5; 6,8; 7\}$ , pentru MA de uz general;
  - $\lambda \in \{6,5; 7; 7,5; 7,8; 8; 8,5; 9\}$ , pentru MA cu două turații;
  - $\lambda \in \{6,5; 6,7\}$ , pentru MA cu siguranță mărită;
  - $\lambda \in \{4,6; 6,5\}$ , pentru MA cu nivel redus de vibrații;
  - $\lambda \in \{5; 5,5\}$ , pentru MA cu cuplu de pornire mărit;
  - $\lambda \in \{6\}$ , pentru MA cu cuplu și alunecare mărite;
- $\lambda \in [2 \div 2,5]$ , pentru motoare asincrone cu rotor bobinat [1];
- $\lambda \in [3 \div 7]$ , la pornirea în asincron a motoarelor sincrone [1];
- $\lambda \in [1,7 \div 2]$ , pentru motoare de curent continuu [1].

Dacă pornirea motoarelor se face cu mijloace speciale de pornire, curentul de pornire se calculează cu relația:

$$I_p = \lambda' I_n, \quad (7.4)$$

în care  $\lambda'$  este curentul relativ de pornire corespunzător situației reale.

Curentul relativ de pornire  $\lambda'$ , corespunzător modalității de pornire utilizate, se poate calcula în funcție de curentul relativ de pornire  $\lambda$  din cazul pornirii directe. Pentru motoarele asincrone se cunosc următoarele relații:

- $\lambda' = \frac{\lambda}{3}$ , la pornirea stea-triunghi [1];
- $\lambda' = \frac{\lambda}{K^2}$ , la pornirea prin autotransformator, K fiind raportul de transformare [1];
- $\lambda' = \frac{\lambda}{1,2 \div 2}$ , la pornirea cu reostat de pornire [1];
- $\lambda' \in [\lambda_{Dmin}, \lambda_{Dmax}]$ , la pornirea cu demaror electronic (DEL) sau „soft-starter”. De obicei se stabilește valoarea  $\lambda'=2$  [3].

Curenții de pornire determinați cu relațiile (7.3) și (7.4) sunt curenți de vârf pentru circuitele de receptor și au caracter tranzitoriu.

În cazul coloanelor sau circuitelor de utilaj, curenții de vârf au două componente, prima componentă este tranzitorie, iar cealaltă este permanentă.

Componenta tranzitorie  $I_{vt}$  a curentului de vârf reprezintă suma curenților de pornire ai receptoarelor care pornesc simultan sau la intervale în care regimurile lor de pornire se suprapun.

Componenta permanentă  $I_{vp}$  a curentului de vârf reprezintă suma curenților ceruți de restul receptoarelor, considerate în funcțiune. Se poate scrie:

$$I_v = I_{vt} + I_{vp}. \quad (7.5)$$

Un consumator de calcul cu n receptoare, dintre care k receptoare pornesc simultan, absoarbe un curent de vârf:

$$I_v = \sum_{j=1}^k I_{pj} + \sum_{j=k+1}^n I_{cj}, \quad (7.6)$$

în care:

$$\sum_{j=1}^k I_{pj} = I_{vt} \text{ și } \sum_{j=k+1}^n I_{cj} = I_{vp}. \quad (7.7)$$

Dacă nu se cunoaște numărul motoarelor care pornesc simultan, se consideră că pornește motorul pentru care diferența dintre curentul de pornire și curentul nominal este maximă. În acest caz relația (7.7) devine:

$$I_v = I_{pM} + \sum_{j=1}^{n-1} I_{cj}, \quad (7.8)$$

în care  $I_{pM}$  este curentul de pornire al motorului pentru care  $(I_p - I_n)$  are valoare maximă.



## 7.2. CONDIȚII DE PREVEDERE A PROTECȚIEI REȚELOR ȘI RECEPTOARELOR ELECTRICE DE JOASĂ TENSIUNE

Conductoarele active ale circuitelor electrice trebuie protejate împotriva supracurenților datorăți suprasarcinilor și scurtcircuitelor.

Pentru protecția împotriva supracurenților se utilizează următoarele tipuri de dispozitive [4]:

- dispozitive care protejează la curenți de suprasarcină: relee termice, disjunctoare, relee de protecție la supracurenți, siguranțe fuzibile;
- dispozitive care protejează la curenți de scurtcircuit: disjunctoare (întreruptoare automate) echipate cu declanșatoare rapide la scurtcircuit, siguranțe fuzibile;
- dispozitive care protejează atât la curenți de suprasarcină cât și la curenți de scurtcircuit: disjunctoare echipate cu relee de protecție la supracurenți și cu declanșatoare rapide la scurtcircuit, siguranțe fuzibile.

### 7.2.1. Amplasarea dispozitivelor de protecție

Dispozitivul de protecție trebuie să fie amplasat în locul unde o schimbare a secțiunii conductorului, a naturii materialului sau a modului de pozare implică o reducere a curentului maxim admis în conductoare.

Dispozitivul de protecție este amplasat, în general, la începutul fiecărui circuit.

Dispozitivul de protecție poate fi amplasat de-a lungul circuitului dacă:

- porțiunea de circuit dintre punctul unde apare schimbarea secțiunii conductorului, a naturii materialului sau a modului de pozare și poziția dispozitivului de protecție nu se găsește în vecinătatea unui material combustibil;
- de-a lungul acestei porțiuni nu sunt conectate circuite de prize sau alte elemente de derivație.

În figura 7.2, a sunt prezentate trei cazuri întâlnite în practică [5]:

**Cazul 1**, în care:

- lungimea traseului  $AB \leq 3$  m;
- porțiunea AB a fost protejată pentru a reduce practic, la minimum, riscul unui scurtcircuit (conductor amplasat în țevi de oțel, de exemplu);

**Cazul 2**, în care dispozitivul din amonte  $P_1$  protejează porțiunea AB de conductor împotriva curentului de scurtcircuit;

**Cazul 3**, în care dispozitivul de protecție la suprasarcină (S), este amplasat adiacent sarcinii. Acesta este și cazul circuitelor tip motor. Dispozitivul S constituie elementul de control (pornire/oprire) și de protecție la suprasarcină a motorului (de exemplu, contactor cu relee termice), în timp ce (SC) este sau întreruptor automat (special proiectat pentru protecția motoarelor) sau fuzibil tip aM.

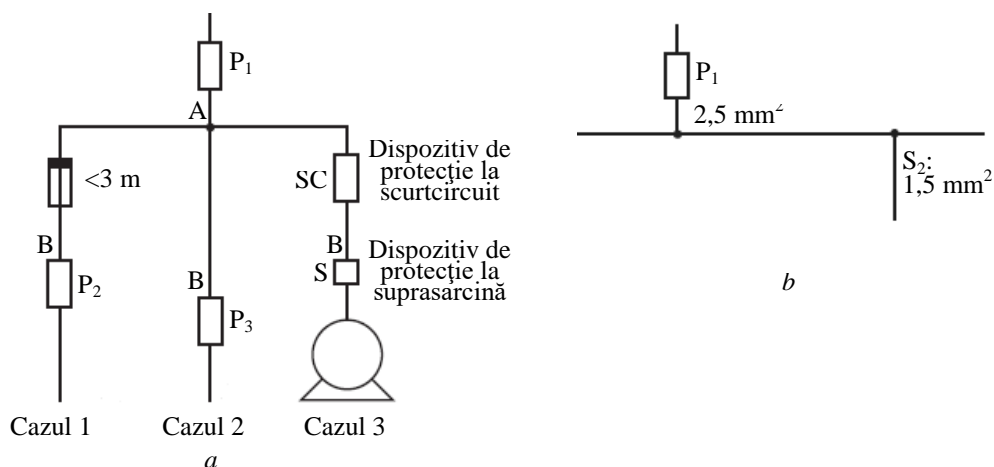


Fig. 7. 2. Amplasarea dispozitivelor de protecție [5].

Se exceptează de la prevederea referitoare la montarea dispozitivelor de protecție pe fiecare circuit de receptor și se admite o protecție comună la scurtcircuit pentru mai multe receptoare electrice de putere de aceeași natură și destinație (de exemplu, motoare electrice) dacă puterea totală instalată a acestor receptoare nu depășește 15 kW. În acest caz fiecare motor va fi prevăzut cu contactor și dispozitiv de protecție (releu termic) împotriva suprasarcinii.

Se admite să nu fie prevăzută protecție împotriva suprasarcinii și scurtcircuitului pe un circuit situat în aval față de o schimbare de secțiune dacă circuitul respectiv este protejat de un dispozitiv de protecție situat în amonte. În figura 7.2, b, dispozitivul de protecție  $P_1$  este dimensionat pentru a proteja cablul  $S_2$  împotriva suprasarcinii și scurtcircuitului.

Se recomandă să nu se prevadă protecție la suprasarcină și scurtcircuit pe circuitele a căror întrerupere neașteptată constitui un risc, de exemplu:

- circuitele de excitație a mașinilor rotative;
- circuitele de alimentare a electromagneților de menținere sau ridicare;
- circuitele secundare ale transformatoarelor de măsură de curent.

În aceste cazuri, întreruperea circuitelor nu poate fi admisă, deci protecția cablurilor devine de importanță secundară.

### 7.3. APARATE DE COMUTAȚIE ȘI PROTECȚIE DE JOASĂ TENSIUNE

Un aparat poate îndeplini una sau mai multe din următoarele funcții: comutația de putere, separarea, protecția electrică.

Un aparat de comutație este un ansamblu de dispozitive electrome-

canice sau electrice cu ajutorul cărora se stabilesc sau se întrerup circuitele electrice.

Același aparat poate îndeplini simultan atât funcția de comutație cât și pe cea de protecție (tabelul 7.2).

Tabelul 7.2. Posibilitățile aparatelor de comutație de realizare a funcțiilor de bază [5]

Aparat de comutație	Separa-re	Comandă				Protecție		
		Funcțio-nală	De urgență	Oprire de urgență (mecanică)	Comutare pt. men-tenanță mecanică	Supra-sarcină	Scurt-circuit	Diferențial
Separator, cu separare vizibilă <sup>(1)</sup>	×							
Separator de sarcină <sup>(2)</sup>	×	×	× <sup>(3)</sup>	× <sup>(3) (4)</sup>	×			
Dispozitiv de curent rezidual (RCD) <sup>(2)</sup>	×	×	× <sup>(3)</sup>	× <sup>(3) (4)</sup>	×			×
Separator de sarcină cu separare vizibilă	×	×	× <sup>(3)</sup>	× <sup>(3) (4)</sup>	×			
Contacto-r		×	× <sup>(3)</sup>	× <sup>(3) (4)</sup>	×	× <sup>(5)</sup>		
Telerupto-r		×	× <sup>(3)</sup>		×			
Fuzibil	×					×	×	
Întrerupto-r automat	×	×	× <sup>(3)</sup>	× <sup>(3) (4)</sup>	×	×	×	
Întrerupto-r automat cu separare vizibilă	×	×	× <sup>(3)</sup>	× <sup>(3) (4)</sup>	×	×	×	
Întrerupto-r automat de supracurent și rezidual <sup>(2)</sup>	×	×	× <sup>(3)</sup>	× <sup>(3) (4)</sup>	×	×	×	×
Locul de instalare (principiu general)	Originea fiecărui circuit	Toate punctele unde din punct de vedere operațional este necesară oprirea procesului	În general pe circuitul de sosire al fiecărui tablou de distribuție	La punctele de alimentare ale fiecărei mașini și/sau la fiecare mașină implicată în proces	La punctele de alimentare ale fiecărei mașini	Originea fiecărui circuit	Originea fiecărui circuit	Originea circuitului unde sistemul de tratare a neutrlui este potrivit TN-S, IT, TT

(1) În anumite țări, obligatoriu este instalat un separator cu contacte vizibile pe partea amonte a unei instalații de JT alimentată direct de la un transformator MT/JT

(2) Anumite tipuri de aparate de comutație sunt corespunzătoare funcție de comutație (RCD conform CEI 61008) fără să se specifice acest lucru

(3) Este realizată întreruperea tuturor conductoarelor active

(4) Ar putea să fie necesară menținerea alimentării de oprire

(5) Dacă este asociat cu un releu termic

Scopul protecției este evitarea și limitarea consecințelor distructive sau

periculoase ale supracurenților (suprasarcină și scurtcircuit) și defectelor de izolație, precum și separarea circuitului defect de restul instalației. Trebuie asigurată atât protecția circuitelor cât și protecția receptoarelor, de exemplu a motoarelor electrice.

Circuitele trebuie prevăzute atât cu protecție împotriva suprasarcinii, dacă supracurentul apare într-o instalație normală fără defect, cât și cu protecție împotriva curenților de scurtcircuit datorati defectului de izolație între conductoare de faze diferite sau (în sistemele de tip TN) între fază și conductorul neutru (sau PE).

Protecția circuitelor este realizată de siguranțe fuzibile sau întreruptoare automate, la nivelul tabloului de distribuție la care este legat circuitul receptorului.

Principala protecție a receptoarelor electrice de forță este împotriva supraîncălzirii datorate, de exemplu, unei suprasarcini îndelungate, rotorului blocat, funcționării într-o singură fază etc. Sunt utilizate relee termice proiectate special astfel încât să corespundă caracteristicilor particulare aferente motoarelor. Dacă este necesar, astfel de relee pot să protejeze la suprasarcină cablul aferent circuitului motorului. Protecția la scurtcircuit este realizată fie de o siguranță de tip aM fie de un întreruptor automat fără elementul de protecție termic.

### 7.3.1. Siguranțe fuzibile

Siguranța fuzibilă este un aparat de protecție care întrerupe circuitul în care este amplasat prin topirea controlată a unui element fuzibil calibrat atunci când curentul depășește o valoare dată pentru un anumit timp.

În mod obișnuit siguranțele fuzibile se folosesc pentru întreruperea curenților de scurtcircuit (timp de declanșare foarte scurți), dar uneori pot fi folosite și ca dispozitive de protecție la suprasarcină (timp de declanșare lungi).

**Principalele caracteristici ale siguranțelor fuzibile sunt următoarele[2, 5]:**

- *Curentul nominal al fuzibilului*  $I_n$  este curentul ce caracterizează fuzibilul și la care acesta rezistă un timp îndelungat, fără deteriorări și fără a se depăși supratemperaturile prescrise;
- *Curentul nominal al soclului*  $I_{\text{soclu}}$  este curentul care caracterizează soclul sau portfuzibilul și reprezintă curentul la care siguranța prevăzută cu un element de înlocuire, având același curent nominal cu al soclului rezistă un timp îndelungat, fără deteriorări și fără a se depăși supratemperaturile prescrise.

Valorile celor doi curenți variază în trepte corelate, conform tabelului 7.3 și se indică pe scheme, fie sub forma unei fracții  $I_{\text{soclu}}/I_n$ , fie prin intercalarea între valorile celor doi curenți a literei care semnifică categoria

de utilizare. De exemplu, 25G10 semnifică o siguranță fuzibilă de uz general având  $I_{\text{soclu}}=25$  A și  $I_n=10$  A;

Tabelul 7.3. Trepte de curent pentru siguranțe fuzibile

$I_n$ [A]	Fuzibil		6	10	16	20	25	32	50	63	80	100	125	160		
	Soclu	Siguranțe cu filet	25				63				100		–			
Siguranțe cu cuțite sau tubulare		160														
$I_n$ [A]	Fuzibil		80	100	125	160	200	250	315	400	500	630				
	Soclu	Siguranțe cu filet	250						–							
		Siguranțe cu cuțite sau tubulare	–			400						–				
		Siguranțe cu cuțite sau tubulare	–						630							

➤ Caracteristica *timp-curent (de protecție)*  $t=f(I)$ , reprezentată prin variația timpului de ardere a siguranțelor fuzibile în funcție de curentul prezumat întrerupt (curentul care ar circula dacă scurtcircuitul ar fi înlocuit cu unul ideal printr-o impedanță nulă, fără nici o modificare a alimentării), se poate exprima în două variante de caracteristici temporale:

- caracteristica de prearc (topire) a elementului fuzibil, care exprimă dependența dintre timpul scurs din momentul apariției curentului de defect până în momentul formării arcului electric (topirii fuzibilului) și valoarea prezumată a curentului de scurtcircuit, presupus constant;

- caracteristica de ardere (întrerupere) a elementului fuzibil care exprimă dependența dintre durata totală până la întrerupere (timpul de la începutul scurtcircuitului până la începutul topirii fuzibilului, plus durata de ardere a arcului) și același curent de scurtcircuit prezumat. Durata de ardere a arcului ( $5 \cdot 10^{-3}$  s) se neglijează, iar pentru durate de topire mai mari de  $2 \cdot 10^{-2}$  s, cele două caracteristici se pot considera identice în zona de scurtcircuit.

Caracteristicile de protecție se reprezintă în coordonate dublu logaritmice. În cataloagele producătorilor de siguranțe sunt indicate, de regulă, caracteristicile de prearc corespunzătoare fuzibilelor în stare rece. Pentru siguranțele preîncălzite, prin trecerea curentului de serviciu, duratele se reduc proporțional cu sarcina preliminară, ajungând la circa 65% după funcționarea la curentul nominal.

Siguranțele fuzibile pot fi cu limitare de curent sau fără limitare de curent.

La siguranțele limitatoare de curent (Fig. 7. 3 și Fig. 7. 4), datorită fuziunii rapide, atunci când curentul de scurtcircuit este de valoare mare, întreruperea începe înaintea apariției curentului de vârf, astfel încât curentul

de defect nu atinge niciodată valoarea sa prezumată. Această limitare reduce semnificativ solicitările termice și electrodinamice care ar putea să apară, minimizând consecințele la locul defectului.

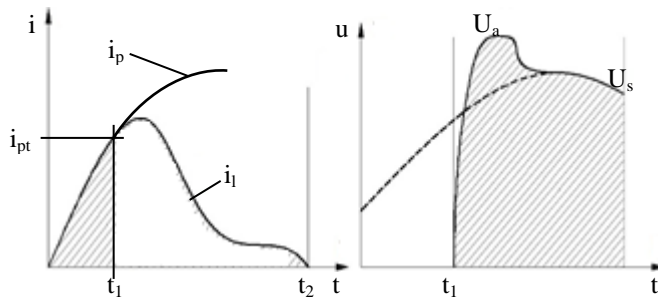


Fig. 7. 3. Caracteristica de limitare a siguranțelor fuzibile în curent continuu:  $t_1$  - durata de prearc;  $t_2$  - durata de ardere ( $t_2-t_1$  - durata arcului electric);  $i_p$  - curentul prezumat;  $i_{pt}$  - curentul prezumat tăiat;  $i_l$  - curentul limitat;  $U_a$  - tensiunea de aprindere a arcului electric;  $U_s$  - tensiunea de stingere a arcului [2].

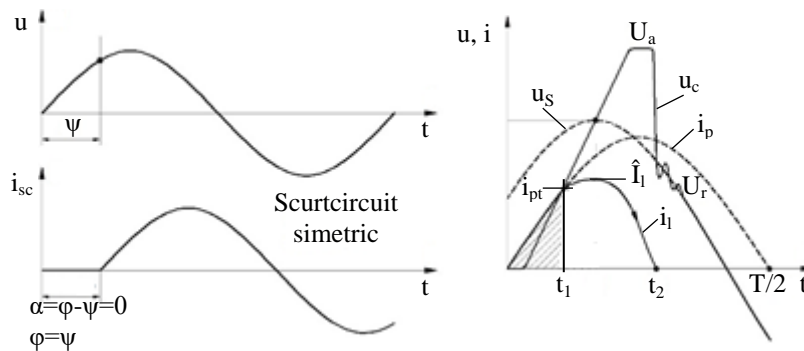


Fig. 7. 4. Caracteristica de limitare a siguranțelor fuzibile în curent alternativ:  $u_s$  - tensiunea sursei;  $u_c$  - căderea de tensiune între contacte;  $U_a$  - căderea de tensiune pe arcul electric;  $U_r$  - tensiunea de revenire;  $t_1$  - durata de prearc;  $t_2$  - durata de ardere;  $i_p$  - curentul prezumat;  $i_{pt}$  - curentul prezumat tăiat;  $i_l$  - curentul limitat;  $\hat{I}_l$  ( $i_{lt}$  - curentul limitat tăiat) - valoarea de vârf a curentului limitat [2].

Caracteristica de limitare pentru o siguranță fuzibilă, având curentul nominal  $I_n$ , reprezintă dependența dintre valoarea maximă a curentului limitat (tăiat) și valoarea prezumată efectivă a curentului de scurtcircuit. Modul de acțiune al caracteristicii de limitare este ilustrat în figura 7.5, în care s-a considerat că defectul se produce foarte aproape de sursă (transformatorul de MT/JT), curentul maxim posibil (curentul de șoc) fiind  $i_{\text{șoc}}=2,5 \cdot I_k$ , valoare standardizată de CEI [5]. Această valoare a curentului de șoc corespunde unui coeficient de șoc  $K_{\text{șoc}} = 2,5 / \sqrt{2} \approx 1,77$ .

Efectul de limitare a vârfului de curent apare numai când valoarea

efectivă prezumată a curentului de scurtcircuit  $I_k$  atinge un anumit nivel.

De exemplu, în figura 7.5, siguranța de 100 A va limita vârful curentului de defect începând de la valoarea  $I_k=2$  kA (a). Pentru un curent prezumat efectiv  $I_k=20$  kA, această siguranță va limita vârful de curent la 10 kA (b). În lipsa limitării produse de siguranță, vârful de curent ar fi atins 50 kA (c).

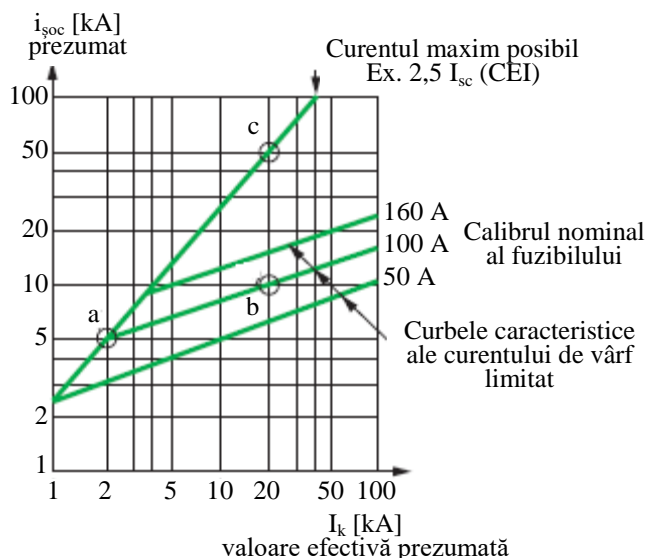


Fig. 7. 5. Curentul de vârf limitat în funcție de valoarea efectivă prezumată a componentei periodice a curentului de defect, pentru fuzibile de joasă tensiune [5].

Siguranțele fuzibile fără limitare de curent aproape că nu reduc curentul după evaporarea fuzibilului (aparitia arcului electric).

În acest caz, curentul din arc după evaporarea fuzibilului trece prin maxim și se întrerupe la prima trecere prin zero, însă poate să se întrerupă și după trecerea câtorva semiperioade.

Majoritatea siguranțelor fuzibile nu sunt siguranțe limitatoare de curent.

Siguranțele fuzibile se încadrează în clase de funcționare, simbolizate prin două litere, dintre care prima indică clasa de funcționare (g sau a), iar a doua indică domeniul de aplicație (G, M, L, Tr, R).

Siguranțele din clasa „g” se caracterizează prin capacitate de rupere extinsă pe toată gama. Elementele fuzibile rezistă la acțiunea curenților mai mici sau egali cu curentul lor nominal și pot întrerupe, în condiții prescrise, toți curenții care produc topirea elementelor fuzibile până la curentul corespunzător capacității lor nominale de rupere.

Siguranțele din clasa „a” se caracterizează prin capacitate de rupere pe o parte a gamei. Elementele fuzibile rezistă la acțiunea curenților mai mici sau egali cu curentul lor nominal și pot întrerupe, în condiții prescrise, toți curenții de la un anumit multiplu al curentului nominal până la capacitatea

lor nominală de rupere.

Semnificația celei de-a doua litere este următoarea: „G” pentru aplicații generale, „M” pentru protecția motoarelor, „L” pentru protecția liniilor, „Tr” pentru protecția transformatoarelor, „R” cu acțiune ultrarapidă, pentru protecția semiconductoarelor.

Standardele definesc două clase de utilizare pentru siguranțele fuzibile [5]:

- siguranțe destinate instalațiilor casnice, având elemente de înlocuire pentru curenți nominali de până la 100 A, tip „gG”;
- siguranțe pentru uz industrial, cu elemente de înlocuire tip „gG” (uz general), „gM” și „aM” (pentru circuitele motoarelor).

În mod frecvent, siguranțele de tip „gG” sunt folosite și pentru protecția circuitelor motoarelor, în măsura în care caracteristicile lor le permit să reziste la curentul de pornire al motorului fără a fi deteriorate. Este evident că, la același curent de calcul al circuitului, siguranțele din circuitul unui motor vor avea curenți nominali mai mari decât în cazul unui receptor fără curent de vârf.

Siguranțele de tip „gM” și „aM” asigură numai protecția la scurtcircuit, pentru protecția la suprasarcină a motorului fiind totdeauna necesară utilizarea unui releu termic separat.

În figura 7.6 sunt reprezentate caracteristicile de protecție și zona de fuziune pentru siguranțe din clasa gG (a) și aM (b).

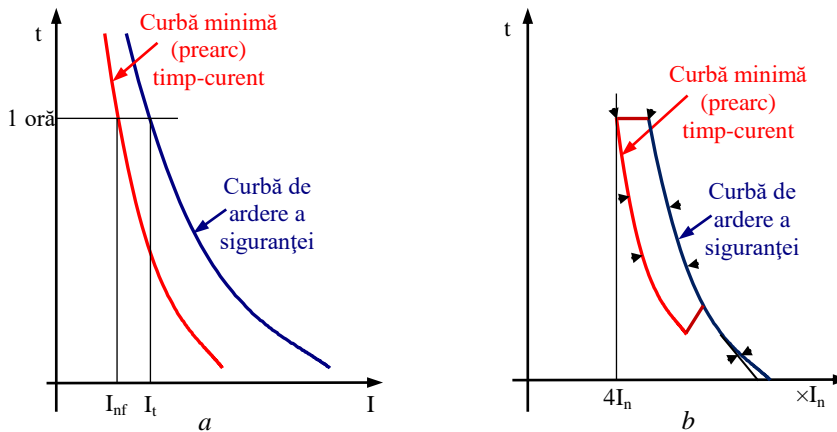


Fig. 7. 6. Caracteristici de protecție și zona de fuziune:  
 a-pentru siguranțe fuzibile din clasa gG; b-pentru siguranțe fuzibile din clasa aM [5].

Pentru siguranțele de tip gG se definesc curenții convenționali de nonfuziune și de fuziune (Fig. 7. 6, a) astfel:

- *Curentul convențional de nonfuziune*  $I_{nf}$  este valoarea curentului pe care elementul fuzibil poate să-l suporte un timp specificat, fără să se topească;



➤ *Curentul convențional de fuziune*  $I_t$  este valoarea de curent care va produce topirea elementului de înlocuire, înainte de scurgerea unui timp specificat.

Valorile standardizate ale curenților convenționali de nonfuziune și de fuziune, în raport cu curentul nominal, sunt date în tabelul 7.4 [5].

Tabelul 7.4. Zone de fuziune și de nonfuziune ale fuzibilelor de joasă tensiune de tip gG [5]

Curentul nominal al fuzibilului, $I_n$ [A]	Curentul convențional de nonfuziune, $I_{nf}$	Curentul convențional de fuziune, $I_t$	Timpul convențional [h]
$I_n \leq 4$ A	$1,5 \cdot I_n$	$2,1 \cdot I_n$	1
$4 \text{ A} < I_n \leq 16$ A	$1,5 \cdot I_n$	$1,9 \cdot I_n$	1
$16 \text{ A} < I_n \leq 63$ A	$1,25 \cdot I_n$	$1,6 \cdot I_n$	1
$63 \text{ A} < I_n \leq 160$ A	$1,25 \cdot I_n$	$1,6 \cdot I_n$	2
$160 \text{ A} < I_n \leq 400$ A	$1,25 \cdot I_n$	$1,6 \cdot I_n$	3
$400 \text{ A} < I_n$	$1,25 \cdot I_n$	$1,6 \cdot I_n$	4

De exemplu, o siguranță de 50 A nu trebuie să se topească în mai puțin de o oră la un curent de  $1,25 \cdot I_n = 1,25 \cdot 50 = 62,5$  A, dar trebuie să se topească în cel mult o oră dacă este parcursă de un curent de  $1,6 \cdot I_n = 1,6 \cdot 50 = 80$  A.

Pentru a asigura protecția dorită la suprasarcină, caracteristica de funcționare a siguranțelor fuzibile trebuie să se încadreze în zona de fuziune (de protecție) situată între cele două curbe limită reprezentate în figura 7.3.

Datorită dispersiei parametrilor, pentru două siguranțe ale căror caracteristici de funcționare se situează în zona de fuziune, timpii de funcționare pot diferi semnificativ, în special în domeniul supracurenților de valori reduse.

În concluzie, performanțele siguranțelor în domeniul suprasarcinilor de valori reduse sunt modeste. De aceea, în astfel de situații, este recomandat să se aleagă un cablu supradimensionat față de cerințele normale ale circuitului, astfel încât acesta să reziste la suprasarcini prelungite (suprasarcină 60% pentru cel mult o oră, în cel mai rău caz).

Pentru comparație, un întreruptor cu un curent nominal similar nu trebuie să declanșeze în mai puțin de o oră, când este parcurs de un curent de  $1,05 I_n$  și trebuie să declanșeze în cel mult o oră atunci când este parcurs de un curent de  $1,25 I_n$  (suprasarcină 25% pentru cel mult o oră, în cel mai rău caz).

Siguranțele de tip aM, cele mai utilizate pentru protecția motoarelor electrice, sunt astfel concepute încât să nu declanșeze la curenți mai mici decât  $4 \cdot I_n$  (Fig. 7. 6, b), în timp ce siguranțele de uz general gG acționează la curenți ce depășesc aproximativ  $1,6 \cdot I_n$ . În consecință, siguranțele de tip aM nu pot asigura protecția la supracurenți cu valori mai mici decât  $4 \cdot I_n$  și de aceea pentru asigurarea protecției la suprasarcină ele trebuie asociate cu

alte aparate de comutație (contactoare asociate cu relee termice sau întreruptoare automate).

Deoarece siguranțele aM nu sunt destinate să protejeze la niveluri reduse de curent de suprasarcină, nu sunt fixate valori pentru curenții convenționali de fuziune și nonfuziune.

Caracteristicile de protecție ale siguranțelor fuzibile din aceeași clasă, cu diferiți curenți nominali din seria normalizată, formează o familie de caracteristici (Fig. 7. 7).

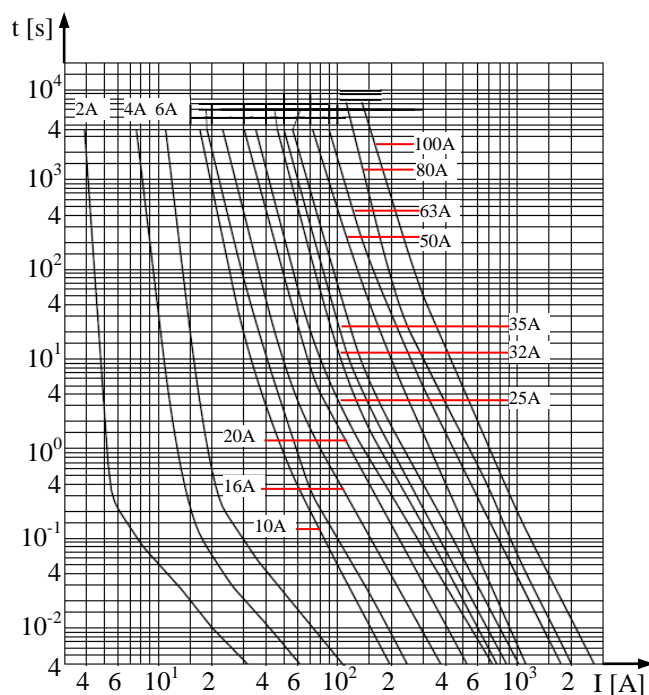


Fig. 7. 7. Caracteristicile unei familii de fuzibile de tip gG.

### 7.3.2. Relee și declanșatoare termice

Releele și declanșatoarele termice sunt aparate care asigură protecția la suprasarcină.

Releele termice sunt asociate cu contactoare electromagnetice, iar declanșatoarele termice cu întreruptoare automate.

La apariția unei suprasarcini, releul termic acționează, determinând deschiderea unui contact (normal închis) înseriat în circuitul bobinei de acționare a contactorului, ceea ce provoacă deconectarea acestuia.

Declanșatoarele termice sunt înglobate în întreruptoare automate. La apariția unei suprasarcini, declanșatorul termic acționează mecanic, prin intermediul unui percutor, asupra mecanismului de menținere în poziția

închis a întreruptorului, provocând deconectarea acestuia.

Principiul de funcționare al acestor aparate se bazează pe proprietatea bimetalilor de a se deforma puternic la variația temperaturii. Bimetalele sunt alcătuite din două lamele metalice cu coeficienți de dilatare diferiți, îmbinate prin sudare, lipire sau nituire. Ele sunt încălzite de curentul din circuitul protejat fie direct, prin inserierea în circuit, fie indirect, printr-o înfășurare de încălzire dispusă în jurul lamelei. În cazul curenților mari, se folosește un transformator de curent.

Releele termice utilizate în curent alternativ au, în general, o construcție tripolară, numită bloc de rele termice, compus din trei lamele bimetalice dispuse într-o carcasă comună.

Releele sunt, de regulă, compensate, fiind insensibile la variația temperaturii ambiante în limitele  $-20^{\circ}\text{C} \div 50^{\circ}\text{C}$ . Atunci când sunt utilizate pentru protecția la suprasarcină a motoarelor electrice trifazate, blocurile de rele termice sunt prevăzute cu un dispozitiv sensibil la întreruperea unei faze, respectiv lipsa deformării bimetalului de pe acea fază. Bimetalele rămase active se vor deforma mult amplificat, determinând acționarea releului într-un timp mai scurt. Revenirea în starea inițială după funcționare (rearmarea) se poate face manual sau automat.

Într-un bloc de rele termice, având curentul nominal  $I_n$  (curentul maxim care circulă în regim de durată prin aparat și pe baza căruia se dimensionează căile de curent), pot fi montate lamele bimetalice având curentul nominal, denumit curent de serviciu  $I_s$ , mai mic sau egal cu  $I_n$ .

Pentru exemplificare, în tabelul 7.5 se indică valorile curenților nominali și ale curenților de serviciu pentru blocurile de rele termice de tip TSA, de fabricație românească.

Tabelul 7.5. Curenții nominali și de serviciu ai blocurilor de rele termice de tip TSA

Tipul	Curentul nominal $I_n$ [A]	Curentul de serviciu $I_s$ [A]	Observații
TSA 10 <sup>3)</sup>	10	0,19; 0,23; 0,3; 0,4; 0,55; 0,75; 1; 1,3; 1,8; 2,4; 3,3; 4,5; 6; 8; 10	fără protecție antibifazică
TSA 16 <sup>3)</sup>	16	0,4; 0,55; 0,75; 1; 1,3; 1,8; 2,4; 3,3; 4,5; 6; 8; 11; 16	cu protecție antibifazică
TSA 32 <sup>3)</sup>	32	0,4; 0,55; 0,75; 1; 1,3; 1,8; 2,4; 3,3; 4,5; 6; 8; 11; 15; 20; 25; 32	
TSA 63 <sup>1)</sup>	63	40; 63	
TSA 100 <sup>1)</sup>	100	80; 100	
TSAW 400 <sup>1)</sup>	400	80; 100; 125; 160; 200; 250; 315; 400	
TSAW 630 <sup>1)</sup>	630	315; 400; 500; 630	
TSAW - PG 630 <sup>1)2)</sup>	630	63; 80; 100; 125; 160; 200; 250; 315; 400; 500; 630	

Tabelul 7.5 (continuare)

- 1) Asigură compensarea dilatării datorită temperaturii mediului ambiant;
- 2) Sunt utilizate pentru protecția motoarelor cu pornire grea ( $t_p \geq 13$  s;  $I_p/I_n > 6$ );
- 3) Se aplică coeficientul de corecție  $k_{\phi}$  curentului de serviciu  $I_s$ , în funcție de temperatura mediului ambiant. Valorile lui  $k_{\phi}$  sunt date în tabelul 7.6.

Tabelul 7.6. Coeficientul de corecție  $k_{\phi}$  al curentului de serviciu  $I_s$  al releului termic în funcție de temperatura mediului ambiant

Temperatura mediului, [°C]	-20	-10	0	+10	+35	+40	+45	+50
Coeficientul de corecție, $k_{\phi}$	0,87	0,90	0,93	0,96	1,07	1,10	1,13	1,15

Pentru a putea acoperi toate valorile curentului din circuitul supravegheat, releul/declanșatorul poate fi reglat, într-o plajă indicată de constructor. Plajele de reglaj corespunzătoare diverselor valori ale curentului de serviciu sunt alese astfel încât să se suprapună parțial, dând posibilitatea alegerii unui dispozitiv de protecție pentru orice valoare a curentului din circuitul protejat. Curentul de reglaj  $I_r$  poate fi situat în una din plajele (indicate de către constructor). De exemplu, pentru relele termice de tip TSA, plaja de reglaj este  $I_r = (0,6 \div 1) \cdot I_s$ .

*Caracteristica de declanșare (timp-curent)* a unui releu/declanșator termic reprezintă dependența dintre timpul de declanșare și valoarea reglată a curentului  $I_r$ . Este o caracteristică descendentă, invers dependentă de curent, declanșarea producându-se după un timp cu atât mai scurt cu cât suprasarcina este mai mare. Această caracteristică este indicată frecvent de către constructor pentru funcționarea pornind din stare rece (fără trecerea prealabilă a unui curent). În cazul când suprasarcina intervine după o încălzire prealabilă la curentul nominal, constructorul trebuie să furnizeze o curbă corespunzătoare sau să precizeze procentul de reducere a timpilor de declanșare (25÷50%). Declanșarea are loc după depășirea unui prag cuprins între  $(1,05 \div 1,2) \cdot I_r$ .

În cazul protecției la suprasarcină a motoarelor electrice, relele termice nu trebuie să interpreteze supracurentul de pornire drept curent de defect și nu trebuie să acționeze indiferent de tipul sau durata pornirii.

Pentru ca relele termice să fie adaptate la caracteristicile motoarelor, au fost stabilite clase de declanșare (Tab. 7.7, Fig. 7. 8).

Tabelul 7.7. Clase de declanșare a releelor termice

Clasa	Timp de declanșare cu pornire din stare rece			
	$1,05 \cdot I_r$	$1,2 \cdot I_r$	$1,5 \cdot I_r$	$7,2 \cdot I_r$
10 A	$>2$ h	$<2$ h	$<2$ min	$2 \div 10$ s
10			$<4$ min	$4 \div 10$ s
20			$<8$ min	$2 \div 20$ s
30			$<12$ min	$2 \div 30$ s

Protecția la suprasarcină cu rele termice din clasa 10 convine în majoritatea situațiilor practice (timp de pornire sub 10 s).

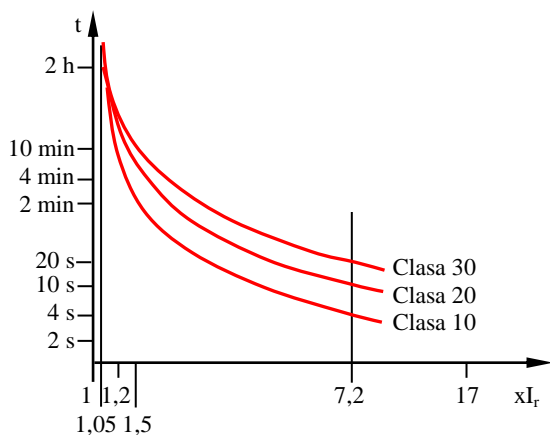


Fig. 7. 8. Caracteristici de declanșare a releelor termice pe clase de declanșare.

În figura 7.9 sunt reprezentate caracteristicile de protecție ale unui releu termic din clasa 10, pentru: funcționare echilibrată trifazată, pornind din stare rece, funcționare în două faze, pornind din stare rece și funcționare echilibrată trifazată, pornind din stare caldă.

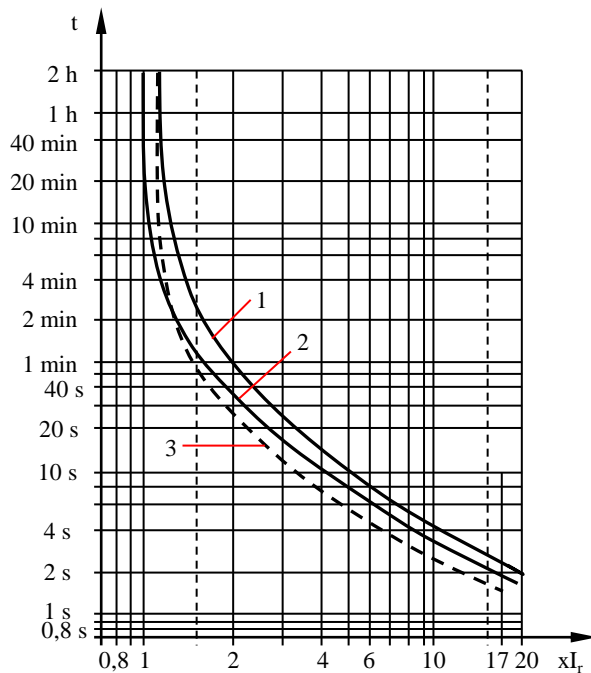


Fig. 7. 9. Caracteristici de protecție, clasa 10 de declanșare:  
1-funcționare echilibrată trifazată, pornind din stare rece; 2-funcționare în două faze, pornind din stare rece; 3-funcționare echilibrată trifazată, pornind din stare caldă.

### 7.3.3. Întreruptoare automate de joasă tensiune

Întreruptorul automat este un aparat de comutație mecanic apt de a stabili, a suporta și a întrerupe curenții în condiții normale ale circuitului, precum și de a stabili, a suporta pe o perioadă specifică și de a întrerupe curenții în condiții anormale ale circuitului cum ar fi cele de scurtcircuit [7].

Întreruptorul automat este sigurul tip de aparat de comutație capabil să satisfacă simultan toate funcțiile necesare într-o instalație electrică (tabelul 7.8).

Tabelul 7.8. Funcțiile unui întreruptor automat [5]

Funcțiuni		Condiții
Separare		×
Comandă	Funcțional	×
	Comandă de urgență	× cu utilizarea unei bobine de declanșare
	Comutație pentru mentenanță mecanică	×
Protecție	Suprasarcină	×
	Scurtcircuit	×
	Defect de izolație	× cu releu diferențial
	Minimă tensiune	× cu bobină de minimă tensiune
Comandă la distanță		× adăugată separat sau încorporată
Indicații și măsurători		× opțiune generală pentru declanșator electronic
Alte funcții, prin intermediul unor elemente auxiliare, de exemplu: semnalizare (închidere/deschidere, declanșare pe defect), declanșare la minimă tensiune, comandă la distanță etc.		

Ele sunt echipate cu diverse declanșatoare, prin intermediul cărora se asigură protecția împotriva suprasarcinilor, a curenților de scurtcircuit și a scăderii tensiunii de alimentare sub o anumită limită.

În construcția „clasică”, declanșatoarele de curent sunt elemente unipolare, care cuprind:

- declanșatorul termic de suprasarcină;
- declanșatorul electromagnetic (de curent maxim) pentru protecția la scurtcircuit.

În construcțiile moderne se folosesc declanșatoare electronice.

#### 7.3.3.1. Mărimile caracteristice ale întreruptoarelor automate

Principalele mărimi caracteristice ale întreruptoarelor automate sunt:

- *Tensiunea nominală de funcționare* (notație internațională  $U_e$ , notație uzuală  $U_n$ ) este tensiunea la care întreruptorul automat a fost proiectat să funcționeze în condiții normale;
- *Curentul nominal al întreruptorului*,  $I_n$ , este valoarea maximă a curentului, la care întreruptorul dotat cu un anumit tip de releu de protecție la supra-

curent poate să funcționeze un timp indefinit, la o temperatură specificată de fabricant, fără să se depășească temperatura admisibilă a căilor de curent.

Curentul  $I_n$  pentru întreruptoare automate [8] este egal cu  $I_u$  pentru aparatele de comutație, în general, unde  $I_u$  este curentul nominal, de regim permanent.

Un întreruptor automat, care poate fi dotat cu module diferite de protecție la supracurent, având diferite domenii de reglaj ale curentului de declanșare este considerat ca având curentul nominal egal cu cea mai mare valoare a curentului de reglaj, aferentă tuturor tipurilor de declanșatoare de protecție cu care acesta poate fi echipat [5].

**Exemplu:** un întreruptor automat, care poate fi echipat cu mai multe declanșatoare, având curenții nominali în gama 150÷630 A, va avea calibrul (curentul nominal) de 630 A.

➤ *Curentul reglat al releului de suprasarcină*,  $I_r$  sau  $I_{rth}$  reprezintă valoarea curentului peste care întreruptorul automat va declanșa. Acesta reprezintă, de asemenea, valoarea maximă a curentului la care întreruptorul nu va declanșa. Valoarea reglată a releului de suprasarcină trebuie să fie mai mare decât curentul de sarcină maxim,  $I_{smax}$ , dar mai mic decât curentul maxim admisibil al circuitului. În general, pentru întreruptoare dotate cu declanșatoare termice,  $0,7 \cdot I_n \leq I_r \leq 1,0 I_n$ , respectiv  $0,4 \cdot I_n \leq I_r \leq 1,0 \cdot I_n$ , pentru cele prevăzute cu dispozitive electronice.

**Exemplu:** Un întreruptor automat, având calibrul de 630 A, poate fi dotat cu mai multe declanșatoare având curentul nominal în gama 150÷630 A. Astfel, dotat cu un declanșator cu  $I_n=400$  A și reglat la  $I_r=0,8 \cdot I_n$ , va declanșa la un curent mai mare decât 320 A, în timp ce dotat cu un declanșator cu  $I_n=630$  A și reglat la  $I_r=0,8 \cdot I_n$  va declanșa la un curent mai mare decât 504 A.

➤ *Curentul de declanșare al releului de scurtcircuit*,  $I_m$ . Releele de declanșare la scurtcircuit (instantanee sau cu temporizare de scurtă durată) comandă declanșarea rapidă a întreruptorului automat la apariția curenților de defect de valoare ridicată. Valorile treptelor de declanșare  $I_m$  se stabilesc [5]:

- în funcție de standarde [9] pentru întreruptoarele de uz casnic;
- de către fabricant, ținând seama de standarde [8], pentru întreruptoarele de uz industrial.

➤ *Caracteristica (de declanșare) timp-curent* a unui întreruptor care asigură funcțiile de protecție la supracurenți este formată din caracteristicile timp-curent ale declanșatoarelor termic și electromagnetic. Caracteristica declanșatorului termic, destinat protecției la suprasarcină, este o caracteristică dependentă de curent, iar caracteristica declanșatorului electromagnetic, destinat protecției în caz de scurtcircuit, este o caracteristică practic independentă de curent (Fig. 7. 10 și Fig. 7. 11).

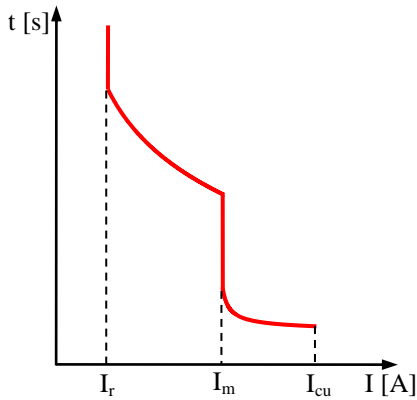


Fig. 7. 10. Curba de declanșare a unui întreruptor automat cu declanșator magneto-termic [5].

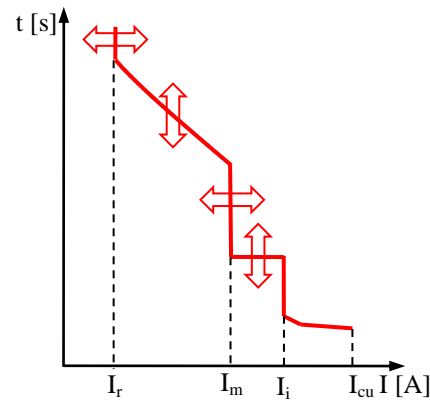


Fig. 7. 11. Curba de declanșare a unui întreruptor automat cu declanșator electronic:  $I_r$  - reglaj la suprasarcină temporizată;  $I_m$  - reglaj la scurtcircuit temporizat;  $I_i$  - reglaj la scurtcircuit instantaneu;  $I_{cu}$  - capacitatea de rupere [5].

➤ *Categoriile de utilizare a întreruptoarelor automate.* Conform [8], există două categorii de întreruptoare automate de tip industrial, de JT:

- categoria A - cuprinde întreruptoarele la care nu există nici o temporizare deliberată pentru declanșarea la scurtcircuit (Fig. 7. 12, a);

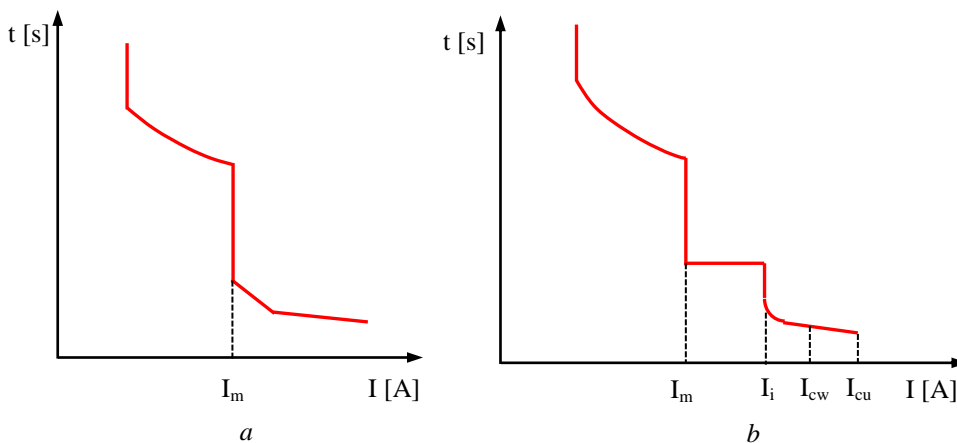


Fig. 7. 12. Caracteristici de declanșare pentru întreruptoare de joasă tensiune: a-întreruptoare din categoria A; b-întreruptoare din categoria B [5].

- categoria B - cuprinde întreruptoarele la care este posibilă temporizarea deliberată a declanșării la scurtcircuit, în scopul de a realiza o coordonare cu celelalte întreruptoare în sensul selectivității protecției. Declanșarea temporizată la scurtcircuit este posibilă dacă nivelul curentului de defect



este mai scăzut decât curentul nominal admisibil de scurtă durată  $I_{cw}$ , aferent întreruptorului automat respectiv (Fig. 7. 12, b).

➤ *Curentul prezumat* al unui circuit reprezintă intensitatea curentului care ar circula în circuitul considerat în absența aparatului înseriat în circuit (deci dacă acesta ar prezenta o impedanță nulă); poate fi apreciat ca valoare efectivă sau ca valoare de vârf;

➤ *Capacitatea de deconectare (rupere) la scurtcircuit*,  $I_{cu}$ , reprezintă cea mai mare valoare (prezumată) a curentului pe care întreruptorul o poate deconecta fără deteriorări majore. Valoarea de curent, specificată în standarde, este valoarea eficace a componentei de curent alternativ a curentului de defect, componenta de curent continuu tranzitorie (totdeauna prezentă în cazurile cele mai defavorabile de scurtcircuit) fiind considerată nulă. Această valoare nominală ( $I_{cu}$ ) pentru întreruptoarele automate de tip industrial și ( $I_{cn}$ ) pentru cele de tip casnic, este de obicei dată în kA valoare eficace;

➤ *Capacitatea de rupere de serviciu la scurtcircuit* ( $I_{cs}$ ). Capacitatea nominală de rupere limită la scurtcircuit ( $I_{cu}$ ) este curentul de defect maxim pe care întreruptorul automat poate să-l întrerupă fără să fie afectat în mod semnificativ. Într-o instalație proiectată corect, un întreruptor automat nu va fi niciodată în situația de a funcționa la curentul maxim de deconectare,  $I_{cu}$ . Din acest motiv, a fost introdus un nou parametru și anume capacitatea de rupere de serviciu la scurtcircuit  $I_{cs}$ . Valoarea lui  $I_{cs}$  este definită ca un procent din  $I_{cu}$  (25, 50, 75 sau 100%, pentru întreruptoarele automate industriale);

➤ *Curentul maxim de conectare*,  $I_{cm}$ , este cea mai mare valoare instantanee a curentului pe care întreruptorul o poate conecta la tensiunea nominală [5];

➤ *Curentul nominal admisibil de scurtă durată*  $I_{cw}$  este curentul maxim (valoare efectivă) pe care întreruptoarele automate din categoria B, pot să-l suporte, din punct de vedere termic și electrodinamic, un interval de timp indicat de fabricant, fără deteriorări semnificative. Valoarea lui  $I_{cw}$  este întotdeauna însoțită de timpul corespunzător (de exemplu, 50 kA pentru 1 s). Gama standardizată a timpilor pentru curenții admisibili de scurtă durată este: 0,05; 0,1; 0,25; 0,5 și 1 secundă, în practică fiind folosită des și valoarea de 3 secunde;

➤ *Limitarea curentului de scurtcircuit*. Unele modele de întreruptoare automate de joasă tensiune sunt caracterizate prin capacitatea de limitare a curentului de scurtcircuit, care constă în abilitatea acestora de a preveni atingerea curentului de defect prezumat maxim, permițând numai trecerea unui curent limitat (Fig. 7. 13). Caracteristicile de limitare a curentului sunt date de producător sub formă de diagrame specifice (Fig. 7. 14).

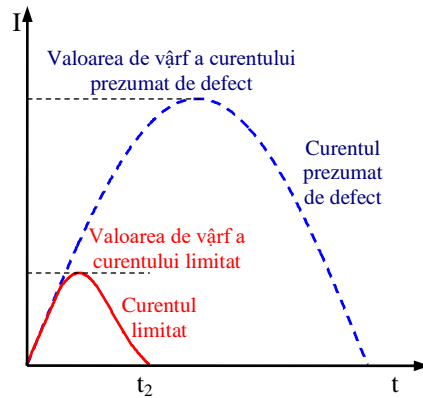


Fig. 7. 13. Curenți prezumați și limitați.

În figura 7.14, a, este reprezentată dependența valorii de vârf a curentului limitat în raport cu valoarea efectivă a curentului de defect prezumat.

Limitarea curentului reduce semnificativ solicitările termice (proportionale cu  $I^2t$ ), dependența dintre  $I^2t$  și valoarea efectivă a curentului de defect prezumat fiind reprezentată în figura 7.14, b

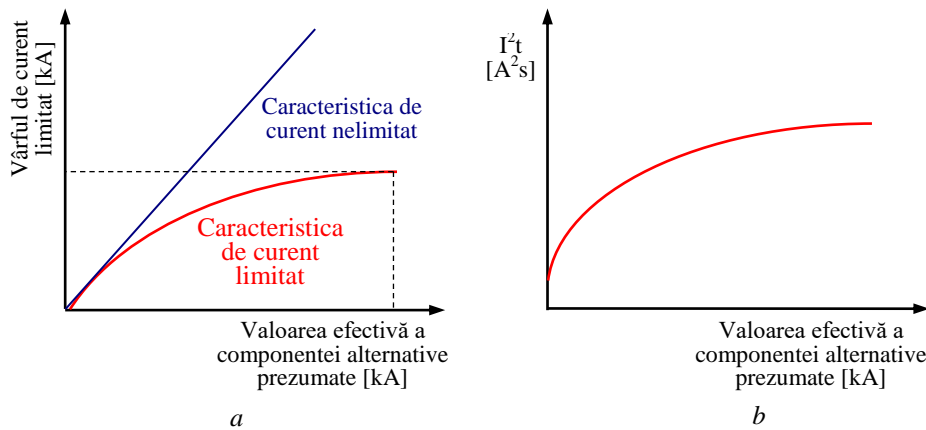


Fig. 7. 14. Curbele caracteristice ale unui întrerupător limitator de joasă tensiune [5].

Limitarea de curent reduce eforturile termice și electrodinamice în toate elementele de circuit parcurse de curent, prelungind semnificativ durata de viață a acestor elemente. În plus, proprietatea de limitare a curentului de scurtcircuit permite utilizarea *tehnicii filiației*, care constă în posibilitatea de a utiliza în aval de un întrerupător limitator a unor aparate de comutație și componente de circuit cu capacități de deconectare și performanțe de stabilitate termică și electrodinamică mai scăzute decât în cazurile clasice [5].

Cele mai multe standarde permit utilizarea acestei tehnici cu condiția ca nivelul curentului care trece prin întrerupătorul limitator să fie mai mic decât

cel pe care pot să-l suporte întreruptoarele din aval.

### 7.3.3.2. Alegerea pragului de declanșare a întreruptoarelor automate

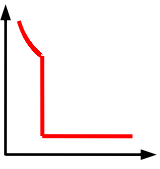
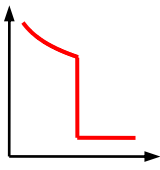
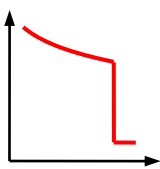
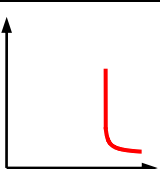
Întreruptoarele automate cu declanșatoare termice necompensate au mărirea curentului de declanșare dependentă de temperatură. În acest caz, dacă temperatura mediului depășește temperatura de referință reglajul trebuie corectat.

Întreruptoarele automate cu declanșatoare termice compensate sunt prevăzute cu o lamelă bimetalică de compensare, care permite reglajul curentului de declanșare, într-un interval specificat, independent de temperatura mediului ambiant. De regulă, compensarea se realizează pentru intervalul ( $-5^{\circ}\text{C}$  la  $+40^{\circ}\text{C}$ ).

Declanșatoarele electronice sunt foarte stabile în condiții de temperatură variabilă.

Principalele tipuri de caracteristici și aplicațiile pentru care se utilizează sunt prezentate în tabelul 7.9.

Tabelul 7.9. Diferite declanșatoare instantanee sau cu temporizare redusă [5]

Declanșator	Curba specifică	Aplicații
Reglaj jos, tip B		Surse cu puteri de scurtcircuit reduse (generatoare secundare) Cabluri sau linii aeriene lungi
Reglaj standard, tip C		Protecția circuitelor cazul general
Reglaj sus, tip D sau K		Protecția circuitelor cu curenți tranzitorii inițiali importanți (motoare, transformatoare, sarcini rezistive)
$12 I_n$ , tip MA		Protecția motoarelor în asociere cu contactoare cu protecție la suprasarcină

În cazul întreruptoarelor automate de tip industrial moderne, există o mare varietate de dispozitive de declanșare care permit utilizatorului să

adapteze caracteristicile de protecție ale întreruptorului automat la cerințele specifice consumatorilor. În tabelul 7.10 sunt date gamele de declanșare la suprasarcină și scurtcircuit pentru întreruptoarele automate de joasă tensiune.

Tabelul 7.10. Gamele de declanșare la suprasarcină și scurtcircuit pentru întreruptoarele automate de joasă tensiune [5]

Tipul releului de protecție	Utilizare	Suprasarcină	Scurtcircuit		
			Reglaj jos tip B	Reglaj standard tip C	Reglaj sus tip D
Magneto-termic	Uz casnic	$I_r = I_n$	$3I_n \leq I_m \leq 5I_n$	$5I_n \leq I_m \leq 10I_n$	$10I_n \leq I_m \leq 20I_n$
Magneto-termic	Modulare de uz industrial	$I_r = I_n$ fix	Reglaj jos tip B sau Z $3,2I_n \leq I_{mfix} \leq 4,8I_n$	Reglaj standard tip C $7I_n \leq I_{mfix} \leq 10I_n$	Reglaj sus tip D $10I_n \leq I_{mfix} \leq 14I_n$
Magneto-termic	Uz industrial	$I_r = I_n$ fix	$I_m = 7$ la $10I_n$ fix		
		Reglabil $0,7I_n \leq I_r \leq 1,0I_n$	Reglaj jos tip B $2I_n \leq I_m \leq 5I_n$	Reglaj standard tip C $5I_n \leq I_m \leq 10I_n$	
Electronic		Reglabil $0,4I_n \leq I_r \leq 1,0I_n$	Temporizată, ajustabilă $1,5I_n \leq I_m \leq 5I_n$ $I_m = 12$ la $15I_n$ fix		

Caracteristicile de declanșare ale întreruptoarelor de uz casnic, în conformitate cu tabelul 7.10 și [9], sunt reprezentate în figura 7.15.

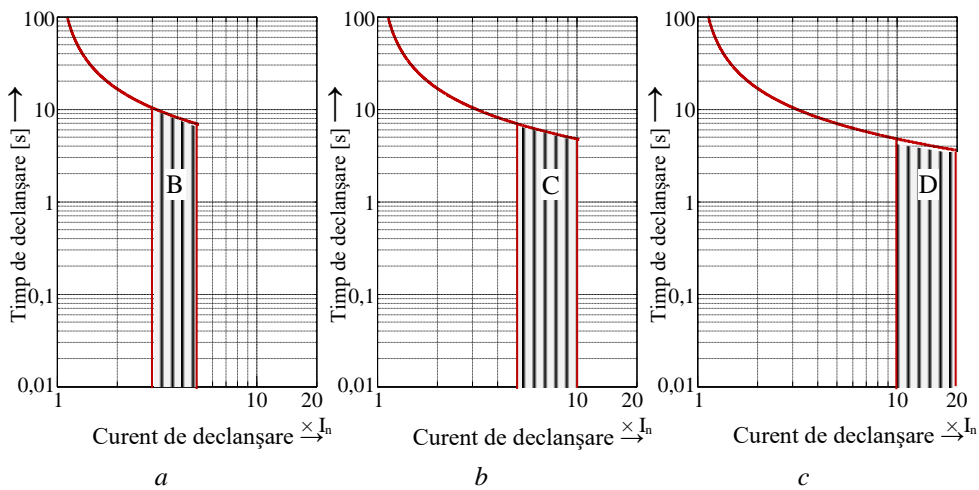


Fig. 7.15. Caracteristicile de declanșare a întreruptoarelor automate de JT, de uz casnic: a-caracteristica de declanșare rapidă, B (reglaj jos); b-caracteristica de declanșare lentă, C (reglaj standard); c-caracteristica de declanșare foarte lentă, D (reglaj sus).

### 7.3.4. Alegerea aparatelor de comutație și protecție

#### 7.3.4.1. Alegerea contactoarelor

Contactoarele se aleg punând condiția:

$$I_{nc} \geq I_n, \quad (7.9)$$

în care:

- $I_{nc}$  este curentul nominal al contactorului;
- $I_n$  - curentul nominal al receptorului, care trebuie întrerupt de către contactor.

La alegerea contactoarelor trebuie să se țină seama, de asemenea, de numărul de contacte auxiliare disponibile, tensiunea bobinei și tipul de execuție climatică.

Bobina contactorului acționează și ca un releu de tensiune minimă, eliberând armătura mobilă când tensiunea de alimentare scade sub  $0,7U_n$ .

Pentru receptoarele caracterizate de prezența la cuplare a curenților de vârf, la alegerea contactoarelor, pe lângă relația (7.9), se impun condiții suplimentare, astfel:

- pentru circuite de iluminat cu lămpi cu incandescență:

$$I_v \leq I_{con}, \quad (7.10)$$

unde:

$$I_v = (12 \div 15)I_c \quad (7.11)$$

este curentul de vârf care apare la conectare, filamentul lămpilor fiind, inițial, în stare rece, iar  $I_{con}$  reprezintă capacitatea de închidere a contactorului;

- pentru circuitul de alimentare a unui transformator JT/JT:

$$I_v \leq I_{con}, \quad (7.12)$$

unde:

$$I_v = (25 \div 40)I_c. \quad (7.13)$$

În cazul motoarelor asincrone, contactoarele se aleg pe baza caracteristicilor furnizate de constructorul de contactoare, în care se indică, pentru fiecare tip de contactor, puterea activă nominală de utilizare, deci puterea maximă a motorului care poate fi comandat.

În cazul circuitelor capacitive (de exemplu alimentarea bateriilor de condensatoare) contactorul se alege pe baza puterii reactive (capacitive) de utilizare, indicată de constructor.

### 7.3.4.2. Alegerea releelor/declanșatoarelor termice

Releele termice, care asigură protecția receptoarelor împotriva curenților de suprasarcină, se aleg în funcție de curentul de serviciu  $I_s$  (curentul nominal al lamelei bimetalice), care trebuie să îndeplinească condiția:

$$I_s \geq I_n, \quad (7.14)$$

$I_n$  fiind curentul nominal al receptorului protejat.

Reglajul releului termic se face pe curentul nominal sau cât mai aproape de acesta,

$$I_r \approx I_n. \quad (7.15)$$

Este de preferat ca valoarea curentului de reglaj  $I_r$  să fie cât mai aproape de mijlocul gamei de reglaj pentru a ușura operația de reglare.

**Exemplu.** Să se aleagă și să se regleze releul termic pentru protecția la suprasarcină a unui motor asincron trifazat, care are curentul nominal  $I_n=6,14$  A, temperatura mediului ambiant fiind de 20°C.

Se va alege un releu termic de tip TSA. Pentru un curent de reglaj  $I_r=I_n=6,14$  A, se ia curentul de serviciu  $I_s=8$  A, care are domeniul de reglare  $(0,6\div 1) \cdot 8=(4,8\div 8)$  A. Din tabelul 7.5 rezultă următoarele soluții pentru tipul de releu:

- TSA 10 ( $I_s=8$  A,  $I_r=6,14$  A), fără protecție antibifazică;
- TSA 16 ( $I_s=8$  A,  $I_r=6,14$  A), cu protecție antibifazică.

Temperatura mediului ambiant fiind de 20°C, nu se impune corecția curentului de serviciu în funcție de temperatură.

### 7.3.4.3. Alegerea siguranțelor fuzibile

Alegerea siguranțelor fuzibile constă în stabilirea curentului nominal al elementului de înlocuire (fuzibilului)  $I_n$ , urmată de alegerea soclului corespunzător. În acest scop, în practică se folosesc relații simple între curentul nominal al fuzibilului și curenții corespunzători condițiilor de exploatare din circuitul protejat: curentul de calcul  $I_c$ , curentul de vârf  $I_v$ , curentul maxim admisibil al conductorului sau cablului  $I_{adm}$  (notație internațională  $I_z$ ).

**A. Siguranțele de uz general folosite în circuitele de putere** - trebuie să satisfacă simultan doua sau trei condiții, în funcție de absența, respectiv prezenta curentului de vârf în circuitul respectiv, astfel:

- siguranța trebuie să suporte curentul de calcul al circuitului un timp nelimitat, deci:

$$I_n \geq I_c; \quad (7.16)$$

- siguranța trebuie să asigure protecția conductoarelor la supracurenți,

deconectând circuitul înainte ca temperatura acestora să depășească limitele admise; se disting două situații:

▪ siguranța asigură numai protecția la scurtcircuit, protecția la suprasarcină fiind asigurată de către un alt dispozitiv (de exemplu, releu termic). Protecția conductorului se realizează atunci când caracteristica de protecție a siguranței fuzibile se situează sub caracteristica  $I^2t$  de stabilitate termică a conductorului (Fig. 7. 16).

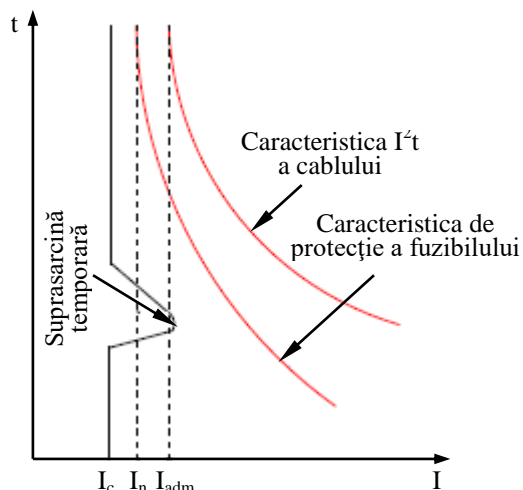


Fig. 7. 16. Protecția circuitului cu siguranță fuzibilă.

Caracteristica  $I^2t$  a conductorului, reprezentată în coordonate I-t, indică timpul  $t$  în care un conductor ajunge de la temperatura maximă admisibilă în regim normal la temperatura maximă admisibilă în caz de scurtcircuit.

Caracteristicile  $I^2t$  ale conductoarelor izolate parcurse de curenți de scurtcircuit cu o durată de până la 5 secunde, pot fi determinate, aproximativ, cu formula:

$$I^2t = k^2 S^2, \quad (7.17)$$

în care:

- I este valoarea efectivă a curentului de scurtcircuit;
- t - durata scurtcircuitului;
- S - secțiunea conductorului;
- k - coeficient aferent conductorului izolat. Valorile lui k sunt date în tabelul 7.11 [4].

Tabelul 7.11. Valoarea coeficientului k pentru conductoare izolate încorporate în cabluri [3]

Izolația conductorului	Temperatura [°C]		Materialul conductorului	
	Inițială	Finală	Cupru	Aluminiu
			Valori pentru k	
PVC	70	160/140*	115/103*	76/68*
XLPE	90	250	143	94
Cauciuc	60	200	141	93

\* Valoarea mai mică se aplică pentru conductoare cu secțiunea mai mare decât 300 mm<sup>2</sup>

În practică, pentru dimensionarea siguranței, se utilizează relația:

$$I_n \leq 3 \cdot I_{adm} ; \quad (7.18)$$

▪ siguranța asigură atât protecția la scurtcircuit, cât și protecția la supra-sarcină (în circuit nu sunt prevăzute aparate de protecție la suprasarcină):

$$I_n \leq I_{adm} ; \quad (7.19)$$

➤ siguranța nu trebuie să funcționeze la curenții de vârf (supracurenți funcționali, care nu trebuie interpretați drept curenți de defect). Curentul nominal al siguranței trebuie corelat cu intensitatea curentului de vârf  $I_v$  și cu durata acestuia  $t_v$ .

În cazul motoarelor electrice, curentul de vârf este chiar curentul de pornire  $I_p$  (7.3), iar  $t_v=t_p$  este timpul de pornire, care depinde de dificultatea pornirii, în funcție de sarcina în momentul pornirii.

Aplicarea acestei condiții se poate face în mai multe moduri:

▪ se impune pentru curentul nominal al fuzibilului condiția:

$$I_n \geq \frac{I_p}{c} , \quad (7.20)$$

c fiind coeficientul de siguranță la pornire, cu următoarele valori:

•  $c=2,5$  pentru porniri ușoare, la care durata de pornire este mai mică decât 5 s;

•  $c=1,6 \div 2$  pentru motoare cu pornire grea ( $t_p=5 \div 10$  s) sau pentru motoare cu porniri ușoare dar dese (mai multe porniri într-un interval de 15 min.);

•  $c=1,5$  pentru motoare cu pornire foarte grea, la care durata de pornire  $t_p > 10$  s;

▪ utilizarea caracteristicilor de protecție ale siguranțelor  $t=f(I)$ . Se alege un fuzibil a cărui caracteristică se situează deasupra punctului de coordonate ( $I_p, t_p$ ).

▪ utilizarea indicațiilor din cataloagele de produs, specifice tipului de siguranță, care precizează direct, sub formă tabelară, curentul nominal al



siguranței în funcție de puterea motorului;

**B. Siguranțele de uz general folosite în circuitele de lumină și prize** - trebuie să satisfacă una din următoarele relații:

$$I_n \leq I_{adm} , \quad (7.21)$$

dacă posibilitatea de apariție a suprasarcinilor este minimă (de exemplu, în cazul lămpilor fluorescente tubulare);

$$0,6 \cdot I_{adm} \leq I_n \leq 0,8 \cdot I_{adm} , \quad (7.22)$$

în restul cazurilor.

#### 7.3.4.4. Alegerea întreruptoarelor automate (disjunctoarelor)

Întreruptoarele automate se aleg în funcție de:

- caracteristicile electrice ale instalației pentru care este destinat;
- mediul înconjurător: condiții climatice, temperatură ambiantă, amplasare în interiorul unui panou sau tablou de distribuție etc.;
- cerințele de deconectare a curentului de scurtcircuit și de conectare pe scurtcircuit; specificații funcționale;
- regulamente de exploatare aferente instalației;
- parametri și caracteristicile consumatorilor: motoare electrice, instalații de iluminat, transformatoare JT/JT etc.

Alegerea întreruptoarelor automate se face impunând următoarele condiții:

- curentul nominal  $I_n$  al întreruptorului sau curentul reglat  $I_r$ , dacă declanșatorul termic este reglabil, trebuie să fie mai mare decât curentul maxim de sarcină (curentul cerut  $I_c$ ), dar mai mic decât curentul maxim admis  $I_{adm}$  al cablului, adică:

$$I_c \leq I_n \leq I_{adm} ; \quad (7.23)$$

- capacitatea de rupere  $I_{cu}$  a întreruptorului trebuie să fie mai mare decât valoarea  $I_k$  a curentului de scurtcircuit prezumat, la locul de instalare a aparatului, deci:

$$I_{cu} > I_k ; \quad (7.24)$$

- pragul de declanșare instantanee sau temporizată de scurtă durată  $I_m$  trebuie să fie mai mic decât curentul de scurtcircuit minim  $I_{kmin}$ ,

$$I_m < I_{kmin} ; \quad (7.25)$$

- curentul de scurtcircuit care poate să apară într-un punct de defect al circuitului trebuie să fie întrerupt într-un timp mai mic decât timpul admis pentru stabilitatea termică a conductorului. Protecția conductorului este

realizată atunci când caracteristica de declanșare a întreruptorului se situează sub caracteristica  $I^2t$  a conductorului, pentru toate valorile curentului de defect până la capacitatea de rupere  $I_{cu}$  a aparatului (Fig. 7. 17).

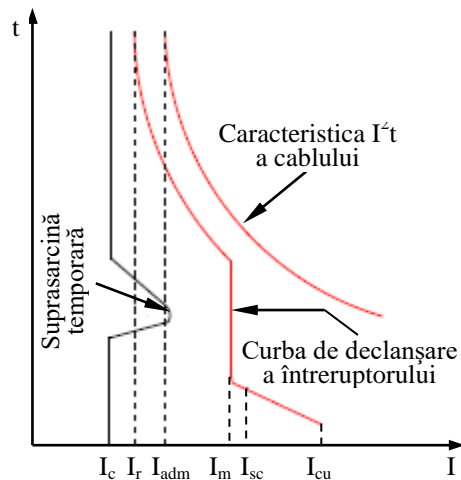


Fig. 7. 17. Protecția circuitului cu ajutorul întreruptorului automat.

În practică, pentru îndeplinirea acestei condiții, se utilizează relația:

$$I_m \leq I_{adm}; \quad (7.26)$$

➤ întreruptorul nu trebuie să acționeze la curenții de vârf (desensibilizarea protecției față de curenții de vârf). Pentru aceasta declanșatorul electromagnetic trebuie reglat conform relației:

$$I_m > 1,2I_v. \quad (7.27)$$

### 7.3.5. Selectivitatea protecției

Rețelele electrice de joasă tensiune conțin un număr mare de dispozitive de protecție, unele dintre ele fiind înseriate, în sensul distribuției energiei.

Caracteristicile acestor dispozitive trebuie astfel alese încât să fie asigurată selectivitatea protecției, adică în cazul unei avarii, este necesar să acționeze protecția cea mai apropiată de locul avariei, izolându-se astfel numai porțiunea respectivă de rețea, restul receptoarelor continuând să fie alimentate. Trebuie, de asemenea, asigurată corelarea protecției la supra-curenții din instalația electrică de la consumator cu protecția instalației de racord a furnizorului de energie electrică, astfel încât să fie realizate condițiile de selectivitate a protecției.

### 7.3.5.1. Selectivitatea între o siguranță fuzibilă și un releu termic

Această situație se întâlnește la nivelul circuitelor electrice de receptor (Fig. 7. 18, a), siguranțele  $F_1$ , care asigură protecția la scurtcircuit și releul termic  $F_2$ , care asigură protecția la suprasarcină, fiind înseriate.

Selectivitatea între cele două dispozitive de protecție este asigurată dacă fiecare dintre ele acționează în domeniul corespunzător de supracurenți.

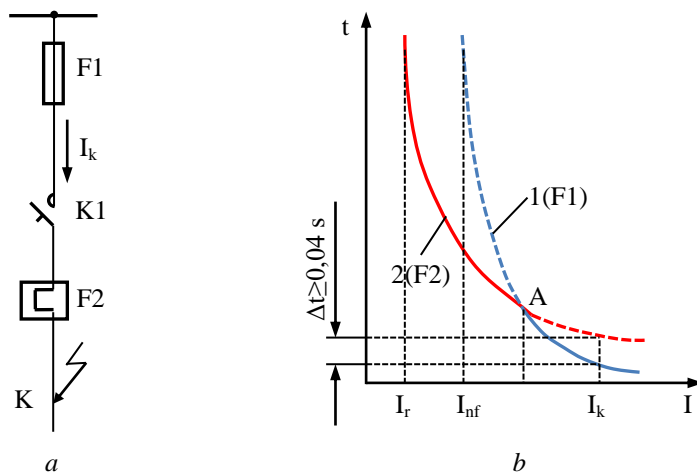


Fig. 7. 18. Explicativă pentru selectivitatea dintre o siguranță fuzibilă și un releu termic: a-schema de alimentare; b-caracteristicile de protecție.

Caracteristicile de protecție (Fig. 7. 18, b) se intersectează într-un punct  $A$ , care are la stânga domeniul supracurenților de suprasarcină, pentru care protecția este asigurată de releul termic  $F_2$ , conform caracteristicii 2, iar la dreapta - domeniul supracurenților de scurtcircuit, pentru care protecția este asigurată de siguranțele fuzibile  $F_1$ .

La valoarea curentului de scurtcircuit  $I_k$ , care s-ar stabili pe tronsonul considerat, diferența  $\Delta t$  între ordonatele corespunzătoare celor două caracteristici, dintre care cea a releului termic este deasupra, trebuie să fie  $\Delta t \geq 0,04$  s. Folosirea unei siguranțe fuzibile cu un curent nominal prea mic, ar determina neselectivitatea protecției în domeniul curenților de suprasarcină, iar una cu un curent nominal mai mare - neselectivitatea în domeniul curenților de scurtcircuit. Ultima situație este deosebit de periculoasă, deoarece ruperea curenților de scurtcircuit de către contactor atrage după sine deteriorarea acestuia.

Când pentru protecția la suprasarcină se utilizează rele termice tip TSA, selectivitatea este asigurată dacă curentul nominal al fuzibilului are cel puțin valorile indicate în tabelul 7.12 Din analiza datelor din tabel se constată că selectivitatea între o siguranță fuzibilă cu putere de rupere medie și un releu termic este asigurată dacă curenții respectă condiția:

$$I_{nf} \geq 3I_r. \quad (7.28)$$

Tabelul 7.12. Corelația dintre curentul nominal minim al fuzibilului și curentul de reglaj al releului termic tip TSA, pentru asigurarea selectivității

$I_r$ [A]	0,4; 0,55	0,75; 1	1,3; 1,8	2,4	3,3	4,5; 6	8	11	15
$I_{nf}$ [A]	2	4	6	10	16	20	25	35	50
$I_r$ [A]	20	25	32	40	63	100	200; 250	315	400
$I_{nf}$ [A]	63	80	100	125	160	315	630	800	1000

Dacă se utilizează siguranțe cu mare putere de rupere (MPR), condiția de selectivitate este:

$$I_{nf} \geq 2,5I_r. \quad (7.29)$$

### 7.3.5.2. Selectivitatea între două siguranțe fuzibile

Cazul siguranțelor fuzibile consecutive (Fig. 7. 19, a) este cel mai întâlnit în cadrul rețelelor electrice de joasă tensiune.

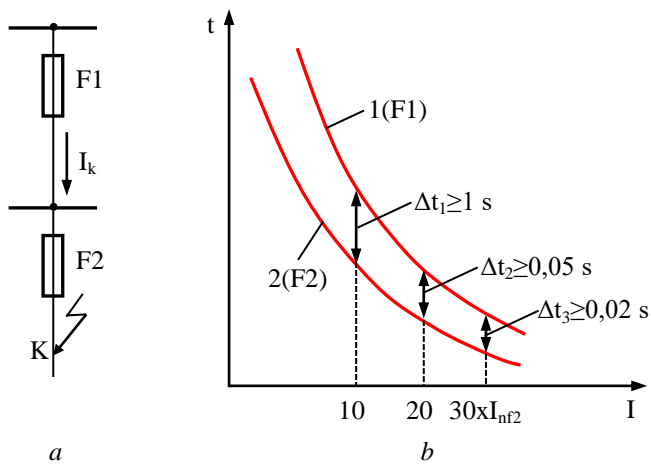


Fig. 7. 19. Explicativă pentru selectivitatea dintre două siguranțe fuzibile: a-schema de alimentare; b-caracteristicile de protecție.

Selectivitatea dintre siguranțele fuzibile  $F_1$  și  $F_2$  (Fig. 7. 19, a), având curenții nominali  $I_{nf1} > I_{nf2}$ , se obține atunci când:

- caracteristicile lor de protecție nu se intersectează sau punctul de intersecție se situează la o valoare a curentului mai mare decât curentul de scurtcircuit  $I_k$ , de la locul instalării siguranței având curentul nominal cel mai mic;
- diferențele de timp măsurate pe diagramă au valorile indicate în figura 7.19, b.

Pentru rezolvarea mai rapidă a problemei selectivității, fără a mai fi necesar studiul caracteristicilor de protecție timp-curent, se recomandă ca, între curenții nominali a două siguranțe consecutive, eșalonarea să fie cel

puțin din două în două trepte pe scara normalizată, dacă siguranțele sunt cu topire rapidă și din treaptă în treaptă, dacă sunt cu topire lentă. Corelația dintre curenții nominali ai siguranțelor înseriate, de fabricație internă, este prezentată în tabelul 7.13.

Tabelul 7.13. Corelația între curenții nominali ai fuzibilelor de același fel, pentru asigurarea selectivității

Tipul siguranțelor	Poziția în raport cu sensul distribuției	Curentul nominal al fuzibilului [A]								
		16	20	25	35	50	63	80	100	
Cu filet	amonte	16	20	25	35	50	63	80	100	
	aval	6	10	16	20	25	35	50	63	
MPR	amonte	160	200	250	315	400	500	630	800	1000
	aval	100	125	160	200	250	315	400	500	630

### 7.3.5.3. Selectivitatea între un întreruptor automat și o siguranță fuzibilă

Acest caz de selectivitate apare, în general, la nivelul tablourilor generale (Fig. 7. 20, a).

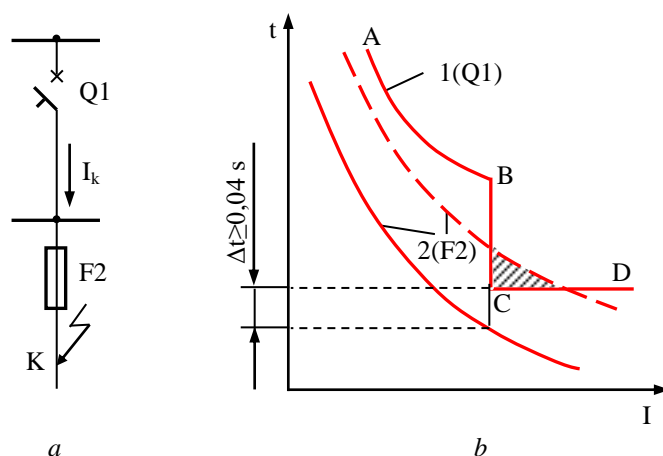


Fig. 7. 20. Explicativă pentru selectivitatea dintre un întreruptor automat și o siguranță fuzibilă: a-schema de alimentare; b-caracteristicile de protecție.

Selectivitatea între un întreruptor automat și o siguranță fuzibilă este realizată atunci când caracteristicile nu se intersectează și diferența de timp măsurată între punctele cele mai apropiate ale caracteristicilor este cea indicată în figura 7.20, b. Dacă siguranța fuzibilă  $F_2$  este prea mare (cu linie întreruptă în figura 7.20, b), apare un triunghi de neselectivitate (hașurat).

### 7.3.5.4. Selectivitatea între o siguranță fuzibilă și un întreruptor automat

Cazul siguranței fuzibile înseriate cu un întreruptor automat (Fig. 7. 21, a), în sensul distribuției energie electrice, este mai rar întâlnit în instalațiile electrice industriale, fiind mai frecvent în instalațiile electrice din clădirile

de locuit și similare, unde se utilizează microîntreruptoare automate pentru protecția circuitelor.

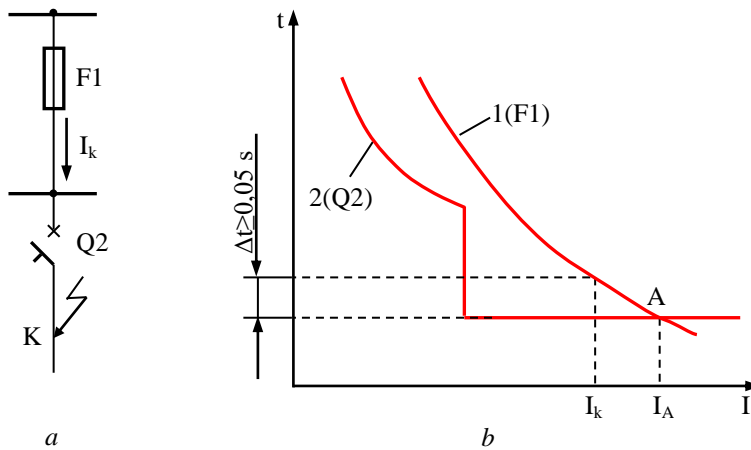


Fig. 7. 21. Explicativă pentru selectivitatea dintre o siguranță fuzibilă și un întreruptor automat: a - schema de alimentare; b – caracteristicile de protecție.

Selectivitatea este asigurată dacă intersecția inevitabilă a celor două caracteristici (Fig. 7. 21, b) se situează la un curent  $I_A$  mai mare decât curentul de scurtcircuit  $I_k$  din aval de întreruptorul automat, iar diferența dintre timpii de acționare a celor două protecții este cel indicat în figură.

Corelația dintre curenții nominali ai siguranțelor fuzibile și ai întreruptoarelor automate mici, conectate în aval de acestea, pentru realizarea selectivității, este prezentată în tabelul 7.14.

Tabelul 7.14. Corelația între curenții nominali ai siguranțelor fuzibile și ai întreruptoarelor automate mici conectate în serie, pentru realizarea selectivității

Curentul nominal al întreruptorului automat mic, [A]		6	10	16	20	25
Curentul nominal minim al siguranței fuzibile din amonte	rapidă	20	25	35	50	60
	lentă	16	20	25	35	50

### 7.3.5.5. Selectivitatea între două întreruptoare automate

Situația înșirării a două întreruptoare automate se întâlnește la nivelul unui tablou general (TG), la care sunt racordate tablouri de distribuție (TD) asimetric încărcate.

Selectivitatea între două întreruptoare automate  $Q_1$  și  $Q_2$ , având curenții nominali  $I_{n1} > I_{n2}$ , poate fi totală sau parțială, bazată pe principiul nivelurilor de curent, principiul nivelurilor de timp sau o combinație a acestora.

Selectivitatea între întreruptoarele automate  $Q_1$  și  $Q_2$  (Fig. 7. 22, a) este totală dacă valoarea maximă a curentului de scurtcircuit  $I_k$  nu depășește reglajul  $I_{m1}$  de declanșare la scurtcircuit a întreruptorului automat  $Q_1$ . În această situație la scurtcircuit va declanșa numai  $Q_2$  (Fig. 7. 22, b).

Selectivitatea este parțială dacă curentul de scurtcircuit maxim posibil,  $I_k$ , depășește reglajul de declanșare  $I_{m1}$  aferent întreruptorului automat  $Q_1$ . Într-o astfel de situație la curent de scurtcircuit maxim, vor declanșa ambele întreruptoare automate  $Q_1$  și  $Q_2$  (Fig. 7. 22, c).

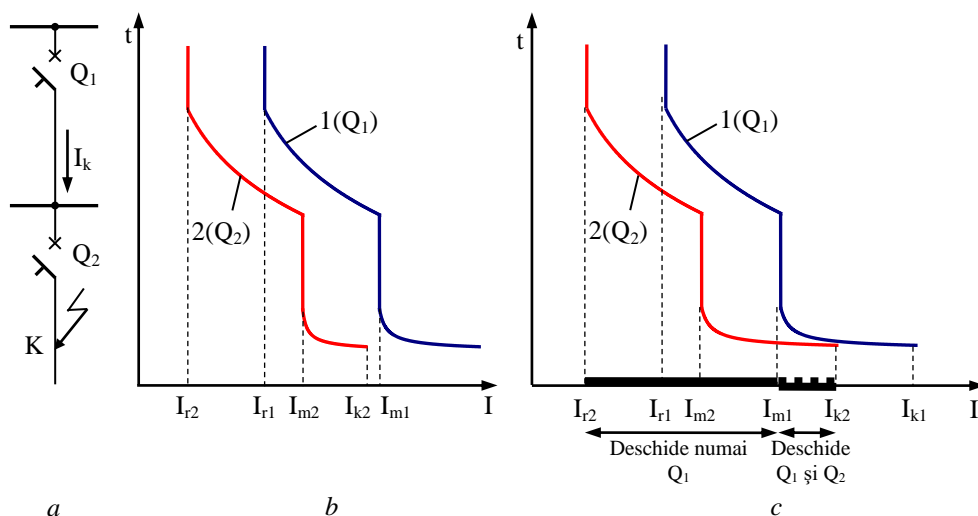


Fig. 7. 22. Explicativă pentru selectivitatea dintre două întreruptoare automate:  
a - schema de alimentare; b - selectivitate totală între întreruptoarele  $Q_1$  și  $Q_2$ ;  
c - selectivitate parțială între întreruptoarele  $Q_1$  și  $Q_2$ .

Asigurarea selectivității dintre două întreruptoare automate se bazează pe principiul nivelurilor de curent, principiul nivelurilor de timp, sau o combinație a acestora. Dezvoltări recente sunt bazate pe principiul selectivității logice.

*Selectivitatea bazată pe principiul nivelurilor de curent* se realizează prin reglarea crescătoare, în trepte, a curenților de declanșare a releelor, dinspre consumator (din aval) spre sursă (în amonte). Se consideră că selectivitatea în domeniul curenților de suprasarcină este asigurată dacă  $I_{r1} > 2I_{r2}$  (Fig. 7. 23, a). În domeniul curenților de scurtcircuit selectivitatea poate fi totală sau parțială, conform condițiilor menționate anterior.

*Selectivitatea bazată pe principiul nivelurilor de timp* este asigurată prin setarea unor trepte de temporizare crescătoare din aval înspre amonte, toate releele fiind reglate la același nivel al curentului de declanșare.

În diagrama cu două niveluri de timp (Fig. 7. 23, b), întreruptorul automat  $Q_1$ , din amonte, este întârziat suficient pentru a asigura selectivitatea totală cu întreruptorul automat  $Q_2$ .

*Selectivitatea bazată pe niveluri de curent și niveluri de timp* asigură îmbunătățirea performanțelor selectivității, bazate pe niveluri de curent, prin asigurarea unor trepte de temporizare în creștere din aval spre amonte.

Înteruptorul automat din amonte ( $Q_1$ ) are două niveluri de declanșare pentru protecția electromagnetică ultrarapidă (Fig. 7. 23, c):

- $I_{m1}$  - declanșare temporizată, realizată de către un declanșator magnetic cu temporizare sau de către un declanșator electronic cu temporizare scurtă;
- $I_{i1}$  - declanșare instantanee.

Selectivitatea este totală dacă  $I_k < I_{i1}$ .

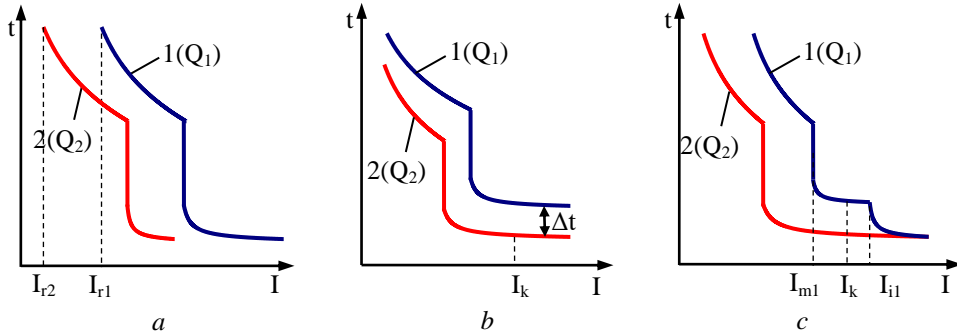


Fig. 7. 23. Metode de asigurare a selectivității dintre două întreruptoare automate:  
 a - bazată pe niveluri de curent (protecția împotriva suprasarcinilor);  
 b - bazată pe niveluri de timp (protecția împotriva scurtcircuitelor de nivel scăzut);  
 c - bazată pe combinarea celor două metode (discriminare în timp și în curent).

*Selectivitatea logică* necesită întreruptoare speciale, cu declanșatoare electronice și posibilitate de comunicare între ele. Întreruptorul din amonte  $Q_1$  declanșează instantaneu în cazul în care întreruptorul  $Q_2$  nu transmite un semnal care să confirme că defectul se află în aval de el. Acest semnal produce întârzierea declanșării lui  $Q_1$ , asigurând, totodată, protecția de rezervă în eventualitatea că întreruptorul automat  $Q_2$  nu reușește întreruperea (Fig. 7. 24).

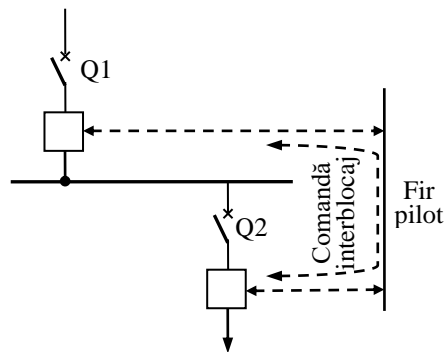


Fig. 7. 24. Selectivitate logică.



### BIBLIOGRAFIE

1. Comșa D. ș.a. *Proiectarea instalațiilor electrice industriale*. Editura Didactică și Pedagogică, București, 1983.
2. Bălan, H., Botezan, A., Munteanu, R.A. *Echipamente Electrice*. Editura Mediamira, Cluj Napoca, 2010, ISBN: 978-973-713-282-6.
3. Maier, V, Pavel, S. G., Birou, I., Beleiu H. G. *Technical and Economic Analysis of Soft Starter Providing in LV Electrical Installations*. Proceedings of the 17th national conference on electrical drives CNAE 2014, pp 137 - 147, Analele Universității "Eftimie Murgu, ISSN: 1453-7397, Reșița, 9 - 10 octombrie 2014 (Copernicus, EBSCO).
4. I7/2011. *Normativ privind proiectarea, execuția și exploatarea instalațiilor electrice aferente clădirilor*.
5. Schneider Electric. *Manualul instalațiilor electrice în conformitate cu standardele internaționale CEI*. Ediția 2007.
6. PE 143-94. *Normativ privind limitarea regimului deformat și nesimetric în rețelele electrice de distribuție, Revizia 6*. București, 2008.
7. SR EN 60947-1:2008. *Aparataj de joasă tensiune. Partea 1: Reguli generale (ediția 4)*.
8. SR EN 60947-2:2008. *Înteruptoare automate*.
9. SR EN 60898-1:2004/A12:2009. *Aparate electrice mici. Înteruptoare automate pentru protecția la supracurenți pentru instalații casnice și similare. Partea 1: Înteruptoare automate pentru funcționare în curent alternativ*.